



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Planta solar fotovoltaica de conexión a red de 19,76 MW  
situada en Novés

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: Guardiola Sáez, Alejandro

Tutor/a: Saiz Jimenez, Juan Ángel

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE**  
**INGENIERÍA DEL DISEÑO**

**Planta solar fotovoltaica de conexión a red de  
19,76 MW situada en Novés.**

**Trabajo Fin de Grado**

**Grado en Ingeniería Eléctrica**

**AUTOR: ALEJANDRO GUARDIOLA SÁEZ**

**Tutor: JUAN ÁNGEL SAIZ JIMÉNEZ**

**CURSO ACADÉMICO: 4º DE GRADO**

**FECHA: 12/02/2023**

# ÍNDICE

1	Resumen ejecutivo .....	4
2	Justificación académica y agradecimientos .....	4
3	Memoria .....	5
3.1	Objeto .....	5
3.2	Actualidad .....	6
3.3	Legislación de aplicación.....	7
3.3.1	Antecedentes.....	7
3.3.2	Normativa de carácter europeo .....	8
3.3.3	Normativa de carácter nacional.....	8
3.3.4	Normativa UNE .....	9
3.3.5	Otras normativas .....	11
3.4	Emplazamiento.....	11
3.4.1	Ubicación del proyecto.....	11
3.4.2	Datos de irradiación solar.....	12
3.4.3	Polígonos y parcelas afectadas.....	13
3.4.4	Afecciones consideradas .....	13
3.4.5	Acceso .....	13
3.5	Criterios de diseño.....	14
3.5.1	Diseño eléctrico .....	14
3.5.2	Diseño civil.....	15
3.6	Características generales .....	15
3.6.1	Configuración de equipos.....	16
3.6.2	Estructura de soporte de módulos .....	19
3.6.3	Hincado de estructura y montaje de estructura y módulos.....	20
3.6.4	Sistema de conexiones eléctricas .....	21
3.6.5	Canalizaciones .....	22
3.6.6	Protecciones .....	23
3.6.7	Puesta a tierra.....	23
3.6.8	Obra civil.....	24
3.6.9	Sistema de monitorización .....	25
3.6.10	Sistema de vigilancia .....	25
3.6.11	Estación meteorológica.....	26
3.6.12	Contador.....	26
3.7	Justificación técnico-económica.....	26

3.8	Ahorro en emisiones de <b>CO<sub>2</sub></b> .....	30
3.9	LCOE (Levelized Cost Of Energy).....	30
4	Cálculos eléctricos.....	30
4.1	Cálculos comprobación de enseriado de módulos.....	30
4.2	Cálculos cableado eléctrico.....	32
4.2.1	Descripción general de los circuitos.....	32
4.2.2	Datos técnicos de los cables.....	32
4.2.3	Cableado de string BT DC.....	33
4.2.4	Cableado de BT AC.....	39
4.2.5	Cableado MT AC.....	44
4.3	Cálculo protecciones eléctricas.....	50
4.3.1	Tramo de corriente continua (DC).....	50
4.3.2	Tramo de corriente alterna (AC).....	50
4.4	Cálculo de la puesta a tierra.....	52
4.4.1	Resistividad del terreno.....	52
4.4.2	Puesta a tierra en corriente continua (DC).....	53
4.4.3	Puesta a tierra en corriente alterna (AC).....	54
4.4.4	Conexión a tierra de los edificios.....	55
4.4.5	Conexión a tierra de estructura, inversores y báculos CCTV.....	56
4.4.6	Vallado y accesos.....	58
4.5	Cálculo de movimiento de tierras.....	58
4.6	Cálculo del coeficiente de seguridad de vuelco de la estructura según punto 9 de ITC-FV-04	60
4.7	Cálculos energéticos y producción de energía.....	60
4.7.1	Estimación de pérdidas.....	61
4.7.2	Estimación de la producción anual de energía.....	64
4.7.3	Metodología de cálculo.....	64
4.7.4	Informe PVSYST.....	65
5	Presupuesto.....	65
5.1	Presupuesto y mediciones.....	65
5.2	Resumen presupuesto.....	67
6	Pliego de condiciones.....	67
6.1	Objeto.....	67
6.2	Normas aplicables.....	68
6.3	Características del proyecto.....	71
6.3.1	Sistemas generadores fotovoltaicos.....	71

6.3.2	Estructura de soporte .....	72
6.3.3	Inversores .....	72
6.3.4	Cableado de baja tensión .....	74
6.3.5	Protecciones .....	74
6.3.6	Canalizaciones .....	75
6.3.7	Puesta a tierra.....	75
6.3.8	Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	75
6.3.9	Medidas de seguridad.....	75
6.4	Certificados y documentación.....	76
6.5	Condiciones facultativas .....	76
6.5.1	Dirección de obras .....	76
6.5.2	Libro de órdenes .....	77
6.6	Condiciones económicas y legales.....	77
6.6.1	Abono de la obra.....	77
6.6.2	Precios .....	77
6.6.3	Revisión de precios .....	78
6.6.4	Penalizaciones .....	78
6.6.5	Contrato .....	78
6.6.6	Responsabilidades .....	78
6.6.7	Recepción de las obras y garantía.....	78
6.7	Mantenimiento de la instalación.....	79
6.7.1	Plan de mantenimiento preventivo .....	79
6.7.2	Plan de mantenimiento correctivo .....	80
7	Planos .....	80
7.1	Situación y emplazamiento.....	80
7.2	Planta general.....	80
7.3	Esquema unifilar.....	80
7.4	Detalle puesta a tierra equipos .....	80
7.5	Detalle del inversor SUN2000-215KTL-H0 .....	80
7.6	Detalle de la STS-6000K-H1.....	80
7.7	Enlace entre módulos .....	80
8	Anexos .....	81
8.1	Tabla caída de tensión DC.....	81
8.2	Tabla intensidad máxima admisible y caída de tensión BT AC.....	81
8.3	Tabla intensidad máxima admisible y caída de tensión MT AC .....	81
8.4	Informe PVSYST .....	81

8.5	Datasheets de equipos principales.....	81
8.6	Datasheet de alternativas a equipos principales.....	81
8.7	Imágenes de las parcelas .....	81

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

El objeto del presente trabajo es el diseño de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red de 19,76MWp sobre suelo situada en el municipio de Novés, provincia de Toledo, España. Excluyendo del presente trabajo el proyecto que abarca la evacuación de la energía generada por la planta solar hasta la Subestación de Torrijos 45/220 kV, propiedad de I-DE, donde será inyectada a la red.

Una planta solar formada por los equipos más actuales del mercado como son los módulos fotovoltaicos, inversores, transformadores, estructuras tipo tracker y una serie de componentes imprescindibles en este tipo de instalaciones.

Como veremos, se ha intentado plasmar todas aquellas acciones a tener en cuenta en un proyecto de este calibre, haciendo hincapié en aquellas más importantes como pueden ser el enseriado óptimo de los módulos fotovoltaicos, el diseño de las líneas recolectoras de energía y aquellos diseños de obra civil imprescindibles como el movimiento de tierras.

También se ha elaborado un presupuesto económico lo más realista posible a los precios actuales de mercado, para poder analizar tanto a nivel técnico como económico el desarrollo de este tipo de proyectos. En él se han obtenido rentabilidades sobre la inversión inicial de 13.573.201,14€ a partir del año 8 de producción. Una producción que ha sido previamente calculada gracias a la herramienta de software PVSYST, líder en el sector capaz de simular producciones de lo más realista posible teniendo en cuenta múltiples factores, e incluso con la posibilidad de diseñar la configuración óptima de la instalación.

Se ha tenido en consideración todas las normativas vigentes nacionales, internacionales y autonómicas para la correcta ejecución del proyecto. Elaborando también, un pliego de condiciones donde se acuerda junto con la parte promotora las condiciones de ejecución del proyecto.

Por último, una serie de planos han sido elaborados para completar el trabajo, plasmando visualmente aquellos detalles relevantes del proyecto.

## 2 JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA Y AGRADECIMIENTOS

Nunca tuve claro durante mi paso por el Grado de Ingeniería Eléctrica donde terminaría o, mejor dicho, donde empezaría mi carrera laboral. No tenía claro el sector al que dirigirme hasta que, llegado el momento de comenzar mis prácticas de empresa, opté por aplicar a una empresa de energía renovables, GRUPOTEC RENOVABLES ESPAÑA. No tenía muchos conocimientos más allá de la asignatura de Energía Renovables que nos impartieron en el primer cuatrimestre de carrera, pues comencé las prácticas al terminar ese mismo cuatrimestre. Hoy, ya en 2023 y

pasado un año desde que entré en Grupotec y con predisposición por ambas partes de seguir vinculado a la empresa, he descubierto una intriga por el sector de las energías renovables comprendiendo la importancia que tienen en nuestro día a día, pero, sobre todo, en el futuro que nos espera.

El Trabajo Final de Grado he decidido orientarlo a lo que he ido aprendiendo desde que formo parte de Grupotec, que es el diseño y la construcción de plantas solares fotovoltaicas por todo el mundo, especialmente en España y Reino Unido.

Gracias a los conocimientos adquiridos durante el grado y las prácticas he desarrollado el trabajo, utilizando material de GRUPOTEC en algunos puntos del trabajo, como el pliego de condiciones adecuándolo al presente trabajo, datasheets y precios de los equipos importantes para la elaboración del presupuesto. También he utilizado la licencia que utilizamos para diseñar y calcular la producción de energía de nuestras plantas, PVSYST. Todo con el debido consentimiento por parte de Grupotec.

La realización del trabajo me ha aportado un punto de vista más general de todas las partes que envuelven un proyecto de estas dimensiones.

Para finalizar, me gustaría agradecer a mis tutores del TFG y prácticas Juan Ángel y Tania por parte de la Universidad y Jorge por parte de Grupotec, de los conocimientos que me han aportado y el apoyo recibido durante estos últimos años del grado. También agradecer a los demás profesores, así como a mis compañeros que he tenido el placer de conocer durante mi paso por la ETSID. Por último, pero no menos importante, a mi familia y amigos que tanto me han apoyado.

### **3 MEMORIA**

#### **3.1 Objeto**

El objeto de este documento es la definición técnica de la instalación de la Planta solar fotovoltaica de conexión a red de 19,76MW situada en el término municipal de Novés, en la provincia de Toledo, Castilla La Mancha.

El presente proyecto contempla la instalación de una parte generadora eléctrica formada por 32.940 paneles fotovoltaicos bifaciales de 600Wp, dispuestos en seguidores solares, y centros de transformación que se conectan mediante tendido eléctrico de 30 kV enterrado en zanja que tendrá como misión transportar la energía generada hasta la subestación elevadora de 30/45 kV situada en la misma planta fotovoltaica.

La evacuación de energía generada por la instalación se realizará a través de una posición de la Subestación Torrijos 45/220 kV, propiedad de I-DE. Esta infraestructura de evacuación está fuera del alcance del presente proyecto, así como la subestación interna 30/45 kV de la Planta Solar Fotovoltaica Novés.

Este proyecto quiere llevarse a cabo con el objeto de mejorar el aprovechamiento de los recursos solares de esta región, utilizando las más recientes tecnologías en este tipo de instalaciones.

La instalación solar fotovoltaica de conexión a red proyectada se enmarca en el ámbito de aplicación del RD 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. De acuerdo con este Real Decreto, en el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes:

a) la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.

b) la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.

En este caso la potencia instalada de la planta fotovoltaica es 19,76 MW, es decir, la correspondiente a los módulos FV. Mientras que la potencia de vertido a red quedará limitada a 17 MW.

La evacuación de energía generada por la instalación a la Red de Transporte se realizará a través de la Subestación Torrijos 45/220 kV, propiedad de I-DE. La energía generada por la instalación solar fotovoltaica será evacuada directamente a la subestación de transformación 30/45 kV, cuyo emplazamiento está en la propia planta fotovoltaica, mediante líneas subterráneas en media tensión de 30 kV. Esta subestación elevadora interna de la planta, así como la línea de evacuación hasta la Subestación de Torrijos queda fuera del alcance del presente proyecto.

### **3.2 Actualidad**

Las plantas generadoras basadas en fuentes renovables se distinguen por su uso de fuentes de energía que se regeneran por sí mismas, lo que las hace teóricamente inagotables si se aprovechan de manera sostenible. Esta característica permite una mayor armonía entre la producción de electricidad y la protección del medio ambiente. Estos proyectos ofrecen las siguientes ventajas en comparación con otras instalaciones energéticas:

- Reducción de la dependencia en fuentes de combustibles fósiles del exterior, lo que contribuye a la implementación de un sistema de energía renovable y sostenible y a la diversificación de las fuentes primarias de energía.
- Uso global de recursos renovables.
- Ausencia de emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Baja generación de residuos y vertidos contaminantes durante su operación.

Por lo tanto, es compatible con los objetivos del Estado, que busca una planificación energética que incluya, entre otros aspectos, "optimizar la participación de las energías renovables en la generación de energía y, en particular en la eléctrica" (extracto del artículo 79 de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible). En los últimos años, ha quedado claro que el grado de autosuficiencia energética es uno de los temas centrales de la estrategia a corto y largo plazo de los diferentes países. Esto significa que los proyectos de energías renovables son muy valorados a la hora de planificar la política energética en los diferentes países y regiones. En cuanto a los diferentes acuerdos internacionales a los que está ligado España, buscan principalmente reducir la tasa de emisiones de gases de efecto invernadero y desarrollar proyectos con fuentes autóctonas para garantizar el suministro energético y reducir la dependencia en el exterior.

El uso de energía renovable evita la producción de emisiones asociadas a la generación de energía mediante combustibles fósiles. Este ahorro de combustible significa evitar la emisión de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono y partículas. Además, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 impulsado por el Ministerio de Transición Ecológica, establece objetivos vinculantes y obligatorios mínimos en relación con la participación de fuentes renovables en el consumo energético total. En particular, el plan prevé los siguientes hitos para los próximos 10 años:



- Elevar la proporción de energía primaria producida por fuentes renovables al 42% para el año 2030.
- Elevar la proporción de electricidad producida por fuentes renovables en el consumo bruto al 74% para el año 2030.
- Aumentar la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica hasta 36.882 MW y la energía eólica hasta 50.258 MW en el año 2030.

A largo plazo, el plan tiene el ambicioso objetivo de convertir a España en un país sin emisiones de carbono para el año 2050. Esta construcción de una planta de producción eléctrica es importante para cumplir con los objetivos de una política energética, climática y medioambiental sostenible. En resumen, estos objetivos se basan en los siguientes pilares fundamentales:

- Reducir la dependencia en la energía.
- Aprovechar las fuentes de energía renovable.
- Diversificar las fuentes de suministro con las menos contaminantes.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Asegurar el cumplimiento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-20.

### **3.3 Legislación de aplicación**

#### **3.3.1 Antecedentes**

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que fue aprobada en noviembre de ese año, marcó el comienzo de la liberalización gradual del sector mediante la apertura de las redes a terceros y la creación de un mercado organizado de negociación de energía. También estableció el régimen especial para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Posteriormente, esta ley fue modificada por la Ley 17/2007 para adaptarse a la Directiva sobre el Mercado Interior de la Electricidad.

Desde entonces, se han aprobado varias normas reguladoras hasta llegar al Real Decreto-Ley 9/2013, que adoptó medidas para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico e incluyó un mandato para el Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía renovable.

Después de 16 años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, el sector eléctrico ha experimentado cambios significativos, lo que ha llevado a la necesidad de una nueva regulación. La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico es la norma básica que actualmente regula la estructura y funcionamiento del sector. Tiene como objetivo principal garantizar el suministro eléctrico de calidad a un costo mínimo, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y fomentar un nivel de competencia efectivo en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental.

La creciente penetración de tecnologías renovables, cogeneración y residuos ha hecho necesaria una regulación unificada para estas instalaciones, para que compitan en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías en el mercado. El régimen retributivo para estas energías se basará en su participación en el mercado, complementado con una retribución regulada específica que les permita competir con las demás tecnologías.

En consecuencia, se aprobó el Real Decreto 413/2014, que regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Este Real Decreto establece la

metodología para el régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones de producción de energía renovable que se les otorgue.

### 3.3.2 Normativa de carácter europeo

- Directiva del Consejo de 3 de mayo de 1989 sobre la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros relativas a la compatibilidad electromagnética (89/336/CEE); DO L 139 de 23.5.2989, p.19

### 3.3.3 Normativa de carácter nacional

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico; B.O.E. núm. 285, 28 noviembre 1997, 35097-35126.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad; B.O.E. núm. 160, 5 julio 1997, 29047-29067.
- 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
- Corrección de errores del 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-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. B.O.E 167,13 de julio 2013, 52106-52147
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; B.O.E núm.310, 27 de diciembre 2013, 105198-105294.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. B.O.E 140, 10 de junio 2014, 43876-43978.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- R.D. 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; B.O.E. núm. 310, 27 diciembre 2000, 45988-46040.
- R.D. 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y acceso a las redes en baja tensión. B.O.E núm. 313, 31 diciembre 2002.
- R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión; B.O.E. núm. 224, 18 septiembre 2002, 33084-33086.

- R.D. 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico; B.O.E. núm. 224, 18 septiembre 2007, 37860-37875
- R.D. 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. B.O.E. núm. 68, 19 marzo 2008.
- Señalización: normativa de Gestión de Infraestructuras de Andalucía, S.A., Dirección General de Carreteras, Consejería de Obras Públicas y Transportes.
- R.D. 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación; B.O.E. núm. 288, 1 diciembre 1982, 33063-33065. Y las Órdenes que lo modifican.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales; B.O.E. núm. 269, 10 noviembre 1995, 32590-32611.
- R.D. 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo; B.O.E. núm. 97, 23 abril 1997, 12911-12918.
- R.D. 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo; B.O.E. núm. 97, 23 abril 1997, 12918-12926.
- R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción; B.O.E. núm. 256, 25 octubre 1997, 30875-30886.
- R.D. 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. B.O.E. núm.148, 28 junio 2001.
- R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación; B.O.E. núm. 74, 28 marzo 2006, 11816-11831.
- R.D. 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida; B.O.E. núm. 183, 2 agosto 2006, 28844-28896.
- Real Decreto 337/2014 de 09 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Normalización Nacional. Normas UNE y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento según la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 02.
- Ley 10/1966, de 18 de marzo sobre Expropiación Forzosa y Sanciones en materia de instalaciones eléctricas y Reglamento para su aplicación, aprobado por Decreto 2619/1996 de 20 octubre.

### 3.3.4 Normativa UNE

- UNE 21428-X-X: Transformadores trifásicos sumergidos en aceite, para distribución en baja tensión de 50 a 2500 kVA, 50 Hz, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV.
- UNE-EN 61330:1997: Centros de transformación prefabricados.
- UNE-EN 60076-X: Transformadores de potencia.

- UNE-EN 60694-X: Estipulaciones comunes para las normas de aparata de alta tensión.
- UNE-EN 60265-1:1999: Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- UNE-EN 61173:1998: Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía.
- UNE-EN 61727:1996: Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- UNE-EN ISO 9488:2001: Energía Solar. Vocabulario.
- UNE 206001:1997 EX: Módulos Fotovoltaicos. Criterios Ecológicos.
- UNE-EN 60891:1994: Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 60904-X: Dispositivos fotovoltaicos.
- UNE-EN 61194:1997: Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- UNE-EN 61215:1997: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación de diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 61277:2000: Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y Guía.
- UNE-EN 61345:1999: Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61427:2002: Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía solar. Requisitos generales y métodos de ensayo.
- UNE-EN 61646:1997: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación de diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 61683:2001: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 61701:2000: Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61721:2000: Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FV) al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).
- UNE-EN 61725:1998: Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- UNE-EN 61829:2000: Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- UNE-EN 61000-4-X: Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida.

- UNE-EN 62271-200:2005: Aparata de alta tensión. Parte 200. Aparata bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- CEI 60129: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- UNE 21310-3:1990: Contadores de inducción de energía eléctrica reactiva.
- UNE 21123-X: Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.
- UNE 21186:2011: Protección contra el rayo: Pararrayos con dispositivo de cebado.
- UNE 20435-X: Guía para la elección de cables de alta tensión.
- UNE-HD 603-X: Cables de distribución de tensión asignada 0,6/1 kV.

### 3.3.5 Otras normativas

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C Rev.-Octubre 2002, IDAE.

## 3.4 Emplazamiento

### 3.4.1 Ubicación del proyecto

La instalación solar FV de Novés se sitúa en la zona sur de la provincia de Toledo, en el término municipal de Novés cuyas coordenadas UTM son las siguientes:

*Tabla 1. Coordenadas – Google Earth*

Latitud	+40.00º
Longitud	-4.26º
Altitud	555m



Ilustración 1. Ubicación de la planta solar FV Novés – Google Earth

### 3.4.2 Datos de irradiación solar

En la siguiente tabla se muestran los datos extraídos de PVsyst de irradiación solar del lugar donde está ubicada la instalación fotovoltaica. Donde, GHI es la irradiación global sobre el plano horizontal y DHI es la irradiación difusa sobre el plano horizontal.

Tabla 2. Datos de irradiación - PVsyst

	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T_amb (°C)
Enero	65,7	24,59	6,63
Febrero	89,3	29,22	8,55
Marzo	137,6	46,28	11,76
Abril	171,5	61,41	14,36
Mayo	206,4	67,68	19,53
Junio	229,9	62,71	24,57
Julio	242,3	58,34	28,29
Agosto	212,3	52,71	27,97
Septiembre	158	46,8	22,97
Octubre	111,3	39,26	17,6
Noviembre	72,5	28,75	10,38
Diciembre	57,2	23,41	7,15

### 3.4.3 Polígonos y parcelas afectadas

El ámbito de acción de la instalación fotovoltaica abarca los terrenos en los que se van a construir los componentes de la instalación solar, incluyendo los módulos fotovoltaicos, la estructura de soporte, los inversores, los transformadores de potencia, y todo el cableado necesario para conectar estos elementos.

Tabla 3. Parcelas afectadas

Término Municipal	Polígono	Parcela	Ref. Catastral	Superficie parcela (m2)
Novés	4	21227	45119A004212270000DP	648933

### 3.4.4 Afecciones consideradas

Para a llevar a cabo correctamente la instalación hay que tener en consideración ciertas afecciones que es necesario respetar durante la construcción.

#### 3.4.4.1 Linderos y caminos

Se debe respetar 5 metros sobre linderos hasta el cerramiento, así como 5 metros entre el vallado de la planta y el eje del camino público existente. Se proyectan 3884 metros de vallado perimetral.

#### 3.4.4.2 Líneas eléctricas

En la zona de la instalación, existe una línea eléctrica aérea que cruza la parcela. Por lo tanto, al diseñar la instalación se han considerado ampliamente los 5 metros de espacio libre establecidos por las normativas para las líneas eléctricas que se encuentran en la zona de implantación. Esto está regulado por el Real Decreto 223/2008, que establece las condiciones técnicas y garantías de seguridad para las líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. En este caso en particular, existe una línea eléctrica aérea de 45 kV que atraviesa de este a oeste el cerramiento de la planta fotovoltaica. Para cumplir con las normativas, se ha retranqueado la línea 15 metros a cada lado del eje, lo que supera ampliamente el espacio libre requerido por las normativas.

### 3.4.5 Acceso

Para el acceso al interior de la planta fotovoltaica se accede desde la carretera TO-4421-V, de la que parte el camino Caudilla Barcience.



Ilustración 2. Acceso a la planta – Google Earth

### 3.5 Criterios de diseño

Para el diseño de la planta fotovoltaica se ha considerado la siguiente configuración en cuanto a potencias y equipos principales que la componen:

Tabla 4. Datos principales de la instalación

Potencia pico	19,76 MWp
Potencia en los inversores	21,28 MW
Potencia nominal en punto de conexión (POC)	17 MW
Ratio DC/AC	0,928
Panel solar	Módulo Bifacial marca. Jinko Solar Mod. JKM590-610N-78HL4-BDV
Inversor	Inversor String marca. Huawei. SUN2000 215KTL-H0
Centros de transformación	Centro de transformación 6,8 MVA Modelo Huawei STS 6000K-H1
Estructura	Seguidor solar 1 eje 1Vx54 Axone Duo de PVH

Es necesario tener 21,28 MW de potencia instalada en inversores para compensar la energía reactiva en POC a las temperaturas máximas que se pueden dar en el lugar de hasta 40°C.

#### 3.5.1 Diseño eléctrico

Los conductores de corriente continua (DC) entre paneles solares e inversores han sido diseñados para una caída de tensión promedio límite del 0,5% en condiciones estándar. Además, estos cables cumplen con los requisitos de intensidad máxima establecidos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Serán conductores de cobre unipolares y estarán enterrados en zanjas con tubos.

Los cables de corriente alterna (AC) desde los inversores hasta los puntos de transformación han sido diseñados con una caída de tensión promedio del 1,7% en condiciones estándar. Además, cumplen con los requisitos de intensidad máxima del REBT. Serán conductores de aluminio



unipolares tipo XZ1 ALLGROUND AL 0,6/1kV según IEC 60228 y estarán directamente enterrados en zanjas.

Los componentes eléctricos de baja tensión deben ser capaces de manejar la tensión máxima de funcionamiento del inversor solar y del sistema de DC (1500 Vdc).

La red de media tensión que conecta los puntos de transformación con la subestación interna de la planta se realiza con cables de aluminio unipolares enterrados directamente teniendo en cuenta los requisitos de intensidad nominal y cortocircuito, sin sobrepasar una pérdida de tensión media superior al 0,4%. La conexión entre los transformadores de la red de media tensión es en línea-antena, no en anillo, y se manejará un nivel de tensión de 30kV.

Los consumos relacionados con los inversores y el sistema de seguridad perimetral están alimentados desde los transformadores en los puntos de transformación, mientras que los demás consumos (almacenes, edificio de control, subestación, etc.) están alimentados desde la subestación.

### 3.5.2 Diseño civil

Para instalar correctamente los paneles solares, es necesario limpiar y despejar las áreas donde se van a colocar. Los centros de transformación deben conectarse entre sí, así como los pasillos interiores entre filas de módulos, mediante viales internos de 4 metros de ancho. Además, se debe dejar un espacio para maniobrar camiones en algunos puntos. Los caminos de acceso están diseñados con una anchura de 6 metros.

La base de las estructuras será mayormente hincada, a menos que la resistencia del terreno resultante del estudio geotécnico sea muy baja, en cuyo caso se solucionará con bloques de hormigón.

Se ha previsto un sistema de drenaje perimetral y otro de drenaje interior en forma de canal en el lado de los viales internos para recoger el agua de escorrentía.

Se ha mantenido una distancia entre ejes de filas (pitch) de 6 metros, lo que resulta en un espacio libre entre filas de aproximadamente 3,5 metros. El pitch se ha diseñado en función del espacio disponible para instalar el máximo número de módulos solares, comprobando posteriormente con el PVsyst con la opción de “near shadings” que esa distancia no afecta a las sombras cercanas ni perjudica la producción de la planta. En el punto 4. Cálculos se encuentra la justificación.

El sistema de conexión a tierra de la planta conectará los elementos metálicos a tierra, tales como las estructuras fotovoltaicas, los centros de transformación, el sistema de seguridad, el vallado perimetral, etc., mediante cables enterrados en las zanjas de baja y media tensión.

## 3.6 Características generales

El proceso de conversión de la energía solar en eléctrica comienza con la captación de la radiación solar por los módulos fotovoltaicos. Luego, la energía eléctrica de corriente continua se alimenta a los inversores, donde se convierte en corriente alterna. Finalmente, el transformador adapta el nivel de voltaje para inyectar la energía generada en la red eléctrica.

En esta instalación fotovoltaica, la tecnología se utiliza para transformar la luz solar en energía eléctrica utilizable, a través de una serie de componentes clave como los módulos solares, los

inversores y el transformador. Juntos, estos componentes forman un sistema eficiente y efectivo para la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar.

Los componentes principales que forman el núcleo tecnológico de la planta son:

- Módulo fotovoltaico.
- Tracker.
- Inversor.
- Centro de transformación (STS skid).
- Sistema conexiones eléctricas.
- Protecciones eléctricas.

La instalación posee sistemas de seguridad, como el interruptor de interconexión automático o el interruptor general manual que permite separar la instalación fotovoltaica de la red eléctrica.

Se garantiza un mínimo de aislamiento eléctrico de Clase II básico en los componentes (módulos e inversores) y materiales (conductores, cajas, armarios de conexión).

La capacidad de la instalación será determinada por la suma de la capacidad de los inversores que la componen.

Como la instalación está conectada a la red y su objetivo es vender la energía eléctrica generada, se dispondrá de los equipos de medición de energía necesarios para medir la energía producida tanto a través de la visualización directa como a través de la conexión vía módem o ethernet.

### 3.6.1 Configuración de equipos

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica estará formada por 99 inversores del modelo SUN2000-215KTL-H0 de Huawei cuya máxima potencia es de 215kW @30°C. El inversor opera automáticamente y controla el arranque y parada del mismo. Estos inversores cuentan con 9 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) funcionando cada uno de ellos con dos strings. Para minimizar las pérdidas durante el proceso de inversión, usa tecnología de conmutación mediante transistores bipolares de puerta aislada (IGBT's).

*Tabla 5. Datos técnicos del inversor*

Inversor SUN2000-215KTL-H0	
Fabricante	Huawei
Entrada	
Rango de tensión (V)	500-1500
Máx. intensidad por MPPT (A)	50
Inputs	18
MPPT	9
Salida	
Potencia nominal (W)	200000
Máx. Potencia (W)	215000

Tensión (V)	800
Máx. intensidad de salida (A)	155,2
Rendimiento (%)	98,6

Con 99 inversores se dispone de 21,28 MW de potencia instalada en AC, superior a la potencia en DC 19,76MWp. Esto se debe a las condiciones del lugar, en peores condiciones de temperatura (40º) el inversor opera a 204 kVA máximo, por lo que si se limita la potencia en AC para un ratio de 1,2 DC/AC no sería posible alcanzar los 17MW que se requiere en el punto de conexión (POC). Dimensionando los inversores se asegura en primera instancia que se cumplirá con el cumplimiento de red, teniendo en cuenta la energía reactiva de la instalación. Además, se quedan prácticamente completas las STS, por lo que se estaría aprovechando al máximo el espacio disponible, para en un futuro, poder aumentar la potencia en DC. No obstante, sería necesario realizar un estudio de red de acuerdo con las exigencias de la empresa distribuidora.

Se contemplaron dos alternativas al inversor de Huawei, por un lado, el inversor de Sungrow SG250HX, el cual es de mayor potencia (250 kVA) por lo que contiene más MPPTs (12), pero el transformador skid de Sungrow es de peor calidad que la STS de Huawei. Además, este inversor es más pesado que el de Huawei por lo que supondría un sobrecoste al presupuesto del proyecto. Datasheet en los anexos.

**SG250HX** New  
Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

**SUNGROW**  
Clean power for all



*Ilustración 3. Inversor SG250HX de Sungrow - Datasheet*

Por otro lado, se baraja como tercera opción el inversor de GoodWe GW225K-HT, cuya potencia nominal es de 225 kW, aunque tiene un peor rendimiento frente a las demás opciones (98,5%) es una opción atractiva por el número de MPPT (12). Esta opción se descarta de primeras porque desde el punto de vista empresarial, la empresa GRUPOTEC, de donde está basado el presente trabajo, apenas ha trabajado con este fabricante por lo que la predisposición, y más en España es utilizar Huawei. En países como Estados Unidos o Reino Unido, no es posible instalar inversores Huawei por sus vínculos con el gobierno chino, por las plantas situadas en aquellos países son buenas opciones para probar este tipo de inversores. En el presente caso, se instalarán los inversores de Huawei por su gran relación calidad-precio.



Ilustración 4. Inversor GW225K-HT de GoodWe - Datasheet

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica estará compuesta a su vez por 32.940 módulos de Jinko JKM600N-78HL4-BDV, cada módulo con una potencia en condiciones STC de 600 Wp y tensión máxima en DC de 1500V, distribuidos en filas y montados sobre seguidores solares de un eje bifila en disposición 1V. La potencia pico total en DC es 19,764 kWp. Estos paneles están conectados en serie formando un total de 1.220 strings de 27 módulos cada string. Agruparemos los strings en los 99 inversores distribuidos por la planta, con un máximo de 13 strings por inversor.

El modelo de panel escogido es un modelo bifacial y N-type acorde a las tecnologías más reciente de mercado. Cuyas características son:

Tabla 6. Datos técnicos del módulo FV

Módulo JKM600N-78HL4-BDV	
Fabricante	Jinko
Máx. Potencia (Wp)	600
Vmp (V)	45,25
Imp (A)	13,26
Voc (V)	55,03
Isc (A)	13,87
Máx. tensión sistema (V)	1500
Coef. De temperatura de Voc	-0,25%/Cº
Nº células	156
Peso (kg)	35

Las cualidades de bifacialidad aportan una mayor absorción del panel incrementando su generación. En cuanto que sea N-type es una característica de las células que, gracias a su composición tienen una mayor tolerancia a las impurezas ofreciendo un mayor rendimiento.

Se han considerado los módulos de Trina (TSM-NEG20C.20) y de Canadian (HiKu7 Mono PERC) ambos de 600Wp. A lo hora de elegir el módulo, principalmente se ha tenido en cuenta el coste económico ya que a nivel técnico presentan las características similares. En el caso del módulo de Canadian no es N-Type ni bifacial por lo que de primeras queda en un segundo plano.

Tabla 7. Comparativa precios módulos FV

	Precio de venta	€/Wp
Jinko - JKM600N-78HL4-BDV	170,69 €	0,284
Trina - TSM-NEG20C.20	185,54 €	0,309
Canadian - HiKu7 Mono PERC	180,79 €	0,312

Los precios han sido extraídos de la base de datos de GRUPOTEC, ya que una compra de tantas unidades (32.940 Uds.) se adquieren directamente del fabricante. No obstante, estos precios fluctúan mucho por lo que sería necesario pedir una actualización en el momento de la compra.



Ilustración 5. Módulos FV - Jinko, Trina y Canadian -Datasheets

### 3.6.2 Estructura de soporte de módulos

Los módulos FV se instalarán sobre seguidores solares de un eje 1Vx54. La utilización de una adecuada estructura facilita las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado, evita problemas de corrosión y mejora la estética de la planta en su conjunto.

Los principales elementos de los que se compone la estructura son los siguientes:

- Cimentaciones: perfiles hincados con perforación o sin perforación previa.
- Estructura de sustentación: formada por diferentes tipos de perfiles de acero galvanizado y/o aluminio.
- Elementos de sujeción y tornillería.
- Elementos de refuerzo.

- Equipo de accionamiento para el seguimiento solar el cual cuenta con un cuadro de Baja Tensión.
- Automata astronómico de seguimiento con sistema de retroseguimiento integrado.

Sistema de comunicación interna mediante PLC. Se utilizarán seguidores que mantendrán las siguientes características:

- La composición es de 1Vx54.
- La distancia máxima de la estructura al terreno es menor de 3 m.
- Los seguidores están autoalimentados mediante un conjunto de panel fotovoltaico.
- Los seguidores portan comunicación Wireless.

*Tabla 8. Datos técnicos del tracker*

Seguidor solar 1 eje 1Vx54 Axone Duo	
Fabricante	PVH
Seguidor	Horizontal a un eje bifila
Rango de rotación	+/- 60º
Motor	DC
Inclinación máxima terreno N-S	14%
Inclinación máxima terreno E-O	Ilimitado
Configuración módulo FV	1V (vertical)
Montaje módulo	Directo a la correa

El seguidor tiene un rango de inclinación de  $\pm 60^\circ$  este/oeste, optimizando el rendimiento energético de los módulos fotovoltaicos. Los seguidores alcanzan la inclinación más optima gracias al reloj crepuscular y a los motores DC que llevan instalados.

### 3.6.3 Hincado de estructura y montaje de estructura y módulos

La longitud de la profundidad de hincado puede variar entre 1 y 1,5 metros dependiendo de las condiciones del suelo, pero siempre asegurando una estabilidad adecuada ante las fuerzas del viento y el peso que puedan surgir en el lugar de instalación. Se precisa de medios mecánicos para llevar a cabo el hincado, utilizando maquinaria diseñada específicamente para clavar directamente los pilares que forman las estructuras.

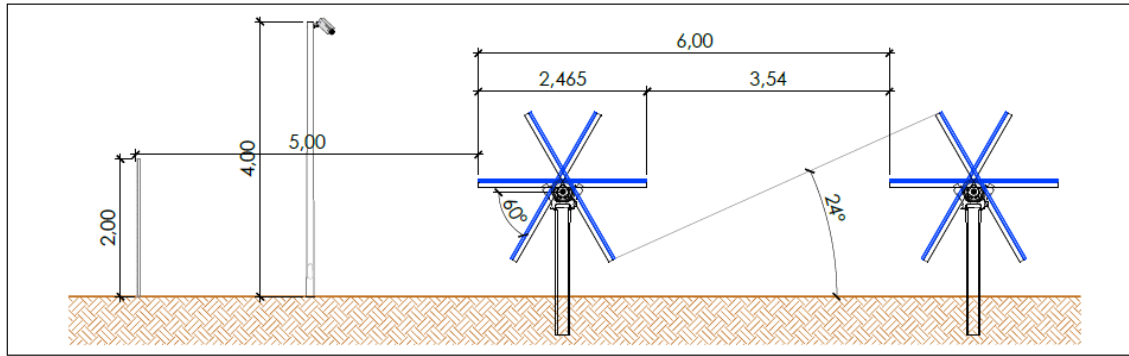


Ilustración 6. Detalle de la estructura - Planos

Una vez que los pilares que sustentan la estructura estén firmemente hincados, se inicia el proceso de montaje de los componentes que controlan y transmiten la fuerza del torque tube. Cuando este proceso esté completo, se colocan las vigas transversales que sostendrán los módulos, utilizando los pernos y herramientas adecuados para garantizar una ejecución precisa y correcta.

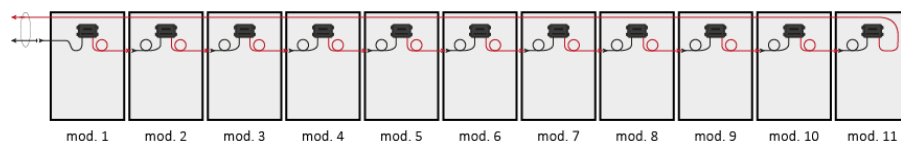
### 3.6.4 Sistema de conexiones eléctricas

Se divide la instalación fotovoltaica eléctricamente en dos tramos: tramo de corriente continua, desde los módulos hasta los inversores, y tramo de corriente alterna, posterior a los inversores hasta el punto de conexión (POC).

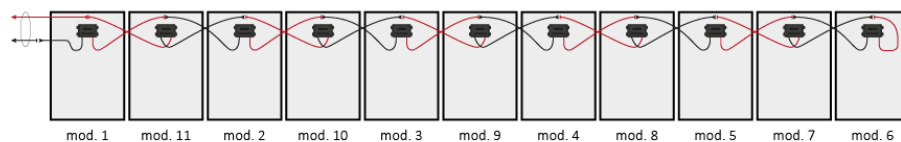
#### 3.6.4.1 Sistema de corriente continua (DC)

El tramo de corriente continua incluye los siguientes componentes: módulos fotovoltaicos, cableado e inversores. La red eléctrica de corriente continua está compuesta por cables positivo y negativo. Estos cables están fijados directamente a la estructura.

Se ha optado por utilizar la conexión en tresbolillo (leapfrog) para el cableado de los paneles, esta técnica permite reducir la longitud de los cables, especialmente en instalaciones de gran tamaño, como es el caso actual.



#### DAISY CHAIN VS. LEAPFROG WIRING



1

Ilustración 7. Conexión Leapfrog

La sección del cable empleado será la suficiente para asegurar que las pérdidas por caída de tensión en cables e inversores sean inferiores al 1,0 % en el tramo DC y al 2,99% en el tramo AC.

<sup>1</sup> Comparativo cableado estándar vs leapfrog (<https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/conexion-salto-de-rana-en-paneles-solares>).

Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, cumpliendo la norma UNE 21123.

Se utiliza cable de cobre flexible unipolar, con aislamiento de XPLE y cubierta de PVC o similar. La función del cableado entre módulos es interconectar todos los módulos que conforman un string. Se interconectarán 27 por cada string. Para este cableado se empleará el conector rápido MC4 que llevan incorporado de 4 mm<sup>2</sup> de sección.

En cuanto al tramo final DC, desde el extremo del string hasta el inversor se emplea cable solar de cobre del fabricante General Cable, H1Z2Z2-K - Libre de halógenos 1,8 kV DC.

#### 3.6.4.2 Sistema de corriente alterna (AC)

El cable desde el inversor hasta la STS (Baja Tensión) se instala directamente enterrado en zanjas. Este tramo de cable de corriente continua está formado por cable de aluminio, aislamiento XLPE y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos, TOXFREE ZH XZ1 (S) 0,6/1 kV Al del fabricante Top Cable.

La sección a considerar para el cable enterrado es de 300 mm<sup>2</sup>. Los cables de corriente alterna (AC) han sido diseñados con una caída de tensión media máxima de 1,7% en las condiciones de STC. Además, los cables de AC propuestos cumplen los criterios de máxima intensidad indicados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

El sistema de protección para el tramo inversor-STS será un sistema IT, se considera un sistema seguro y más barato por el ahorro de cableado, considerando en todo momento que únicamente accederán al interior de la planta FV personal cualificado.

Para evacuar la potencia generada de cada estación de transformador, se instala una red de media tensión formada por cables unipolares X-VOLT RH5Z1 18/30 kV Al enterrados directamente en zanjas.

Las secciones seleccionadas para este proyecto son de 95, 300 y 400 mm<sup>2</sup>. Los cables de media tensión de corriente alterna (AC) desde los centros de transformación a la subestación interna, se han calculado con una caída de tensión media máxima del 0,4%. Además, el cable propuesto cumple los criterios de máxima intensidad según el Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT). La instalación del cableado de MT se realiza cosiendo las tres STS llevando la potencia de la planta a la subestación interna de la planta.

### 3.6.5 Canalizaciones

#### 3.6.5.1 Trazado entre módulos e inversor (DC)

Teniendo en cuenta que las instalaciones a la intemperie deben cumplir la ITC-BT-30 del REBT en cuanto a instalaciones en locales mojados, las canalizaciones empleadas desde los paneles hasta el inversor transcurren en la medida de lo posible por la propia estructura de los módulos. No obstante, hay tramos que no son posible seguir la estructura, por lo que para estos tramos se entierra bajo tubo corrugado HDPE de 63mm de diámetro.

#### 3.6.5.2 Trazado entre inversor y STS (AC)

El conductor elegido para este tramo es el TOXFREE ZH XZ1 (S) 0,6/1 kV Al del fabricante Top Cable, por lo que irá directamente enterrado.



### 3.6.6 Protecciones

#### 3.6.6.1 Protecciones en baja tensión

Todas las protecciones deben cumplir conforme al REBT garantizando, de esta manera, la seguridad de las personas y equipos que componen la instalación.

Los inversores cumplen lo previsto en el R.D. 1663/2000 por lo que han de estar preparados para no mantener la tensión en la línea de distribución en el caso de funcionamiento en isla, lo que está certificado por el fabricante del inversor.

- Protección contra sobretensiones: el inversor incorpora descargadores de sobretensión tanto para el lado de continua como para el de alterna.
- Protección frente a posibles derivaciones: el inversor incluye un vigilante de aislamiento con una sensibilidad de 30 mA y un tiempo de disparo inferior a 0,3s.
- Detección de corrientes residuales: garantizando así que, al producirse un defecto, no circulen corrientes inversas hacia los strings.
- Protecciones voltimétricas de la conexión: desconectándose en caso de que la tensión se encuentre fuera de los parámetros requeridos por la red (VRT).
- Protecciones frecuenciométricas de la conexión: desconectándose en caso de que la frecuencia se encuentre fuera de los parámetros requeridos por la red (FRT).
- Protecciones frente al funcionamiento en isla.

En cuanto a las protecciones de las MAIN AC-Box, integradas en la STS, se cuenta con:

- Interruptores magnetotérmicos: se colocará uno por cada rama que conecta un inversor con la Main AC Box. La intensidad nominal de este dispositivo (IN) será de 125 A. El ajuste de los parámetros que garantizan la protección frente a cortocircuitos y sobrecargas se fijarán una vez realizado el ensayo de selectividad, garantizándose en todo caso el cumplimiento de la normativa.
- Seccionador manual: se instalará un elemento de corte manual de calibre 1.250 A por cada cuadro Main AC Box.

Resaltar que ambos elementos de protección descritos vendrán ya integrados en la propia STS de Huawei cuya responsabilidad es que ambas protecciones estén correctamente diseñadas cumpliendo con la normativa y criterios de selectividad necesarios.

#### 3.6.7 Puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra del parque fotovoltaico se diseña teniendo en cuenta la ITC-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra, y la ITC-BT 18: Instalaciones de puesta a tierra.

Para las masas de baja tensión, se instalará un cable desnudo de cobre en las zanjas. Este funcionará como una conexión a tierra y será donde se unan los diferentes conductores de puesta a tierra. La configuración de los componentes en cada fila se conectará eléctricamente entre sí para asegurar la igualdad de potencial al conectarse a la conexión a tierra.

Se realiza una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre desnudo enterrado de 35 mm<sup>2</sup> de sección y picas de 2m de longitud y 14mm de diámetro mínimo en las zonas donde sean necesarias, tales como los centros de transformación.

En los inversores, se unirán tanto la parte de corriente continua como la de corriente alterna al electrodo de puesta a tierra. El electrodo de cobre desnudo es suficiente para garantizar la seguridad de las personas, coordinado con los dispositivos de protección diferencial en la planta y con los límites máximos de tensión de contacto permitidos.

El sistema de tierras de baja tensión está separado de la conexión a tierra de las masas de alta tensión y del neutro de los transformadores.

### 3.6.8 Obra civil

#### 3.6.8.1 Vallado

Se construirá un vallado perimetral alrededor del área de la planta, enclavando todas las instalaciones relacionadas con la planta, como la subestación interna, el edificio de control, los paneles solares y los inversores y transformadores. Al lado del vallado se creará una zanja para alojar las canalizaciones de las líneas de alimentación de datos y energía necesarias para las cámaras de seguridad. Hay una sola puerta de entrada a la planta, cerca de la cual se ubica el edificio de control. El vallado está compuesto por postes metálicos verticales con cimentación y malla metálica flexible.

#### 3.6.8.2 Acondicionamiento del terreno

Al principio, se lleva a cabo la eliminación de la vegetación en toda la superficie de terreno afectada por la planta. Se aplica el tratamiento necesario al terreno para mantener las condiciones adecuadas para el correcto funcionamiento de la planta. También se realizan todos los movimientos de tierra que sean necesarios, como desmontes y terraplenados, para establecer un equilibrio neutral y mantener la pendiente del terreno por debajo de los valores permitidos por las instalaciones fotovoltaicas, establecidos por el fabricante de la estructura, 14% N-S según PVH.

Todos estos trabajos se ejecutan con la maquinaria de movimiento de tierras adecuada y siempre teniendo en cuenta las necesidades de la planta. Una vez finalizados los trabajos de preparación del terreno, éste estará en perfectas condiciones para recibir la implantación fotovoltaica, tanto en términos de vegetación, pendientes y propiedades del terreno para el futuro.

#### 3.6.8.3 Losas edificios prefabricados

Se construyen las losas necesarias para sostener los edificios de la planta. Estas losas son de 20 cm de profundidad, y están hechas de hormigón con proporciones que garanticen la resistencia necesaria. Ya sea para la resistencia mecánica o para la puesta a tierra de los equipos de media tensión, las losas de cimentación se refuerzan con varillas de acero electrosoldadas, con un tamaño de cuadrícula de 30 x 30 cm y un diámetro de 4 mm. Una vez construidas, estas losas serán aptas para soportar los edificios que albergan los equipos, garantizando la estabilidad y resistencia durante la vida útil prevista para la planta.

#### 3.6.8.4 Zanjas

Se ejecutan zanjas para conducir subterráneamente los conductores de la planta y las líneas de media tensión. Además, se utilizan zanjas para conducir las líneas auxiliares de alimentación de los receptores de la instalación, así como las líneas de alimentación y datos de las cámaras de vigilancia.

### 3.6.8.5 Viales

Se ejecutan dos tipos de viales distintos, el acceso hasta la SET, de 6m de ancho y el resto de vial interno que recorre la planta de 4m de ancho. Los viales serán de grava resistentes a los camiones cargados con material dejando espacio al inicio y al final del vial para el giro de estos.

### 3.6.8.6 Drenajes

Las plantas de estas características se diseñan para largos períodos de tiempo (40 años aproximadamente), por lo que al encontrarse a la intemperie es necesario diseñar un sistema de drenajes acorde a las necesidades hidrológicas de la planta. Con el fin de evitar zonas de inundación que puedan afectar a los equipos principales de la planta.

### 3.6.8.7 Zonas de acopio durante la construcción

Durante la construcción se proveerán zonas de acopio para guardar el material de trabajo, así como equipo a instalar. Utilizando, a poder ser, esta zona de acopio para posteriormente instalar las casetas fijas de control que dispondrá la planta.

### 3.6.8.8 Sistema de abastecimiento de agua y saneamiento

La planta solar no utilizará agua potable para sus actividades de mantenimiento, excepto en las oficinas y aseos de la subestación, donde se proveerá agua potable a través de garrafas o dispensadores de empresas autorizadas. El agua para usos sanitarios será proporcionada por un depósito de agua estanco que será rellenado periódicamente por empresas autorizadas.

Además, se realizarán limpiezas periódicas de los paneles solares con equipos semiautomáticos y el agua para estas limpiezas será suministrada por la empresa responsable de los trabajos y no se proveerá en el sitio.

Por otro lado, durante la fase de construcción y mantenimiento, se proveen servicios higiénicos adecuados y cumpliendo con las regulaciones aplicables. Las aguas residuales están conectadas a un depósito estanco que es vaciado y revisado periódicamente por una empresa autorizada.

### 3.6.9 Sistema de monitorización

El sistema de control y monitoreo de la planta solar está basado en productos de mercado abiertos como el sistema SCADA. El SCADA, que significa Supervisión, Control y Adquisición de Datos, es un tipo de aplicación que permite obtener datos operativos sobre un sistema con el fin de controlar y optimizar ese sistema. El sistema integra información de los componentes de la planta, lo que permite el funcionamiento y monitoreo global de la planta, la detección de errores y modificaciones en el funcionamiento de los distintos componentes.

El sistema de control y monitoreo permite supervisar y optimizar en tiempo real la producción de la planta y responder de manera inmediata a cualquier incidencia que pueda afectar la producción.

Los inversores string propuestos se comunican vía PLC con el equipo Smart ACU de Huawei. Este permite la monitorización de los inversores de la planta a través de una plataforma web garantizando un control remoto de las condiciones de operación de la misma.

### 3.6.10 Sistema de vigilancia

Se instala un sistema de seguridad perimetral con cámaras de vigilancia (térmicas y convencionales) equipadas con tecnología de infrarrojos (IR) para iluminación nocturna. Las

cámaras se colocan en una ubicación adecuada en el exterior, para cubrir los equipos, postes, líneas de alimentación y líneas de datos. Todas las unidades se integran en un sistema de detección de intrusiones basado en análisis de video, que se puede manejar desde el edificio de monitorización o de forma remota.

Este sistema de vigilancia estará conectado a una Central de Recepción de Alarmas (CRA), que automáticamente recibe las alarmas generadas y toma medidas para enviar personal o notificar a las autoridades correspondientes en caso de ser necesario.

### 3.6.11 Estación meteorológica

La estación meteorológica a instalar tiene como objeto la toma de datos meteorológicos en el emplazamiento. Se considera una estación meteorológica suficiente, incorporando sensores para medir los siguientes parámetros:

- Irradiación en el plano horizontal
- Irradiación en el plano de los módulos
- Humedad relativa
- Velocidad y dirección del viento
- Precipitación
- Presión atmosférica
- Temperatura del módulo
- Temperatura ambiente

Todos estos datos son necesarios para el control y la optimización de la producción de la planta.

### 3.6.12 Contador

Los elementos para la medida de la energía neta producida por las instalaciones fotovoltaicas estarán ubicados en la subestación de la planta. Por ello, la medida y facturación se detalla en el proyecto de la subestación y línea de evacuación, fuera del alcance del presente trabajo. Las condiciones en que se realizará estarán sujetas a los requerimientos de la compañía distribuidora (Iberdrola en este caso).

Los contadores y demás dispositivos de medida estarán ubicados en armarios que deberán cumplir la norma UNE-EN 60439. Su grado de protección deberá estar de acuerdo con la norma UNE-EN-50102.

## 3.7 Justificación técnico-económica

Se realiza un análisis en base a los precios de energía eléctrica extraídos de [www.omie.es](http://www.omie.es) y del artículo *“España produce la electricidad solar más barata de Europa”* de Antonio Barrero F. publicado el 20 de octubre de 2022 en *Energía Renovables, el periodismo de las energías limpias*.

La energía generada por la instalación solar FV Novés para un año completo de actividad es la siguiente:

Tabla 9. Energía producida. PVSYST

Mes	Energía generada kWh
Enero	1606,66
Febrero	2173,52
Marzo	3288,41
Abril	3970,38

Mayo	4647,11
Junio	5196,72
Julio	5478,38
Agosto	4851,00
Septiembre	3634,38
Octubre	2642,59
Noviembre	1747,94
Diciembre	1378,77

Los precios de compra de energía eléctrica solar varían dependiendo de factores como la oferta y la demanda, la regulación gubernamental y las condiciones climáticas. Con el objetivo de ser lo más realista posible, se ha proyectado la media de los últimos 3 años (2020-2021-2022).

Tabla 10. Energía producida y precio de compra.

Mes	Energía generada kWh	Precio €/MWh
Enero	1606,66	46,60
Febrero	2173,52	44,90
Marzo	3288,41	46,57
Abril	3970,38	47,17
Mayo	4647,11	49,50
Junio	5196,72	48,89
Julio	5478,38	50,48
Agosto	4851,00	52,35
Septiembre	3634,38	53,39
Octubre	2642,59	53,33
Noviembre	1747,94	54,57
Diciembre	1378,77	55,20

En un supuesto caso de que la tendencia del mercado eléctrico fuese como los últimos años, el importe económico de la energía generado por la planta FV Novés sería:

Tabla 11. Importe energía generada año 1.

Mes	Energía generada MWh	Precio €/MWh	Importe energía generada
Enero	1606,66	46,60	74.870,26 €
Febrero	2173,52	44,90	97.590,87 €
Marzo	3288,41	46,57	153.130,34 €
Abril	3970,38	47,17	187.269,64 €
Mayo	4647,11	49,50	230.031,80 €
Junio	5196,72	48,89	254.067,54 €
Julio	5478,38	50,48	276.566,78 €
Agosto	4851,00	52,35	253.956,27 €
Septiembre	3634,38	53,39	194.039,49 €
Octubre	2642,59	53,33	140.938,19 €
Noviembre	1747,94	54,57	95.390,97 €

Diciembre	1378,77	55,20	76.107,88 €
Importe anual generado			2.033.960,03 €

Estos datos son respecto al año 1, consecuentemente para años posteriores sería necesario corregir los datos de producción ya que los paneles fotovoltaicos tienden a perder eficiencia según transcurren los años. Según el datasheet del fabricante adjunto en los anexos, exactamente la degradación del panel es del 1% el primer año y 0,4% de degradación anual durante 30 años.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

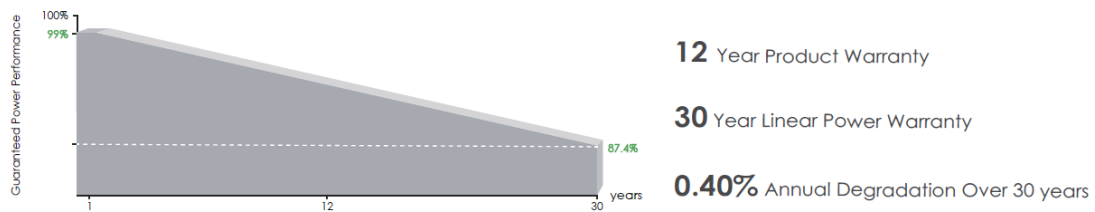


Ilustración 8. Degradación del módulo FV - Datasheet Jinko Solar

Para realizar el análisis económico es necesario con considerar el coste de operación y mantenimiento (O&M) de la planta, así como la sustitución a 25 años vista de algunos de los equipos principales.

Tabla 12. Costes de O&M y sustitución de equipos.

O&M	127.280,00 €	6,44	€/kWp
Sustitución equipos	324.044,75 €	Considerando módulos FV e inversores principalmente	

A nivel de O&M se incluye el mantenimiento preventivo y correctivo, mantenimiento de vegetación, limpieza de paneles, SCADA, monitorización e informes, gestión de repuestos, seguridad y gestión medioambiental.

Los principales indicadores que todo inversor necesita saber son el valor generado y acumulado durante esos 25 años de operación y el retorno de la inversión (ROI), para ello se muestra en una hoja Excel el flujo de caja (Cash-Flow) de la planta solar FV de Novés. Se han empleado las siguientes ecuaciones:

Valor actual generado año X (€) = Importe energía generada – Coste de O&M

Valor acumulado año X (€) = Valor actual generado año X + Valor acumulado año X-1 – Sustitución de equipos

Cash-Flow (€) = Valor acumulado año X – Inversión inicial

Tabla 13. Tabla del ROI a 25 años vista

ROI a 25 años vista						
Inversión inicial	13.573.201,14 €					
ROI	Año 8					
Costes de O&M anuales	127.280,00 €					
Costes de sustitución de equipos (25 años)	324.044,75 €					
Disminución rendimiento de módulos FV anual	0,40%	*año 1=1%				
Año	Importe energía generada	Costes de O&M	Sustitución de equipos	Valor actual generado	Valor acumulado	Cash-Flow
1	2.033.960,03 €	127.280,00 €		1.906.680,03 €	1.906.680,03 € -	11.666.521,11 €
2	2.013.620,43 €	127.280,00 €		1.886.340,43 €	3.793.020,45 € -	9.780.180,69 €
3	2.005.565,94 €	127.280,00 €		1.878.285,94 €	5.671.306,40 € -	7.901.894,74 €
4	1.997.543,68 €	127.280,00 €		1.870.263,68 €	7.541.570,08 € -	6.031.631,06 €
5	1.989.553,51 €	127.280,00 €		1.862.273,51 €	9.403.843,58 € -	4.169.357,56 €
6	1.981.595,29 €	127.280,00 €		1.854.315,29 €	11.258.158,88 € -	2.315.042,26 €
7	1.973.668,91 €	127.280,00 €		1.846.388,91 €	13.104.547,79 € -	468.653,35 €
8	1.965.774,24 €	127.280,00 €		1.838.494,24 €	14.943.042,02 €	1.369.840,88 €
9	1.957.911,14 €	127.280,00 €		1.830.631,14 €	16.773.673,16 €	3.200.472,02 €
10	1.950.079,49 €	127.280,00 €		1.822.799,49 €	18.596.472,66 €	5.023.271,52 €
11	1.942.279,18 €	127.280,00 €		1.814.999,18 €	20.411.471,83 €	6.838.270,69 €
12	1.934.510,06 €	127.280,00 €	64.808,95 €	1.807.230,06 €	22.153.892,94 €	8.580.691,80 €
13	1.926.772,02 €	127.280,00 €		1.799.492,02 €	23.953.384,96 €	10.380.183,82 €
14	1.919.064,93 €	127.280,00 €		1.791.784,93 €	25.745.169,89 €	12.171.968,75 €
15	1.911.388,67 €	127.280,00 €		1.784.108,67 €	27.529.278,56 €	13.956.077,42 €
16	1.903.743,12 €	127.280,00 €		1.776.463,12 €	29.305.741,68 €	15.732.540,54 €
17	1.896.128,14 €	127.280,00 €		1.768.848,14 €	31.074.589,82 €	17.501.388,68 €
18	1.888.543,63 €	127.280,00 €		1.761.263,63 €	32.835.853,45 €	19.262.652,31 €
19	1.880.989,46 €	127.280,00 €		1.753.709,46 €	34.589.562,91 €	21.016.361,77 €
20	1.873.465,50 €	127.280,00 €	162.022,38 €	1.746.185,50 €	36.173.726,03 €	22.600.524,89 €
21	1.865.971,64 €	127.280,00 €		1.738.691,64 €	37.912.417,67 €	24.339.216,53 €
22	1.858.507,75 €	127.280,00 €		1.731.227,75 €	39.643.645,42 €	26.070.444,28 €
23	1.851.073,72 €	127.280,00 €		1.723.793,72 €	41.367.439,14 €	27.794.238,00 €
24	1.843.669,42 €	127.280,00 €	97.213,43 €	1.716.389,42 €	42.986.615,14 €	29.413.414,00 €
25	1.836.294,75 €	127.280,00 €		1.709.014,75 €	44.695.629,89 €	31.122.428,75 €

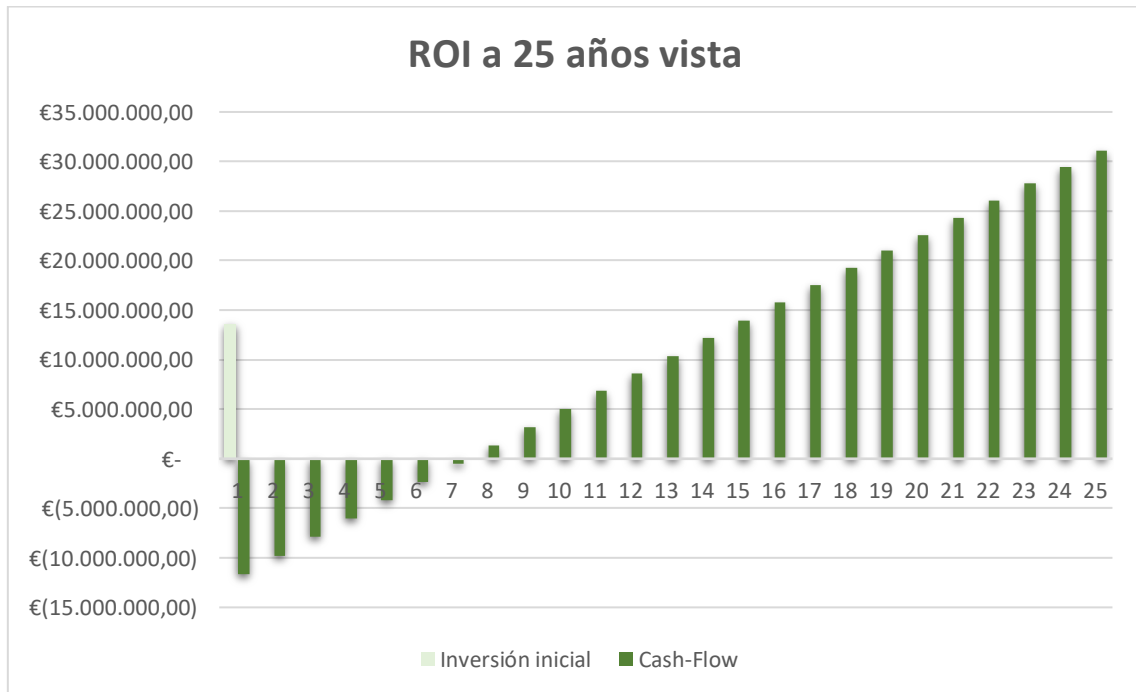


Ilustración 9. Gráfico 1- retorno de la inversión (ROI)

Como se puede apreciar, el retorno de la inversión según las proyecciones económicas en base a la producción anual de energía por la planta solar FV de Novés es a partir del año 8. A partir de ese año la planta comienza a ser rentable.

### 3.8 Ahorro en emisiones de $CO_2$

Uno de los aspectos positivos cuando se realiza la construcción de un proyecto fotovoltaico, es el ahorro que se genera en emisiones de  $CO_2$ . Generar la energía que va a generar la planta solar FV de Novés supone un ahorro de estas emisiones que ocurren al generar energía a partir de otros sistemas de generación.

Según la CNMC (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*), había una emisión de 259 g  $CO_2$  / kWh a fecha de abril de 2022.

Tomando este valor como referencia es posible calcular el ahorro de emisiones que se obtendrá gracias a la planta solar FV de Novés.

$$\text{Ahorro en emisiones de } CO_2 = \text{Generación anual} \cdot 259g \frac{CO_2}{kWh}$$

$$\text{Ahorro en emisiones de } CO_2 = 40615845 \frac{kWh}{año} \cdot 259g \frac{CO_2}{kWh} = 10519,50 \text{ t}CO_2/año$$

### 3.9 LCOE (Levelized Cost Of Energy)

El LCOE es un indicador bastante interesante que calcula, en su forma más simple, el costo promedio total de construir y operar una planta solar FV y dividirlo entre la energía total generada durante su vida útil.

Para una vida útil de 25 años el LCOE es igual a:

$$\text{LCOE planta solar FV Novés} = \frac{\text{Inversión inicial} + \text{coste de O\&M} + \text{sustituciones de equipos principales}}{\text{Energía generada en 25 años}}$$

$$\text{LCOE planta solar FV Novés} = \frac{13573201,14€ + 3182000€ + 324044,75€}{1015396125 kWh} = 0,0168 \text{ €/kWh}$$

Es un LCOE bajo respecto al LCOE en España que según pv-magazine en 2022 fue de 0,042 €/kWh aproximadamente. No obstante, cabe recordar que el presupuesto se basa en una estimación sólida y que muchas de las partidas sería necesario ajustarlas de acuerdo con presupuestos finales de los proveedores. También hay que tener en cuenta que los precios de los equipos principales oscilan mucho en función de factores externos como a la variación del precio del polisilicio en el caso de los módulos FV o de los acuerdos internacionales en el caso de los productos de origen chino (inversores, STS, etc.)

## 4 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### 4.1 Cálculos comprobación de enseriado de módulos

En este apartado se procede a la comprobación del enseriado de 27 módulos por string como el óptimo para maximizar la producción y la rentabilidad de la planta.

Introducción método de cálculo

Se procede a utilizar el método dictado por la IEC 60364-7-712 que permite calcular la tensión máxima de vacío del módulo. Este método emplea la siguiente fórmula:

$$U_{oc \text{ Max}} = K_u \cdot U_{oc \text{ STC}}$$

Donde;

$U_{oc \text{ Max}}$ : Tensión máxima de vacío del módulo



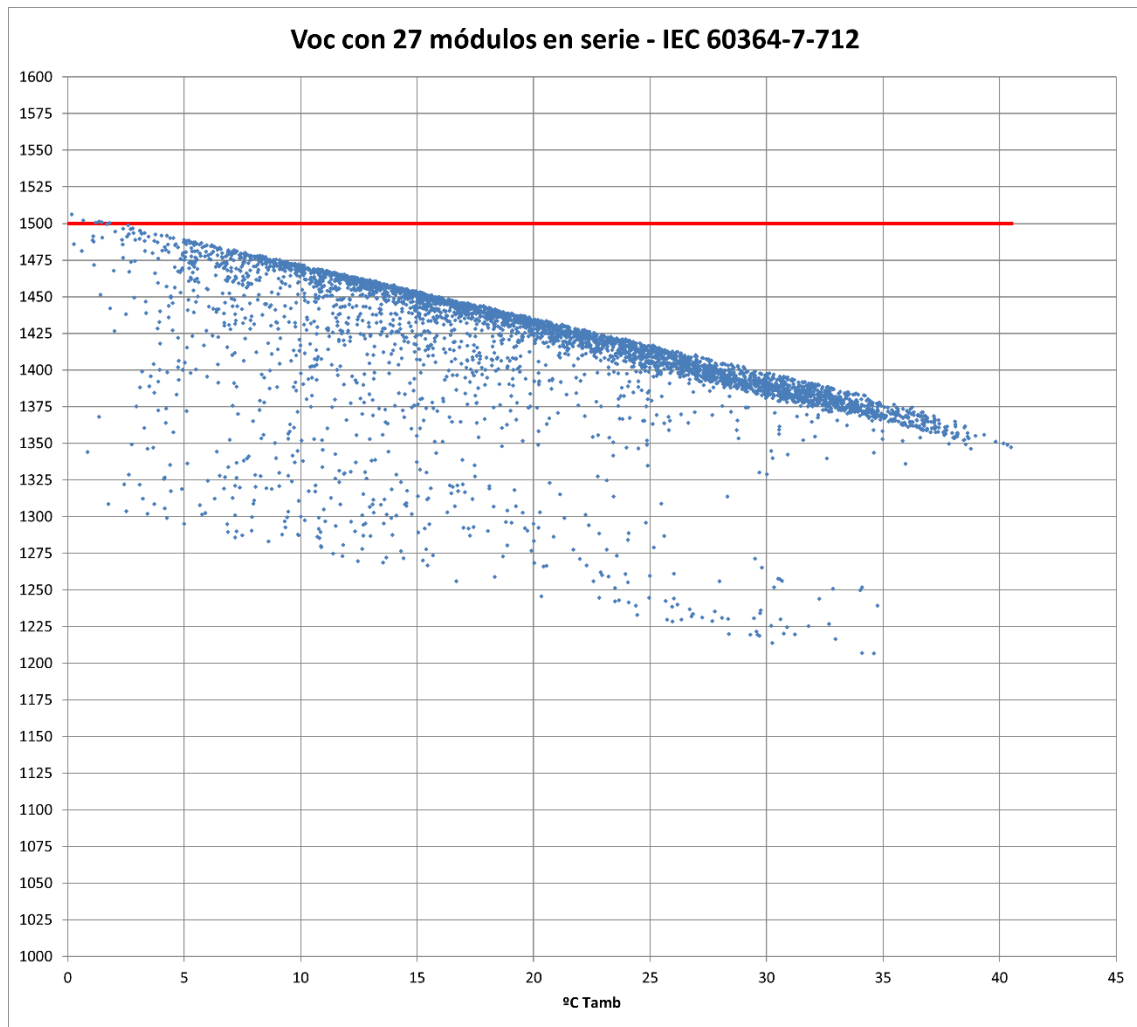
Ku: Factor corrector.  $Ku=1+(\alpha \cdot Uoc/100) \cdot (Tmin-25)$

Uoc STC: Tensión de vacío del módulo en condiciones normales (datasheet)

El factor Ku tiene en cuenta el incremento de la tensión de vacío de módulo considerando la Tmin como la temperatura ambiente más baja que puede llegar a haber en la planta. Por otro lado,  $\alpha \cdot Uoc$  es el coeficiente de temperatura del módulo aportado por el fabricante en el datasheet, se expresa en %°C.

**Procedimiento**

Los datos de temperatura han sido obtenidos de la base de datos de Solargis v2.1.18. La base datos meteorológica Solargis proporciona datos 60 minutales durante un año entero, lo que aumenta la precisión del cálculo. Una vez obtenida las temperaturas ambientes cada momento del año, se obtiene la tensión de vacío del módulo y del string durante todo un año de operación empleando la fórmula anterior.



*Ilustración 10. Gráfica Voc de un string durante un año completo – Tensión (V) en eje Y*

Se comprueba como el enseriado a 27 módulos por string se encuentra por debajo de los límites fijados por el fabricante del inversor, 1500 Vdc. Exceptuando un par de muestras que se encuentran por encima llegando a 1506 Vdc en una hora puntual de un día frío. No obstante,

son casos extremos que rara vez pueden darse, por lo que se opta como válido enseriar a 27 módulos por string.

## 4.2 Cálculos cableado eléctrico

El presente documento tiene por objeto verificar que la disposición del cableado de string, del tramo entre los inversores y los centros de transformación y, por último, el tramo final desde los centros de transformación hasta la subestación interna de la planta (SET), es adecuada para las condiciones nominales de funcionamiento a las que están sometidos de acuerdo con las siguientes normas:

- ITC-BT-07 / ITC-LAT-06
- UNE-HD 60364-5-52
- UNE 21192

Se realiza el cálculo mediante tres criterios establecidos por estos estándares, los cuales aluden a los siguientes criterios de comprobación:

- Intensidad máxima admisible ( $I_z'$ )
- Criterio por caída de tensión
- Criterio de cortocircuito

### 4.2.1 Descripción general de los circuitos

Los circuitos en baja y media tensión están conformados por tres tramos:

- El primero de los tramos lo componen los cables de string que unen los extremos de las strings hasta el inversor. Estos cables son de 1,8 kV DC, instalado enterrado bajo tubo.
- El segundo tramo está formado por los conductores desde el inversor hasta el centro de transformación. Estos cables son 0,6/1 kV, instalados directamente enterrados.
- El último tramo está formado por la línea de media tensión que cose los tres centros de transformación transportando la potencia generada por la planta hasta la SET. El cableado será mediante un tendido de cable de 18/30 kV directamente enterrado.

Las características del terreno son las siguientes:

Tabla 14. Características del terreno.

Temperatura del terreno	25°C
Máxima temperatura ambiente	40°C
Resistividad térmica del terreno	1,5 k*m/W

### 4.2.2 Datos técnicos de los cables

A continuación, se reportan las principales características de las líneas eléctricas que se instalarán en la planta.

Tabla 15. Características de la línea de LVDC

Conductor	Cu
Aislamiento	XLPE

Temperatura máxima del conductor	90°C
Separación entre circuitos	Nula
Método de instalación	Bajo Tubo
Profundidad de instalación	0,7 m

Tabla 16. Características de la línea de LV AC

Conductor	Al
Aislamiento	XLPE
Temperatura máxima del conductor	90°C
Separación entre circuitos	0,125-0,25m
Método de instalación	Directamente enterrado
Profundidad de instalación	0,8 m

Tabla 17. Características de la línea de MV AC

Conductor	Al
Aislamiento	XLPE
Temperatura máxima del conductor	90°C
Separación entre circuitos	Nula
Método de instalación	Directamente enterrado
Profundidad de instalación	0,8 m

#### 4.2.3 Cableado de string BT DC

El cableado de string constará de un conductor para el polo positivo y otro para el negativo, ambos de cobre y de aislamiento XLPE resistente a los rayos UV.

La temperatura máxima de servicio para este tipo de aislamiento es de 90°C, siendo estables al aumentar la temperatura. Posee buenas propiedades aislantes, lo que se traduce en bajas pérdidas.

Cada string se conecta al final de cada serie de 27 módulos, estos quedarán conectados entre sí por sus propios cables utilizando la técnica Leapfrog, mencionada anteriormente. De esta forma se consigue un ahorro de material e instalación en cuanto al cableado de string. La conexión entre módulos de un mismo string será a través de la estructura y al aire mientras que el cableado desde el string hasta el inversor será enterrado a una distancia de 0,7m bajo tubo.








Para dimensionar correctamente la instalación se procede a verificar, con los siguientes criterios, que la línea se encuentra dentro de los límites establecidos:

- Intensidad máxima admisible del cable de string
- Caída de tensión del tramo DC

### 4.2.3.1 Intensidad máxima admisible

La sección elegida para el cable de string es de 6 y 10mm<sup>2</sup>, de acuerdo con la siguiente tabla, las corrientes máximas son:

**Tabla B.52.3 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 – Cables aislados con XLPE/EPR, dos conductores cargados, cobre o aluminio – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente: 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno**

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

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

Ilustración 11. Tabla B.52.3 UNE-HD 60364-5-52

A estas corrientes es necesario aplicarle una serie de factores de corrección de acuerdo con la norma

UNE-HD 60364-5-52.

### Factor de temperatura (Kt)

La temperatura del terreno es de 25°C por lo que de acuerdo con la siguiente tabla:

**Tabla B. 52.15 – Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo**

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

*Ilustración 12. Tabla B.52.15 UNE-HD 60364-5-52*

El factor de corrección Kt es, por lo tanto, **0,96**.

### Factor de la resistividad térmica del terreno (Kr)

Considerando una resistividad térmica media del terreno de 1,5 km/W según la siguiente tabla es necesario considerar:

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

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90
NOTA 1 Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de ±5%. NOTA 2 Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287. NOTA 3 Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m. NOTA 4 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.							

*Ilustración 13. Tabla B.52.16 UNE-HD 60364-5-52*

El factor de corrección Kr es, por lo tanto, **1,1**.

### Factor de agrupación (ka1 y ka2)

Estos coeficientes tienen en cuenta el número de tubos metidos en la zanja, así como el número de cables dentro de un mismo tubo.


**Tabla B.52.17 – Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o para un grupo de más de un circuito, o más de un cable multipolar para usarse con las corrientes admisibles de las tablas B.52.2 a B.52.13.**

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o sistemas de bandejas de cables 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 multipolares			B.52.2 a B.52.7 Método C
3	Capa única fijada directamente 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 sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarre, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				B.52.8 a B.52.13 Métodos E y F
<p>NOTA 1 Estos factores se aplican a grupos homogéneos de cables, cargados por igual.</p> <p>NOTA 2 Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro total, no es necesario ningún factor de reducción.</p> <p>NOTA 3 Los mismos factores de corrección se aplican:                      – a los grupos de dos o tres cables unipolares;                      – a los cables multipolares.</p> <p>NOTA 4 Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores aislados, se toma el número total de cables como el número de circuitos y se aplica el factor de corrección a las tablas para dos conductores cargados para los cables de dos conductores aislados y a las tablas para tres conductores cargados para los cables de tres conductores aislados.</p> <p>NOTA 5 Si un agrupamiento está formado por <math>n</math> cables unipolares, puede ser considerado como <math>n/2</math> circuitos de dos conductores cargados o como <math>n/3</math> circuitos de tres conductores cargados.</p> <p>NOTA 6 Los valores indicados son la media en el rango de las dimensiones de conductores y de los métodos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.13, la precisión general de los valores tabulados está en un <math>\pm 5\%</math>.</p> <p>NOTA 7 Para algunas instalaciones y para otros métodos de instalación no contemplados en esta tabla puede ser apropiado utilizar factores calculados para casos específicos, véase por ejemplo las tablas B.52.20 y B.52.21.</p>														

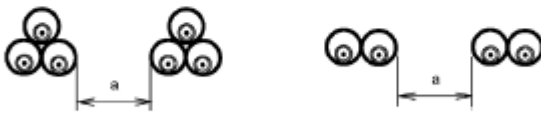
Ilustración 14. Tabla B.52.17 UNE-HD 60364-5-52

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

<sup>a</sup> Cables multipolares



<sup>b</sup> Cables unipolares



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

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

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

Ilustración 15. Tabla B.52.19 b) UNE-HD 60364-5-52

Los factores de corrección son, **Ka1=0,8** y **Ka2=0,6**

De esta forma:

$$Iz' = Iz \cdot Kt \cdot Kr \cdot Ka1 \cdot Ka2$$

Donde;

Iz': Intensidad máxima admisible con factores de corrección aplicados (A).

Iz: Intensidad máxima admisible según la tabla B 52.3 de la IEC 60364-5 (A).

Kt: Factor de temperatura.

Kr: Factor de resistividad térmica del terreno.

Ka1 y ka2: Factores de agrupación.

$$Iz'(6mm^2) = 53 \times 0,96 \times 1,1 \times 0,8 \times 0,6 = 26,86 \text{ (A)}$$

$$Iz'(10mm^2) = 71 \times 0,96 \times 1,1 \times 0,8 \times 0,6 = 36 \text{ (A)}$$

La máxima intensidad que conducirá el cable de string es la Isc del módulo (13,87 A) multiplicada por un factor acorde al REBT considerado en la ITC-BT 40 (x1,25), aunque esta ITC no está pensada para sistemas fotovoltaicos. La norma UNE-HD 60364-7-712 (apartado B2) considera que este coeficiente debe aumentarse otro 25%. Por lo tanto:

$$I_{oc} \text{ módulo} = I_{sc-stc} \times 1,25 \times 1,25 = 13,87 \times 1,25 \times 1,25 = 21,67 \text{ (A)} < 26,86 \text{ (A)}$$

Ambas secciones son admisibles.

#### 4.2.3.2 Criterio por caída de tensión

A continuación, por este método se comprueba que la caída de tensión es admisible dentro de los límites establecidos, en este caso, se considera una media de 0,5% de potencia pérdida y un 1% máxima como límites admisibles.

Para ello, se procede a estimar las longitudes que tendrán los tramos del cableado de string hasta el inversor utilizando la siguiente expresión:

$$\Delta U\% = (2 \times \rho \times L \times P \times 100) / V^2 \times S$$

Donde;

- P: Potencia máxima (W).

$$N^{\circ} \text{ módulos string} \times \text{Máxima potencia en STC} = 27 \times 600 \text{ Wp} = 16.200 \text{ (W)}$$

- L: Longitud (m).
- V: Tensión (V)

$$N^{\circ} \text{ módulos string} \times V_{mp} \text{ del módulo} = 27 \times 45,25 \text{ V} = 1221,75 \text{ (V)}$$

- $\Delta U\%$ : Porcentaje de caída de tensión (V)
- $\rho$ : Conductividad del conductor en función de la temperatura, para  $T(^{\circ}\text{C}) = 90$ .

$$\rho_{Cu20} = 1/58 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$T = 90^{\circ}\text{C}$$

$$\alpha_{Cu} = 0,00393 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$$

$$\rho_{CuT} = \rho_{Cu20} \times (1 + \alpha_{Cu} \times (T - 20)) \rightarrow \rho_{CuT} = 1/58 \times (1 + 0,00393 \times (90 - 20)) = 0,0219$$

- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

Tabla 18. Cálculo sección de conductor DC por el criterio de caída de tensión de una STS.

Máxima caída de tensión (%)	0,70
Caída de tensión media (%)	0,31










Como se puede comprobar, en los anexos (8.1.Tabla caída de tensión DC) se adjunta una tabla donde se muestra como las secciones establecidas son admisibles. Se ha tomado como referencia uno de los tres centros de transformación (STS) que hay en la planta para verificar las caídas de tensiones en todos los strings.

#### 4.2.4 Cableado de BT AC

##### 4.2.4.1 Intensidad máxima admisible

Se toma como punto de partida la sección de 300mm<sup>2</sup>, de acuerdo con la siguiente tabla la máxima intensidad que puede circular por el cable es de 326 A.

**Tabla B.52.5 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de la tabla B.52.1 – Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno**

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1							
	A1	A2	B1	B2	C	D	D2	
								
1	2	3	4	5	6	7	8	
<b>Cobre</b>								
1,5	17	16,5	20	19,5	22	21	23	
2,5	23	22	28	26	30	28	30	
4	31	30	37	35	40	36	39	
6	40	38	48	44	52	44	49	
10	54	51	66	60	71	58	65	
16	73	68	88	80	96	75	84	
25	95	89	117	105	119	96	107	
35	117	109	144	128	147	115	129	
50	141	130	175	154	179	135	153	
70	179	164	222	194	229	167	188	
95	216	197	269	233	278	197	226	
120	249	227	312	268	322	223	257	
150	285	259	342	300	371	251	287	
185	324	295	384	340	424	281	324	
240	380	346	450	398	500	324	375	
300	435	396	514	455	576	365	419	
<b>Aluminio</b>								
2,5	19	18	22	21	24	22		
4	25	24	29	28	32	28		
6	32	31	38	35	41	35		
10	44	41	52	48	57	46		
16	58	55	71	64	76	59	64	
25	76	71	93	84	90	75	82	
35	94	87	116	103	112	90	98	
50	113	104	140	124	136	106	117	
70	142	131	179	156	174	130	144	
95	171	157	217	188	211	154	172	
120	197	180	251	216	245	174	197	
150	226	206	267	240	283	197	220	
185	256	233	300	272	323	220	250	
240	300	273	351	318	382	253	290	
300	344	313	402	364	440	286	326	

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

Ilustración 16. Tabla B.52.5 UNE-HD 60364-5-52

A estas corrientes es necesario aplicarle una serie de factores de corrección de acuerdo con la UNE-HD 60364-5.

**Factor de temperatura (Kt)**

La temperatura del terreno es de 25°C por lo que de acuerdo con la siguiente tabla:

**Tabla B. 52.15 – Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo**

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

*Ilustración 17. Tabla B.52.15 UNE-HD 60364-5-52*

El factor de corrección Kt es, por lo tanto, **0,96**.

**Factor de la resistividad térmica del terreno (Kr)**

Considerando una resistividad térmica media del terreno de 1,5 km/W según la siguiente tabla es necesario considerar:

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

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

NOTA 1 Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de ±5%.  
 NOTA 2 Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.  
 NOTA 3 Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.  
 NOTA 4 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.

Ilustración 18. Tabla B.52.16 UNE-HD 60364-5-52

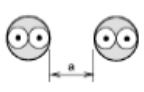
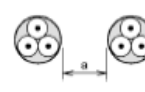
El factor de corrección  $K_r$  es, por lo tanto, **1,28**.

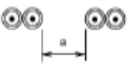

**Factor de agrupación ( $k_a$ )**

Estos coeficientes tienen en cuenta el número de tubos metidos en la zanja, así como el número de cables dentro de un mismo tubo.

**Tabla B.52.18 – Factores de reducción para más de un circuito, cables directamente enterrados – Método de instalación D2 de las tablas B.52.2 a B.52.5 – Cables unipolares o multipolares**

Número de circuitos	Distancia entre cables *				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
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

\* Cables multipolares  

\* Cables unipolares  

NOTA 1 Los valores indicados se aplican para una profundidad de instalación de 0,7 m y una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W. Estos valores están promediados para las dimensiones de los cables y los tipos de las tablas B.52.2 a B.52.5. Los valores medios, redondeados, pueden comportar un error de hasta el ±10% en ciertos casos. (Si son necesarios valores más precisos, pueden calcularse por los métodos de la Norma IEC 60287-2-1).  
 NOTA 2 En caso de una resistividad térmica menor que 2,5 K·m/W los factores de corrección en general se pueden incrementar y se pueden calcular con los métodos indicados en la Norma IEC 60287-2-1.  
 NOTA 3 Si un circuito consta de  $m$  conductores paralelos por fase, para determinar el factor de reducción, este circuito debería considerarse como  $m$  circuitos.

Ilustración 19. Tabla B.52.18 UNE-HD 60364-5-52

Se consideran dos escenarios:

- Coeficiente de **0,51** para tramos donde se agrupen 12 circuitos y a una distancia de 0,125m
- Coeficiente de **0,56** para tramos donde se agrupen un máximo de 16 circuitos y a una distancia de 0,25m.

De esta forma:

$$Iz' = Iz \cdot Kt \cdot Kr \cdot Ka$$

Donde;

Iz': Intensidad máxima admisible con factores de corrección aplicados (A).

Iz: Intensidad máxima admisible según la tabla B 52.3 de la UNE-HD 60364-5-52 (A).

Kt: Factor de temperatura.

Kr: Factor de resistividad térmica del terreno.

Ka: Factor de agrupación.

$$Iz'(300mm^2) = 326 \times 0,96 \times 1,28 \times 0,51 = 204,30 \text{ (A)}$$

La máxima intensidad que recorrerá el cable de agrupación será:

$$I_{oc\_inversor} = 155,2 \times 1,25 = 194 \text{ (A)} < Iz'$$

SUN2000-215KTL-H0  
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Ilustración 20. Datasheet SUN2000-215KTL Huawei

La sección de 300mm<sup>2</sup> es válida.

#### 4.2.4.2 Criterio por caída de tensión

En este caso se fijan unos límites de caída de tensión máximos para el tramo de baja tensión AC acorde a un supuesto contrato con la entidad promotora de la planta. En este caso se considera 1,7% de caída de tensión media y un 2,99% como máxima caída de tensión.

Las ecuaciones de cálculo para la caída de tensión en AC son:

$$\Delta V = L \cdot I \cdot R \cdot \sqrt{3}$$

$$\Delta V \% = 100 \cdot \Delta V / V$$

Donde;

I: Intensidad de corriente de diseño, expresada en (A).

L: Longitud total del cable en el tramo considerado, expresado en (m).

$\Delta V$ : Caída de tensión en AC expresada en (V).

R: Resistencia del conductor expresada en ( $\Omega/m$ ).

La resistencia del conductor tal y como marca el fabricante es de 0,00011  $\Omega/m$

Sección	Resistencia eléctrica a 20°C (Ohm/km)	Espesor de aislamiento (mm)	Espesor de cubierta (mm)	Diámetro exterior (mm)	Peso (kg/m)
1x35	0,868	0,9	1,3	11,9	0,170
1x50	0,641	1	1,3	12,8	0,210
1x70	0,443	1,1	1,4	14,7	0,285
1x95	0,320	1,1	1,4	16,4	0,367
1x120	0,253	1,2	1,4	17,9	0,453
1x150	0,206	1,4	1,4	19,8	0,544
1x185	0,164	1,6	1,4	21,8	0,665
1x240	0,125	1,7	1,5	24,8	0,866
1x300	0,100	1,8	1,8	27,4	1,083
1x400	0,0778	2	1,9	31,5	1,385

Ilustración 21. Datasheet conductor

Para una temperatura del terreno de 25°C se estima 0,0001375  $\Omega/m$ .

Tabla 19. Cálculo sección de conductor AC por el criterio de caída de tensión de una STS.

Máxima caída de tensión (%)	2,98
Caída de tensión media (%)	1,62

Como se puede comprobar en los anexos (8.3. Tabla intensidad máxima admisible y caída de tensión BT AC), las secciones establecidas son admisibles. Se ha tomado como referencia uno de los tres centros de transformación (STS) que hay en la planta para verificar las caídas de tensiones de los inversores.

#### 4.2.4.3 Criterio por cortocircuito

El cortocircuito monofásico está limitado por la reactancia de puesta a tierra de la subestación de Torrijos, la cual limitará la potencia hasta 500 (A).

De acuerdo con la norma UNE 21192 / IEC 949, para una sección de 300mm<sup>2</sup> el conductor es capaz de soportar:

$$A = A/mm^2 \cdot Sección = 134 \cdot 300 = 40,2 \text{ kA}$$

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm <sup>2</sup>	299	211	173	134	94	77	67	67	60

Ilustración 22. Tabla norma UNE 21192

Por lo que el diseño es correcto.

#### 4.2.5 Cableado MT AC

Las características eléctricas y medioambientales a tener en cuenta para realizar el dimensionamiento de la línea de media tensión son las siguientes:

Tabla 20. Datos eléctricos y medioambientales para el cálculo de la línea de media tensión.

Tensión nominal	30 kV
Tensión máxima	36 kV
Temperatura del terreno	25°C
Máxima temperatura ambiente	40°C
Resistividad térmica del terreno	1,5 k*m/W
Separación entre circuitos	Nula
Método de instalación	Directamente enterrado
Profundidad de instalación	0,8 m

Se propone el cable RH5Z1 de Top Cable, el cual posee las siguientes características:

Tabla 21. Datos técnicos del cable de media tensión.

Tensión nominal	18/30 kV
Tensión máxima	36 kV
Tensión soportada frente a impulso tipo rayo	170 kV
Conductor	Al
Aislante	XLPE
Recubrimiento	PE
Máxima temperatura soportada bajo condiciones normales	90°C

De acuerdo con la ITC-LAT-06 la tensión soporta frente a un impulso tipo rayo para un conductor de estas características es:

Tabla 2. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios

Tensión nominal de la red U <sub>n</sub> , kV	Tensión más elevada de la red U <sub>m</sub> , kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U <sub>0</sub> /U <sub>i</sub> ó U <sub>0</sub> , kV	U <sub>0</sub> , Kv
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B		6/10
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B	26/45	250
		C		
45	52	A-B	36	(1)
66	72,5	A-B	64	(1)
110	123	A-B	76	(1)
132	145	A-B	87	(1)
150	170	A-B	127	(1)
220	245	A-B	220	(1)

Ilustración 23. Tabla 2 ITC-LAT-06

#### 4.2.5.1 Intensidad máxima admisible

La sección de cable a comprobar es de 300mm<sup>2</sup> para los tramos más largos y 95mm<sup>2</sup> para aquellos tramos más cortos como puentes entre el transformador y la celda.

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

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

Ilustración 24. Tabla 6 ITC-LAT-06

A estas corrientes es necesario aplicarle una serie de factores de corrección de acuerdo con la ITC-LAT-06.

#### Factor de temperatura (Kt)

La temperatura del terreno es de 25°C por lo que de acuerdo con la siguiente tabla:

**Tabla 7. Factor de corrección, F, para temperatura del terreno distinta de 25 °C**

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno, $\theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Ilustración 25. Tabla 7 ITC-LAT-06

El factor de corrección  $K_t$  es, por lo tanto, **1**.

**Factor de la resistividad térmica del terreno ( $K_r$ )**

Considerando una resistividad térmica media del terreno de 1,5 km/W según la siguiente tabla es necesario considerar:

**Tabla 8. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W**

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

Ilustración 26. Tabla 8 ITC-LAT-06

El factor de corrección  $K_r$  es, por lo tanto, **1**.

**Factor de enterramiento ( $K_p$ )**

En el presente caso con una profundidad de enterrado distinta 1m, es necesario aplicar un factor de enterramiento de acuerdo con la ITC-LAT-06



**Tabla 11. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m**

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

Ilustración 27. Tabla 11 ITC-LAT-06

Los factores de corrección Kp son, por lo tanto, **1,02 y 1,03** dependiendo la sección (95-300mm<sup>2</sup>).

**Factor de agrupación (ka)**

Estos coeficientes tienen en cuenta el número de ternos instalados en la misma zanja, así como la distancia entre ellos.

**Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares**

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

Ilustración 28. Tabla 10 ITC-LAT-06

Los factores de corrección Ka son, por lo tanto, **0,82, 0,73 y 0,68** dependiendo el número de ternos en la zanja. En aquellos tramos donde únicamente haya un circuito, se aplica **1** como factor de corrección ka.

Tomando como referencia la siguiente fórmula, se ha elaborado un listado con los tramos del cableado de media y su sección a utilizar.

$$Iz' = Iz \cdot Kt \cdot Kr \cdot Kp \cdot Ka$$

Donde;

Iz': Intensidad máxima admisible con factores de corrección aplicados (A).

Iz: Intensidad máxima admisible según la ITC-LAT-06 (A).

Kt: Factor de temperatura.

Kr: Factor de resistividad térmica del terreno.

Kp: Factor de profundidad de enterrado.

Ka: Factor de agrupación.

En la tabla adjunta en los anexos (8.3. Tabla intensidad máxima admisible y caída de tensión MT AC) se puede apreciar como para cada tramo, las secciones son las correctas. Nótese que ha sido necesario modificar la sección del tramo final (STS 1 – SET) a 400mm<sup>2</sup>, ya que con la sección de 300mm<sup>2</sup> era muy justo.

#### 4.2.5.2 Criterio por caída de tensión

Se fija un límite de 0,4% de caída de tensión para cada línea de media tensión, por lo tanto, la caída de tensión total de cada una de las líneas de media tensión no será superior a 0,4% de la tensión nominal (30 kV).

La fórmula utilizada para determinar la caída de tensión es la siguiente:

$$\Delta V = L \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot ((R \cdot \cos\varphi) + (X \cdot \sin\varphi))$$
$$\Delta V \% = 100 \cdot \Delta V / V$$

Donde;

I: Intensidad de corriente de diseño, expresada en (A).

L: Longitud total del cable en el tramo considerado, expresado en (m).

$\Delta V$ : Caída de tensión en AC expresada en (V).

C: Factor de aumento debido al efecto de proximidad.

R: Resistencia del conductor expresada en ( $\Omega$ /km).

X: Reactancia del conductor expresada en ( $\Omega$ /km).

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

La resistencia a 90°C y 50Hz según la ficha técnica del conductor es 0,320 ( $\Omega$ /km) y 0,100 ( $\Omega$ /km) para 95mm<sup>2</sup> y 300mm<sup>2</sup> respectivamente.

La reactancia a 50Hz según la ficha técnica del conductor es 0,118( $\Omega$ /km) y 0,099 ( $\Omega$ /km) para 95mm<sup>2</sup> y 300mm<sup>2</sup> respectivamente.

Para la sección de 400mm<sup>2</sup>, resistencia de 0,0778 ( $\Omega$ /km) y reactancia de 0,096 ( $\Omega$ /km)

RH5Z1 18/30 kV AL								
SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DATOS ELÉCTRICOS			DIMENSIONES Y PESO				
	R (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Ø cond. (mm)	Ø aisl. (mm)	Ancho fleje (mm)	Ø ext. (mm)	Peso (kg/km)
1 x 95	0,320	0,118	0,218	11,1	25,7	100	32,8	1.000
1 x 120	0,253	0,112	0,238	12,7	27,3	100	34,4	1.120
1 x 150	0,206	0,110	0,257	13,9	28,5	105	35,6	1.235
1 x 185	0,164	0,106	0,280	16,0	30,6	110	37,7	1.405
1 x 240	0,125	0,103	0,306	18,0	32,6	120	39,7	1.630
1 x 300	0,100	0,099	0,345	20,6	35,2	130	42,3	1.860
1 x 400	0,0778	0,096	0,382	23,4	38,5	140	45,6	2.230
1 x 630	0,0469	0,090	0,480	30,0	45,1	160	52,2	3.060

Tabla 13

Ilustración 29. Tabla de datos eléctricos del cable de MT

Los valores considerados para el presente estudio respecto al coseno y seno de fi son 0,93 y 0,368 respectivamente.

Tabla 22. Cálculo sección de conductor AC de MT por el criterio de caída de tensión.

Caída de tensión acumulada (%)	0,21
Pérdida de potencia (%)	0,17

Como se puede observar las secciones del cable de media tensión son idóneas.

#### 4.2.5.3 Criterio por cortocircuito

Ambas secciones 95mm<sup>2</sup> y 300mm<sup>2</sup> deberán ser capaces de aguantar la corriente máxima de cortocircuito ocurrida en la instalación durante 5 segundos que es lo que tardarán en saltar las protecciones.

De acuerdo con la norma UNE 21192 / IEC 949 (Tabla 7):

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm <sup>2</sup>	299	211	173	134	94	77	67	67	60

Ilustración 30. Tabla norma UNE 21192

Para S=95mm<sup>2</sup> el cortocircuito más desfavorable será:

$$A = A/\text{mm}^2 \cdot \text{Sección} = 134 \cdot 95 = 12,730 \text{ kA} < 170 \text{ kA}$$

Para S=300mm<sup>2</sup> el cortocircuito más desfavorable será:

$$A = A/\text{mm}^2 \cdot \text{Sección} = 134 \cdot 300 = 40,2 \text{ kA} < 170 \text{ kA}$$

El diseño es correcto.

### 4.3 Cálculo protecciones eléctricas

Uno de los principales aspectos de una instalación solar fotovoltaica como cualquier otro tipo de instalación es la correcta dimensión de las protecciones frente a sobreintensidades y sobretensiones. Para el presente trabajo, no se consideran las protecciones de la subestación transformadora interna de la planta, ya que el alcance de esta queda fuera del presente proyecto. Los alcances terminan en la llegada de la línea de media tensión a la SET de la planta. Un tercero se encargará de diseñar y construir la SET para posteriormente conectar con la SET de Torrijos.

#### 4.3.1 Tramo de corriente continua (DC)

Parte comprendida entre el módulo y el inversor.

##### 4.3.1.1 Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el módulo fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo ( $I_{sc}=13,87\text{ A}$  e  $I_{mp}=13,26\text{ A}$ ). De forma adicional, el inversor previsto únicamente incorpora 2 strings por MPPT, por lo que la corriente máxima de aporte al DC por cada rama será la de un string, evitando los posibles daños.

En lo que respecta a las sobrecargas, el inversor obliga a trabajar al módulo fotovoltaico fuera de su punto de máxima potencia si la potencia de entrada es excesiva.

##### 4.3.1.2 Protección frente a sobretensiones

Sobre el módulo fotovoltaico, se pueden inducir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, la entrada DC del inversor se debe proteger mediante dispositivos bipolares de protección clase II. El dispositivo empleado deberá tener las siguientes características:

- Tiempo actuación  $< 25\text{ ns}$ .
- Corriente máxima actuación  $< 15\text{ kA}$
- Tensión residual  $< 2\text{ kV}$ .

La tensión de operación del dispositivo estará definida por el rango comprendido entre la menor tensión de trabajo en el punto de máxima potencia ( $27*45,25$ ) y la mayor tensión de circuito abierto ( $27*55,03$ ), considerando en ambos casos el efecto de la temperatura de la célula sobre las características de tensión.

En este caso, el inversor seleccionado incorpora dispositivos de protección contra sobretensiones inducidas tanto en su parte de DC como en la de AC, por tanto, no se hace necesaria la inclusión de protecciones adicionales.

En el caso de contar en las cercanías de la instalación de un sistema de protección externa contra rayos, se deberá dotar al circuito de AC de un dispositivo de protección contra caída directa de rayo clase I.

#### 4.3.2 Tramo de corriente alterna (AC)

##### 4.3.2.1 Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas Baja Tensión (BT)

Según RD 1663/2000, de 29 de septiembre, es obligatorio incluir un interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico omnipolar con poder de corte superior a la corriente de cortocircuito calculada para la red de BT del parque (se espera que sea inferior a 20 kA).

$$I_{\text{diseño línea}} \leq I_{\text{dispositivo protección}} \leq I_{\text{admisible por la línea}}$$

Se instalará un interruptor de corte en carga enclavable en las Main AC-Box de la instalación fotovoltaica. La misión de este dispositivo es permitir la desconexión manual de la instalación de modo que garantice la seguridad del personal durante las labores de mantenimiento a efectuar. Al optar por la instalación de STS de Huawei, este dispositivo irá incluido en el skid.

#### 4.3.2.2 Protección frente a contactos directos e indirectos

La protección se llevará a cabo mediante un vigilante de aislamiento incorporado en el inversor. Al tratarse de un esquema IT, el primer defecto no es peligroso puesto que el circuito no llega a cerrarse. En esta situación el vigilante de aislamiento proporciona una alarma visual que permite localizar el defecto y corregirlo en el menor tiempo posible.

Un segundo defecto, en un esquema IT, puede producir el cierre del circuito y por tanto resultar peligroso. Por tanto, el vigilante de aislamiento provocará la desconexión evitando así cualquier situación de riesgo tanto para las personas como para los equipos.

Por otro lado, es necesario que exista una separación galvánica, es un requisito de obligado cumplimiento para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, según RD 1663/2000, de 29 de septiembre.

En este caso, la separación entre los circuitos de corriente continua (módulo) y corriente alterna (red de baja tensión) queda garantizada mediante el transformador de cada centro de transformación propio.

Según lo dispuesto en el artículo 8 del RD 1663/2000, se debe evitar el funcionamiento en modo isla del módulo, eliminando situaciones de riesgo para los operarios de la compañía distribuidora en caso de quedar la instalación fotovoltaica desconectada de la red de distribución con consumos asociados en el mismo punto. El inversor elegido, SUN2000-215KTL, asegura la desconexión de la red en este caso, evitando el funcionamiento en isla.

#### 4.3.2.3 Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas Media Tensión (MT)

Para la protección frente a cortocircuitos y sobrecargas en Media Tensión se utilizarán relés de intensidad de tiempo muy inverso con elemento instantáneos.

Estos proporcionarán las siguientes protecciones:

- Relé instantáneo de sobreintensidad. (50)

Es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad.

- Relé instantáneo de sobreintensidad en el neutro. (50N)

Es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad.

- Relé instantáneo de sobreintensidad temporizado. (51)

Es un relé con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de AC sobrepasa un valor dado.

- Relé instantáneo de sobreintensidad temporizado en neutro. (51N)

Es un relé con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de AC sobrepasa un valor dado.

#### 4.4 Cálculo de la puesta a tierra

La puesta a tierra es toda unión directa, sin fusibles ni protecciones intermedias, entre partes metálicas de una instalación eléctrica y electrodos enterrados en el suelo. En este apartado se va a justificar el diseño optado para la puesta a tierra de la planta fotovoltaica.

Se pondrán a tierra las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías o defectos indirectos, también por sobretensiones. Con el objetivo de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficies próximas del terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo permita el paso a tierra de las corrientes de falta.

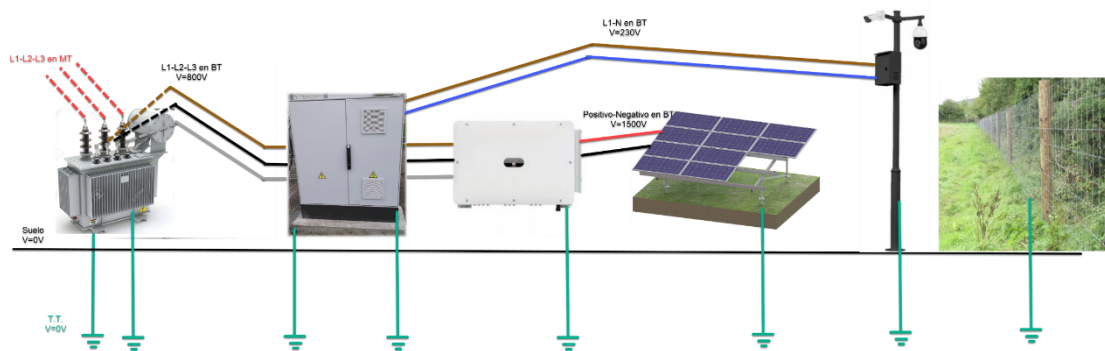


Ilustración 31. Puesta a tierra instalación solar

##### 4.4.1 Resistividad del terreno

El método Wenner es un método de medición de la resistividad eléctrica de la tierra. Consiste en colocar electrodos en forma de línea equidistante en la superficie del suelo y medir la diferencia de potencial eléctrico entre ellos.

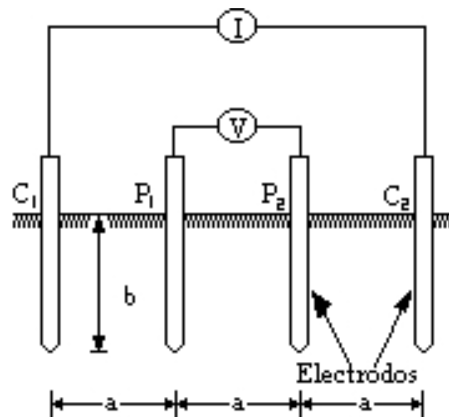


Ilustración 32. Método Wenner ([https://es.m.wikipedia.org/wiki/Archivo:M%C3%A9todo\\_de\\_Wenner.png](https://es.m.wikipedia.org/wiki/Archivo:M%C3%A9todo_de_Wenner.png))

No ha sido posible realizar dicha medición. No obstante, para terreno de suelo pedregoso desnudo, según la ITC-RAT-13, la resistividad puede adoptar valores comprendidos entre los 1.500 y los 3.000  $\Omega \cdot m$ , dependiendo de factores tales como la temperatura, la humedad, la granulometría, la estratificación, etc.

TABLA 1

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
Arcilla plástica	5 a 100
Margas y arcillas compactas	50
Margas del jurásico	100 a 200
Arena arcillosa	30 a 40
Arena silícea	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3000 300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Basalto o grava	3000 a 5000

Ilustración 33. Tabla de la ITC RAT 13. Apartado 4.1 Resistividad del terreno

#### 4.4.2 Puesta a tierra en corriente continua (DC)

El módulo fotovoltaico se conectará en modo IT (los conductores activos se encuentran aislados de tierra), proporcionando unos niveles de protección adecuados tanto frente a contactos directos como indirectos. Esta medida por sí misma no constituye una medida eficaz, ya que es un requisito que la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masa o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- El aislamiento clase II de módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión. Éstas últimas deberán estar dotadas de señales de peligro eléctrico.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor en este caso, que detecte la aparición de un primer defecto a tierra, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Este valor viene determinado por la máxima tensión de circuito abierto que se puede originar en el sistema, constituyendo la condición de mayor peligro eléctrico.

Así, atendiendo a la norma IEC62109-2, el valor de la resistencia de aislamiento vendrá dado por la expresión:

$$R(\Omega) = \frac{V_{ocm\acute{a}x}(V)}{30 \text{ mA}}$$

Donde  $V_{ocm\acute{a}x}(V)$  para condiciones de baja insolación y temperatura ambiente, que se calcula según la expresión ya vista en el apartado de cálculo de enseriado, toma un valor 1506 V.

Siendo el valor de la resistencia de aislamiento de 50.200  $\Omega$  se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

#### 4.4.3 Puesta a tierra en corriente alterna (AC)

De acuerdo con lo dispuesto por el RD 1663/2000 y el REBT, la instalación fotovoltaica tendrá una tierra independiente, de modo que las masas de la instalación estarán conectadas independientemente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como de las masas del resto de suministro.

En la parte de DC, el sistema será flotante (esquema IT), con los conductores activos aislados de tierra. Se conectarán a tierra todas las masas metálicas de la instalación (armarios, módulos, estructura soporte, inversores, etc.) La mera fijación de los módulos a la estructura no se considera una puesta a tierra eficaz, por tanto, se deberán conectar todos los módulos entre sí, mediante grapas o arandelas que garanticen la puesta a tierra del marco, y éstos a su vez con la estructura.

En el tramo AC se seguirá un esquema IT, con los conductores activos aislados de tierra. Se conectarán a tierra todas las masas metálicas de la instalación.

Cálculo de la resistencia de tierra:

La resistencia máxima admisible de puesta a tierra se calcula a partir de la expresión:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_{\Delta n}}$$

Siendo:

$U_L$ : tensión de contacto límite convencional. Equivale a 50V en locales secos y 24 V en locales húmedos. Se considerará el segundo valor al tratarse de una instalación exterior.

$I_{\Delta n}$ : es la sensibilidad del dispositivo de protección diferencial (30 mA)



Resultando en un valor de  $R_{adm}$  de 800  $\Omega$ .

Se emplearán picas normalizadas de cobre de 14,6 mm de diámetro y dos metros de longitud.

El valor de la resistencia ofrecida por el electrodo de tierra se puede evaluar a partir de la siguiente expresión:

$$R_{1pica} = \frac{\rho}{L}$$

Donde  $\rho$  es la resistividad del terreno considerada es de 3000  $\Omega \cdot m$ , en el que se insertará la pica y L la longitud de esta.

La resistencia de una pica estándar (L=2 m) de las características descritas será de:

$$R_{1pica} = \frac{3000}{2} = 1500 \Omega$$

Por tanto, se hace necesario la instalación de más picas para establecer una resistencia de tierra por debajo del límite fijado por Radm.

Para estimar la resistencia de un grupo de picas puestas en paralelo, se recurre a la siguiente expresión:

$$R_{total} = R_{1pica} \cdot \frac{K}{n}$$

Siendo K un valor comprendido entre 1,2 y 1,7 (depende del número de picas y de su disposición) y n el número de picas instaladas. Para K=1,7 y cuatro picas en paralelo, se obtiene un valor de resistencia de tierra de 637,5  $\Omega < 800 \Omega$

En cualquier caso, dada la variabilidad del valor de  $\rho$  que se ha empleado para los cálculos, será necesaria la medición “in situ” de la resistencia de tierra en el punto deseado, con el fin de garantizar la seguridad de la instalación.

En caso de optar por un sistema formado por varias picas en paralelo, éstas se situarán a una distancia igual a dos veces su longitud y se interconectarán a través de un conductor enterrado de 35 mm<sup>2</sup> mediante grapas de presión inoxidable.

Los conductores de protección cumplirán con lo establecido en la ITC-BT 18 Tabla 2 del REBT.

#### 4.4.4 Conexión a tierra de los edificios

En las STS se instalará un anillo de cable de 50mm<sup>2</sup>, latiguillos de 50mm<sup>2</sup> para conectar distintas partes metálicas y crimps 50-50 para las uniones. Serán necesarios también terminales M6/M12/M16, además de picas en las esquinas del edificio.

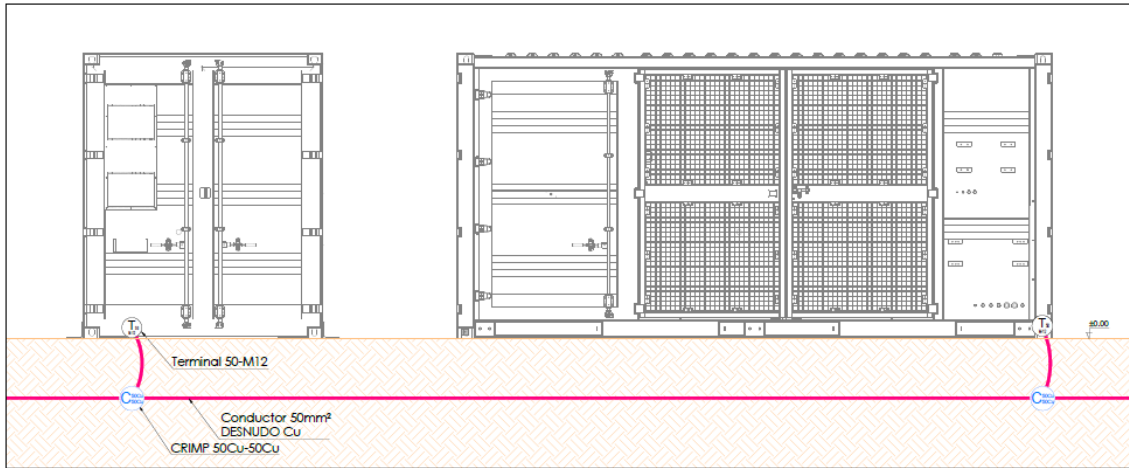


Ilustración 34. Detalle PaT edificios

#### 4.4.5 Conexión a tierra de estructura, inversores y báculos CCTV

En el caso de los inversores se conectará la carcasa del inversor a tierra a través de conductor desnudo de cobre de 35mm<sup>2</sup>. Utilizando latiguillos de 25mm<sup>2</sup>, crimps y terminales para la unión de todas las partes metálicas del soporte hasta la conexión a tierra. Acorde a la ITC-BT-18.

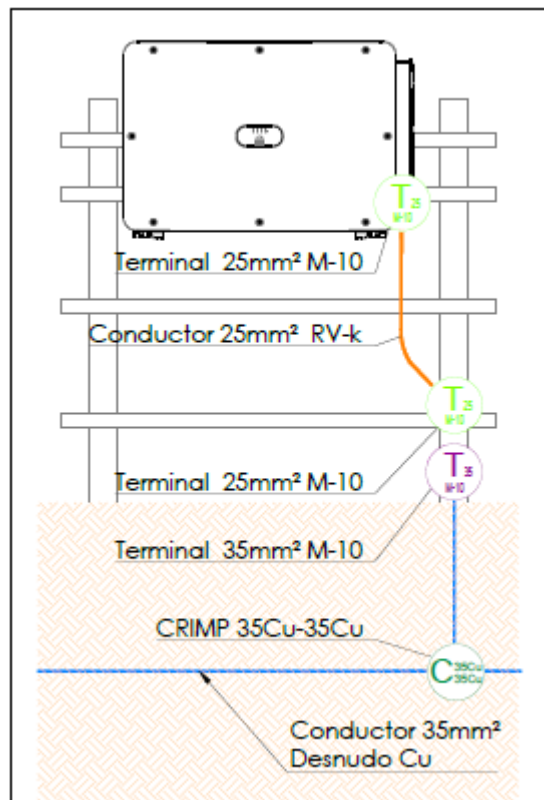


Ilustración 35. Detalle de PaT de un inversor.

Del mismo modo conectaremos las partes metálicas de las estructuras de los módulos, con un conductor desnudo de cobre de 35mm<sup>2</sup>.

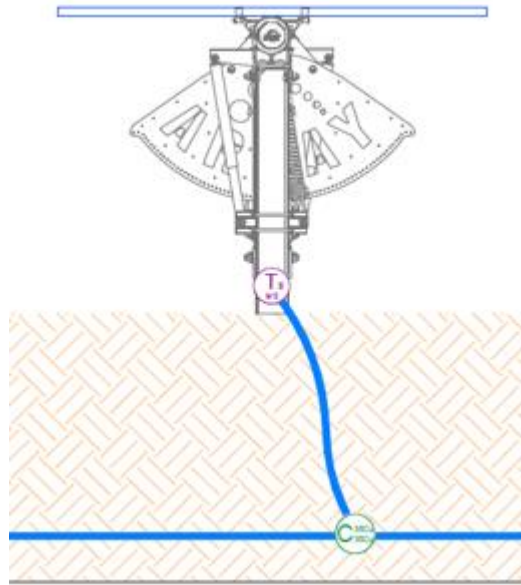


Ilustración 36. Detalle PaT de la estructura de soporte de los módulos.

En cuanto los báculos del CCTV, conectaremos a través de un latiguillo de cobre de 35mm<sup>2</sup> la parte metálica con la pica enterrada en el terreno dejando como mínimo 1,5 metros de la puesta a tierra del vallado.

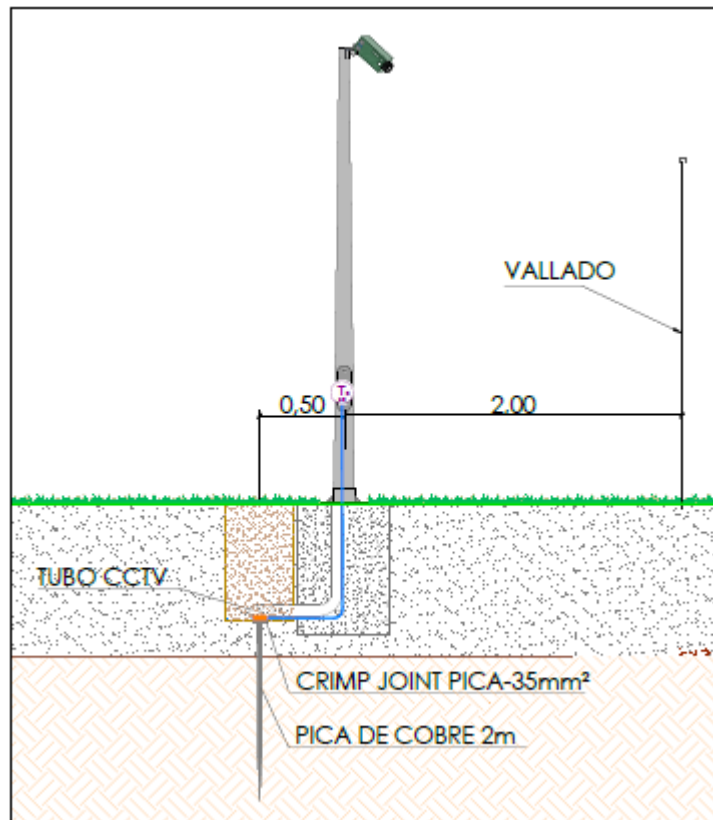


Ilustración 37. Ejemplo detalle PaT de báculo CCTV.

#### 4.4.6 Vallado y accesos

Se diseña una puesta a tierra independiente para el vallado, ya que estos elementos quedan al alcance de cualquier persona a diferencia de los equipos interiores que están al alcance únicamente de personal autorizado.

Uniremos la pica con el vallado a través de un latiguillo de 35mm<sup>2</sup>.

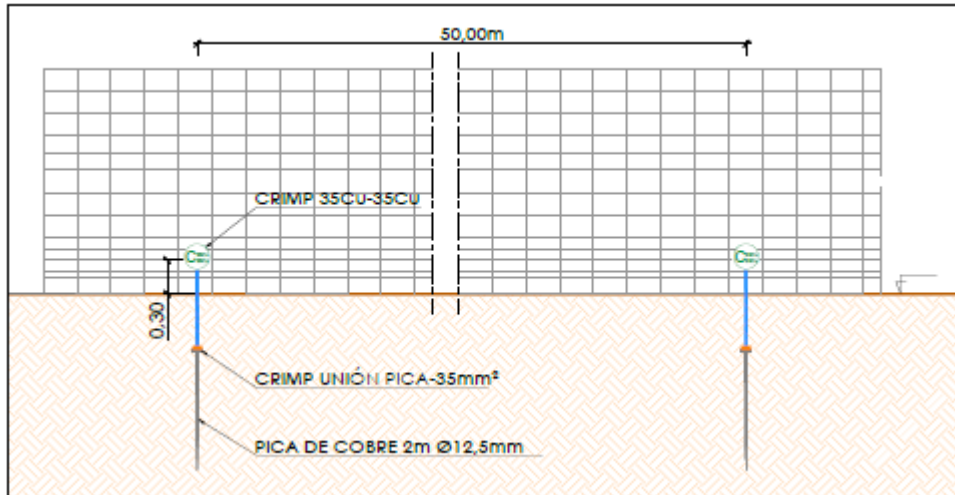


Ilustración 38. Detalle PaT vallado.

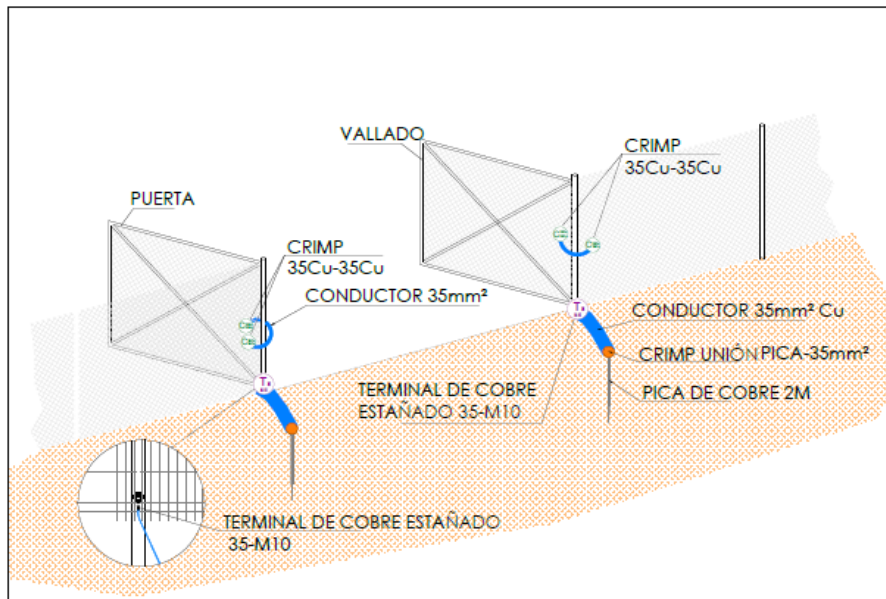


Ilustración 39. Detalle PaT acceso.

#### 4.5 Cálculo de movimiento de tierras

Para realizar una implantación correcta de los trackers en las parcelas que conforman la planta, es necesario que el terreno sea lo más plano posible, o que al menos tenga unas pendientes que sean tolerantes para el tracker. El tracker elegido es el AXONE Duo del fabricante PVH, que admite unas pendientes de 14% Norte-Sur, esta información se encuentra en el datasheet del equipo adjuntada en los anexos.

Para realizar este ajuste es necesario obtener, a partir del plano de implantación, las coordenadas X-Y-Z de donde se sitúan las hincas que soportan la estructura del tracker. Una vez obtenidas estas coordenadas trazamos una línea de mínimos cuadrados y dos líneas auxiliares en función de la regulación de la hinca, que para este caso se opta por una regulación estándar (100mm).

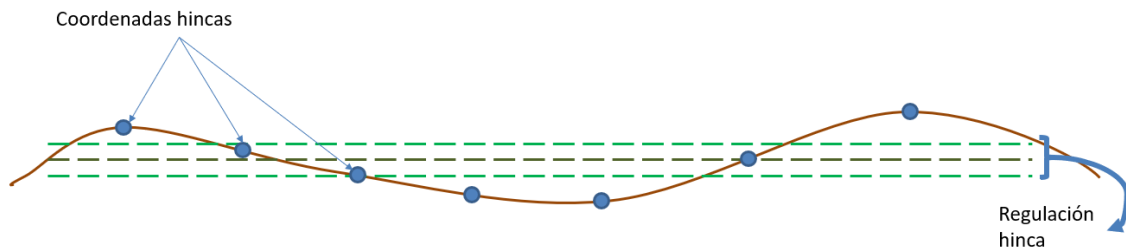


Ilustración 40. Regulación de las hincas sobre terreno

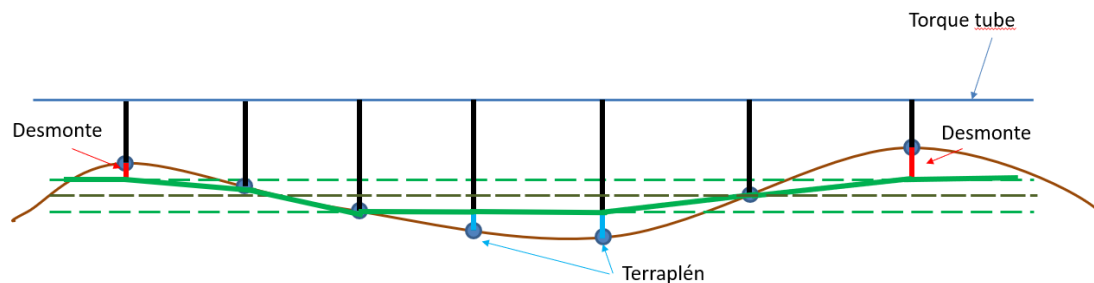


Ilustración 41. Regulación de las hincas sobre terreno

La línea auxiliar superior nos da la longitud mínima de la hinca y la línea auxiliar inferior la longitud máxima.

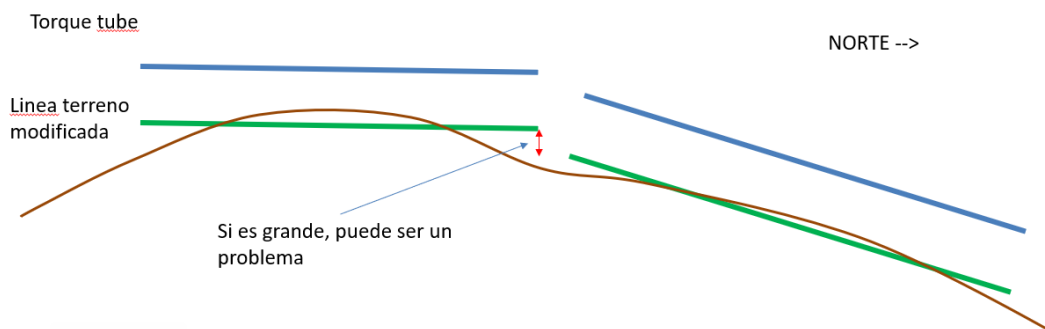


Ilustración 42. Ajuste de talud Norte-Sur

Cuando tenemos dos trackers consecutivos en dirección Norte-Sur, es necesario ajustar el talud que puede crearse. Puede ajustarse el tracker del Norte al tracker del Sur o viceversa. El movimiento de tierras cambia.

Este proceso de ajuste se realiza mediante una hoja Excel donde se procesan las coordenadas de todas las hincas de la planta, ya que manualmente es un trabajo muy tedioso.

Repasadas todas las hincas de acuerdo con las tolerancias que previamente se han definido se requieren las siguientes cantidades de desmote y terraplén de terreno.

Cantidad de desmonte: -8.142,02 m<sup>3</sup>

Cantidad de terraplén: 7.368,09 m<sup>3</sup>

Aunque no se puede apreciar con gran exactitud por el tamaño de la imagen, se puede apreciar las zonas de desmonte (rojas) frente a las zonas de terraplén (azules).

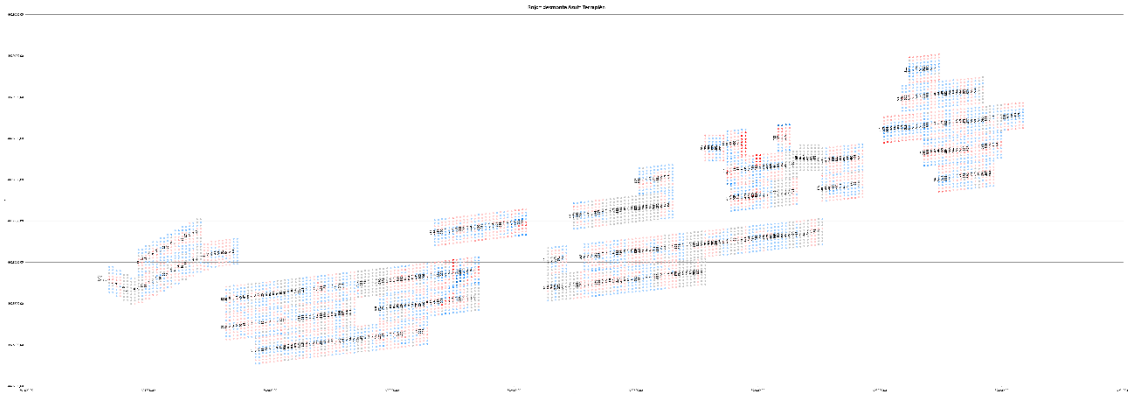


Ilustración 43. Mapa de desmonte y terraplén

#### 4.6 Cálculo del coeficiente de seguridad de vuelco de la estructura según punto 9 de ITC-FV-04

Al tratarse de un sistema con seguidor, la seguridad frente al vuelco viene garantizada por este mismo dispositivo.

En caso de producirse un viento fuerte que pudiera comprometer la integridad de la estructura el seguidor se situará orientando los módulos fotovoltaicos en posición horizontal.

De esta forma, el momento de vuelco es nulo y la estructura no se ve comprometida.

A continuación, se incluye una imagen que, a modo de ejemplo, muestra la orientación de los módulos fotovoltaicos en una situación de riesgo por fuertes vientos.



Ilustración 44. Fotografía de disposición de trackers, propiedad de GRUPOTEC.

#### 4.7 Cálculos energéticos y producción de energía

Los datos meteorológicos serán aportados por el programa de Meteonorm, un software especializado en suministrar una gran base de datos científicos en cuanto a variables como;

irradiación, temperatura, humedad, viento, precipitaciones etc. Una serie de datos que serán necesarios para el cálculo energético de la instalación.

Desde uno de los apartados de PVsyst se pueden exportar todos aquellos datos necesarios para su verificación.

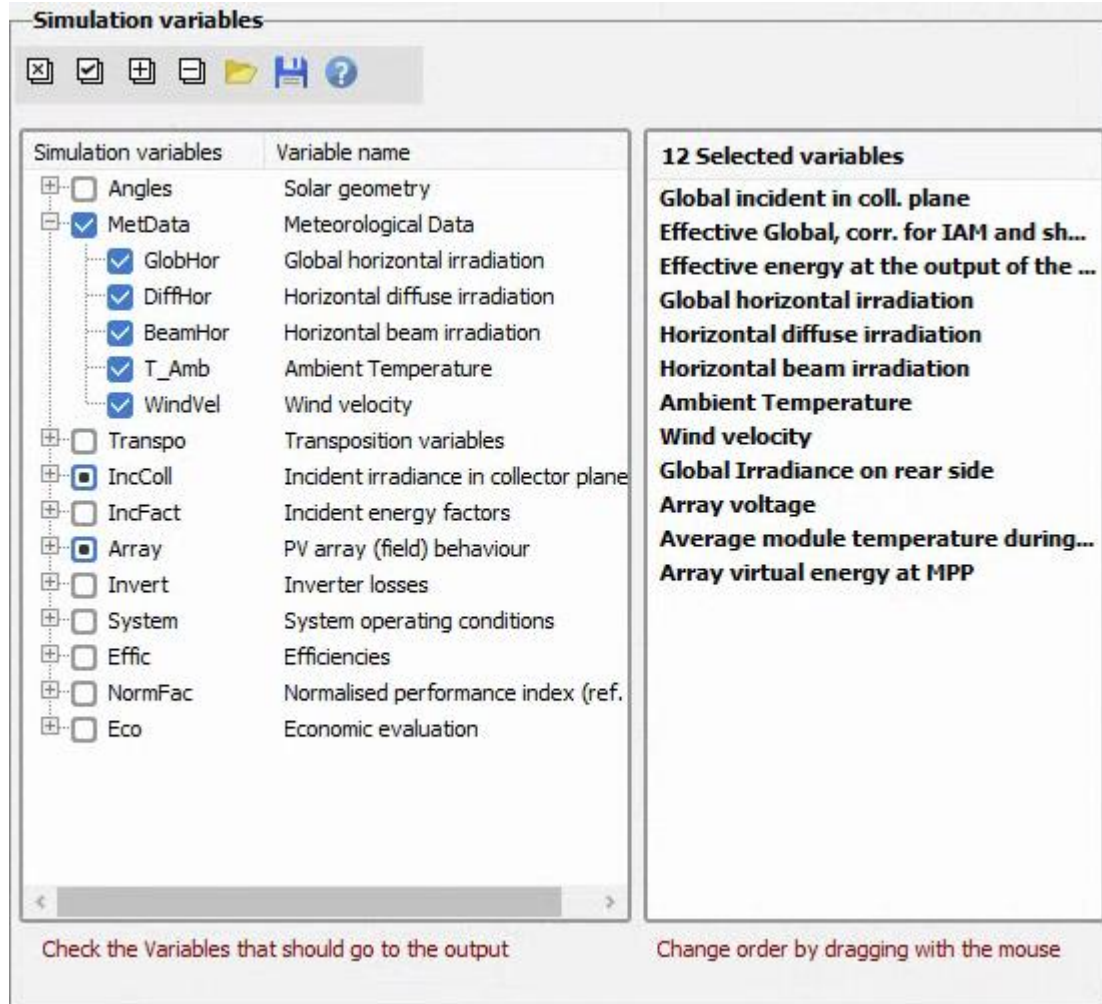


Ilustración 45. Captura 1 (PVsyst)

#### 4.7.1 Estimación de pérdidas

Las principales pérdidas que contempla el programa son:

- Thermal Parametres: Dependiendo de la configuración (ground mounted, integrada en cubierta, etc.) tomara un valor de disipación de calor. En este caso se toma la opción **“Free Mounted with air circulations”** ya que es un valor estándar.
- Ohmic Losses: Incluye pérdidas en cableado DC, AC y perdidas en el transformador. En aquellos casos donde se instalen inversores string de Huawei se toma como referencia el valor de **0,5%**. Con respecto a las pérdidas en AC tomamos valores estándares para los casos de inversores string, **2%** desde el inversor hasta la STS y **0,4%** en la línea de media tensión que llega a la SET.
- Module Quality. Se introducen con signo negativo, afectan positivamente al Sistema. Se deben a la tolerancia positive que tienen los paneles por construcción (Por defecto - **0,8%**)

- LID. Se deben a las pérdidas que sufre el panel en sus primeras horas de exposición al sol. Por defecto **1,5%**, puede ponerse por valor.
- Mismatch. Se debe a que en un mismo string el comportamiento de todos los módulos no es idéntico (uno puede estar más afectado por suciedad que otro, o tener momentos donde le afecta una pequeña sombra y a otro no, etc.). Esto acaba penalizando un poco al string completo. Se considera **1%**.
- Soiling: Pérdidas por suciedad en los módulos, para el primer año se toma el valor de **0,5%**.
- IAM Losses: Las pérdidas por IAM (Incidence Angle Modifier) se deben la radiancia que pierde la célula respecto a la radiancia sobre la horizontal, por reflexión de parte de la radiación sobre el vidrio del panel.  
Salvo que el fabricante aporte datos concretos de algún estudio realizado por un laboratorio externo, se utiliza el modelo por defecto del PVSyst (**ASHRAE**).
- Auxiliares: Principalmente pérdidas del inversor, descritas en el datasheet (**4W/kW**).
- Aging: Normalmente, pérdidas por degradación del panel son **0** en simulación para año 1. Para simulaciones año 2, 3, etc. Basta con clicar “Use degradation in the simulation” e indicar para que año quieres la degradación. PVSyst calcula estas pérdidas teniendo en cuenta la degradación anual que marca el fabricante (vía .PAN) así como cierto factor de “Mismatch” que afecta positivamente, debido a que todos los paneles no se degradan como marca la curva de fabricante, algunos lo hacen en menor medida. Se considera **-0,8%**
- Unavailability: Indisponibilidad de la planta. Normalmente **0%** en simulaciones para año 1. Para simulaciones para años posteriores es común indicar valores del 1%. Este valor representa el porcentaje de horas de un año, es decir de las 8760h que tiene un año, si se indica un 1% significa que la planta está parada 87h.
- Grid Limitation: Es común limitar la potencia exportada por la planta por diversos motivos, en el presente trabajo, se ha asumido una limitación en POC (Point of connection) de **17MW**, este valor ha de indicarse en el PVSyst para que lo tenga en cuenta a la hora de la simulación.
- Far shadings: Presencia de montañas u orografía lejana, produce pérdidas a primeras o últimas horas del día. PVSyst permite introducir un perfil de obstáculos lejanos introduciendo Azimut y Altura para cada punto. Se pueden importar directamente con un archivo externo o de la web.



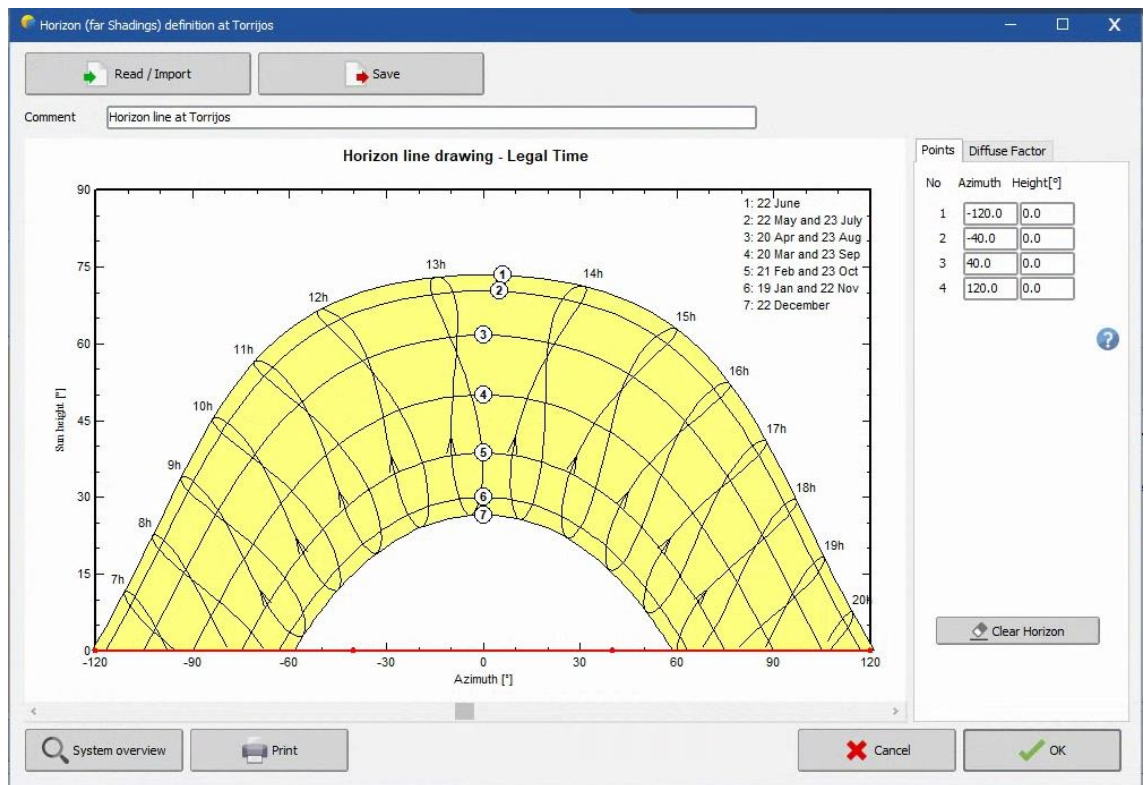


Ilustración 46. Captura 2 (PVsyst)

- Near shadings: Permite definir las pérdidas por sombras cercanas de la instalación (árboles, torres eléctricas, edificios, etc.) así como las sombras entre filas. Para ello, se trabaja en un entorno 3D donde es posible definir la realidad de la planta en cuanto a orientación y separación de módulos, localización de objetos cercanos que puedan provocar algún tipo de sombra etc.

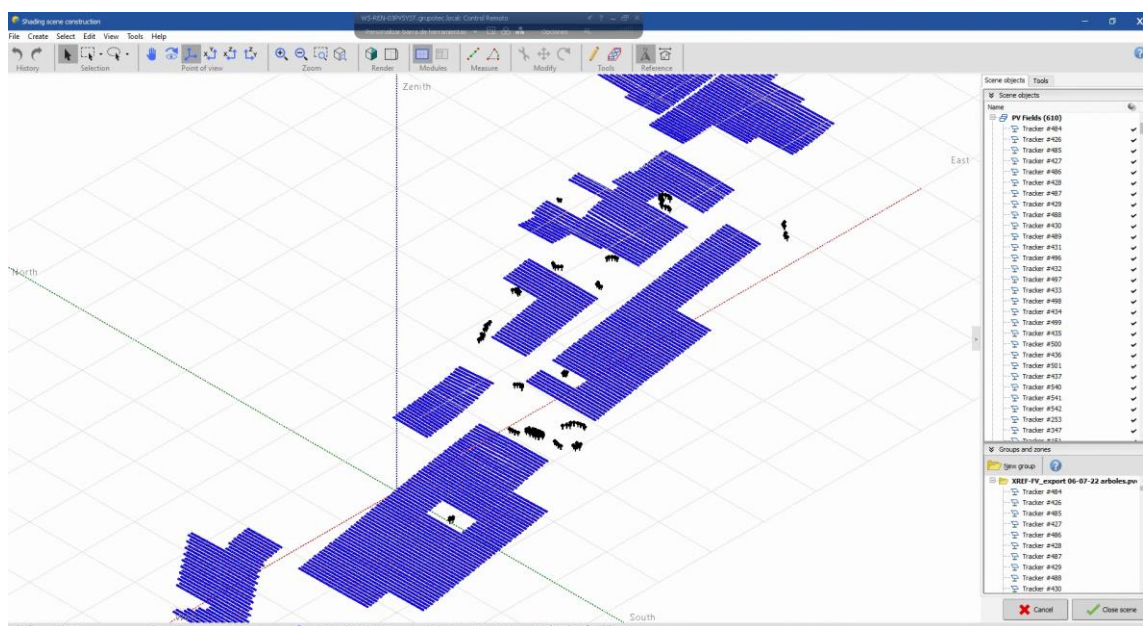


Ilustración 47. Captura 3 (PVsyst)

#### 4.7.2 Estimación de la producción anual de energía

A continuación, se describe el proceso de cálculo de producción de energía en el punto de conexión para el año cero de operación de la instalación fotovoltaica y la distribución mensual típica para la previsión de producción de energía anual.

La producción de energía en el punto de conexión ha sido calculada con el software especializado para instalaciones fotovoltaicas PVSYST versión 7.3.

PVSYST es una herramienta de simulación altamente sofisticada desarrollada en la Universidad de Ginebra desde 1993, siendo el software más difundido mundialmente para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y evaluación de la producción de energía de estos. El software PVSYST permite analizar con precisión diferentes configuraciones para los sistemas fotovoltaicos y evaluar sus resultados, a fin de poder identificar la mejor solución.

#### 4.7.3 Metodología de cálculo

La metodología utilizada para la estimación de producción de energía está basada en un año meteorológico tipo (TMY) P50 y resumida en las siguientes etapas:

- Ubicación exacta a partir de coordenadas de la planta fotovoltaica, para cargar directamente los datos de irradiancia, temperatura, velocidad del viento etc. Estos datos como se ha comentado en el punto anterior son de la base de datos de Metenorm.
- Configuración del tipo y número de módulos, inversores, strings, inclinación, entre otras.

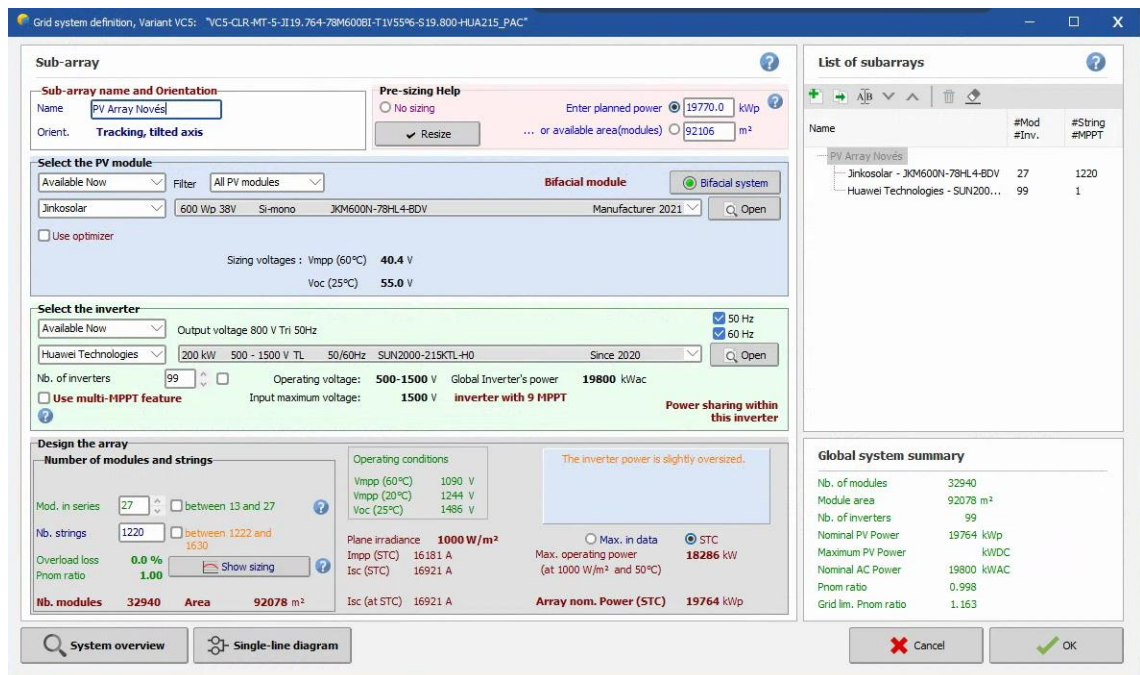


Ilustración 48. Captura 4 (PVsyst)

- Pérdidas en el sistema definidas por el tipo de equipo utilizado, ubicación de la planta y diseño eléctrico de la misma.

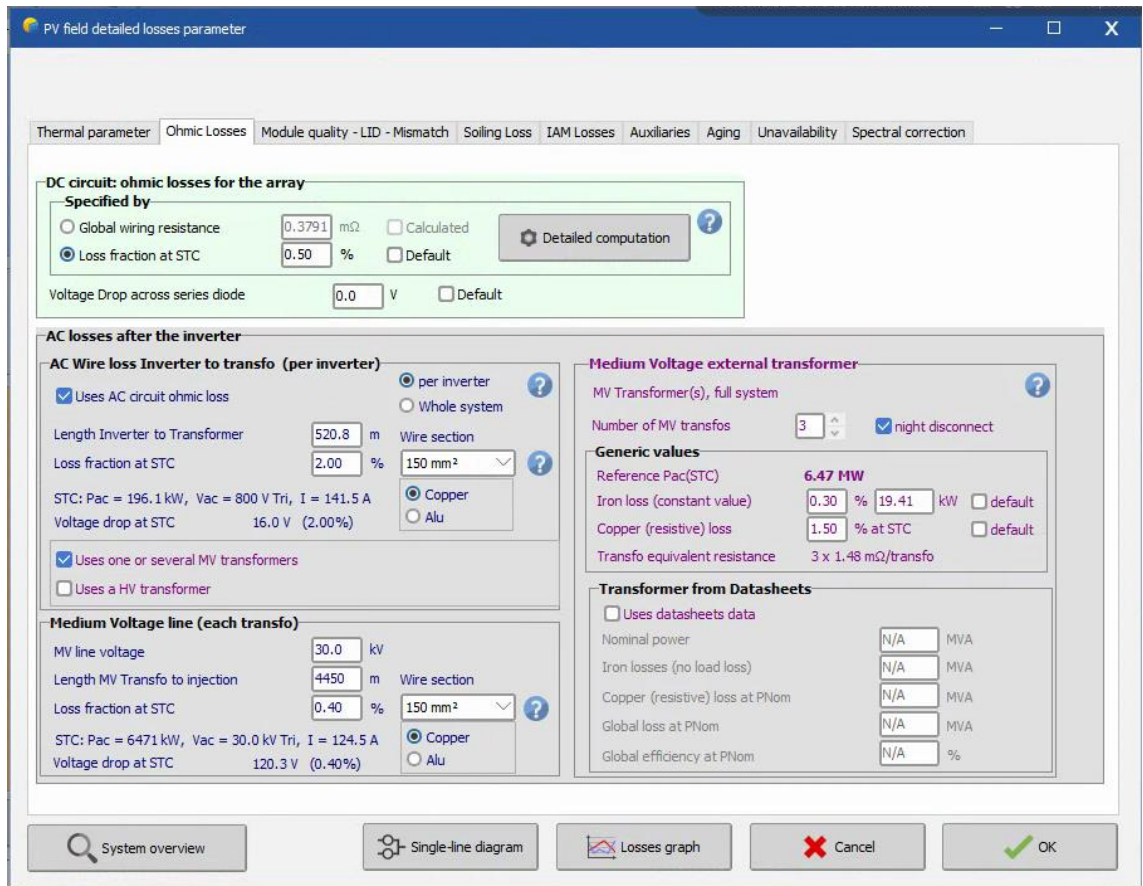


Ilustración 49. Captura 5 (PVsyst)

- Obtención de resultados e informe.

#### 4.7.4 Informe PVSYSY

Adjunto en los anexos (8.4. Informe PVSYSY).

## 5 PRESUPUESTO

### 5.1 Presupuesto y mediciones

Se han tomado como referencia precios actuales de mercado de la base de datos de GRUPOTEC, así como algunas de las mediciones han sido estimaciones sólidas. A continuación, se detallará el presupuesto incluyendo los materiales y mano de obra necesarios para llevar a cabo esta instalación de manera eficiente y profesional.

Presupuesto de la planta solar fotovoltaica de conexión a red 19,76MWp Novés							
Ingeniería							193.427,00 €
Partida	Nombre	Descripción	Cant.	Un.	Precio/un.	Precio Total	
1.01	Dirección facultativa	Dirección facultativa de todas las instalaciones y construcciones	1	ud	68.448,00 €	68.448,00 €	
1.02	Desarrollo y elaboración de ingeniería de detalle Planta FV	Elaboración y desarrollo de todas las instalaciones y construcciones, interconexión de todos los equipos y sistemas, cálculos justificativos, esquemas desarrollados, planos de interconexión listados de cables.	1	ud	89.309,00 €	89.309,00 €	
1.03	Certificados	Certificado de dirección de obra (DO) visado por colegio profesional Certificados final de Obra (CFO) visados por colegio profesional Certificado de inspección por parte de OCA	1	ud	2.000,00 €	2.000,00 €	
1.04	Informes y comprobaciones	Ajuste y parametrización de los equipos de protección presentes en la planta, comprobación de características de los equipos de acuerdo a los datos especificados en proyecto y correcta operación de los mismos, determinación del PR (Performance Ratio) de la planta etc.	1	ud	29.670,00 €	29.670,00 €	
Seguridad y Salud							83.450,00 €
Partida	Partida	Descripción	Cant.	Un.	Precio/un.	Precio Total	
2.01	Estudio de seguridad y salud	Elaboración de estudios de seguridad y salud conformes a la normativa sectorial vigente así como instalaciones provisionales en obra conforme a normativa vigente incluyendo aseos, vestuarios y comedores.	1	ud	83.450,00 €	83.450,00 €	
Montaje Mecánico							750.027,92 €
Partida	Partida	Descripción	Cant.	Un.	Precio/un.	Precio Total	
3.01	Hincado de postes	Hincado e inspección poste central de tracker en terreno natural. Marcado topográfico de todos los postes. Perforación previa del terreno natural con un diámetro de perforación según resultados de la campaña de pull out test (POTs). Hincado y verificación con poste de sección tipo y calidad de acero determinada por el fabricante, de profundidad y longitud según manual de montaje del suministrador de los seguidores con una tolerancia de +/- 200 mm. Incluye la reparación de postes dañados y tapón superficial (10 - 150 mm). Suministro de hincas adicionales inversores string	1	ud	100.308,55 €	100.308,55 €	
3.02	Montaje electromecánico de los trackers	Montaje mecánico de las estructuras de acuerdo al manual de fabricante, incluyendo el montaje tendido y conexionado del conjunto motor, cuadro eléctrico, fuente de alimentación autónoma, caja de comunicaciones.	610	ud	677,23 €	413.107,33 €	
3.03	Montaje de los módulos FV	Montaje mecánico de los módulos fotovoltaico bifaciales monocristalino de tensión máxima 1500 V, grado de protección IP67	32940	ud	6,75 €	222.442,41 €	
Civil							344.413,55 €
Partida	Partida	Descripción	Cant.	Un.	Precio/un.	Precio Total	
4.01	Movimiento de tierras	Desbroce, limpieza y acondicionamiento de terreno.	8142,02	m <sup>3</sup>	1,40 €	11.398,83 €	
4.02	Viales internos	Rebello, extensión y compactación de material Caminos interiores de 4m profundidad de 25cm Zonas de giro camiones	7968,09	m <sup>3</sup>	1,20 €	9.578,52 €	
4.03	Drenajes	Zanja tipo drenaje paralelo a camino, de 0,6m de ancho y 15cm de profundidad con seccion triangular. Cuneta de protección de estaciones de MT	600	m <sup>3</sup>	6,00 €	3.600,00 €	
4.04	Locas y cimentaciones	Cimentaciones para báculos CCTV, monitoring house, spare parts, STS, fosa séptica y depósito de aguas residuales.	1	ud	30.300,00 €	30.300,00 €	
4.05	Vallado perimetral	Vallado perimetral tipo malla cinética y puerta principal	3884	m	14,80 €	57.483,20 €	
4.06	Zanja MT 800x1100mm	Zanja media tensión	1125	m	20,00 €	22.500,00 €	
4.07	Zanja BT 600x1100mm	Zanja de baja tensión con cámara de arena	5191	m	19,00 €	98.629,00 €	
4.08	Zanja CCTV/string 400x900mm	Zanja para el sistema de CCTV	3874	m	8,00 €	30.992,00 €	
4.09	Zanja de la red tierras	Zanja para la red de puesta a tierra de los edificios	90	m	11,00 €	990,00 €	
Puesta a Tierra							87.543,85 €
Partida	Partida	Descripción	Cant.	Un.	Precio/un.	Precio Total	
5.01	Cable de Cu desnudo de 35 mm2 de sección	Suministro de cable trenzado de cobre desnudo de 35 mm2 de sección para el sistema de puesta a tierra. Tendido y conexionado de cable trenzado de cobre desnudo de 35 mm2 de sección para el sistema de puesta a tierra.	11102,6	m	4,27 €	47.408,10 €	
5.02	Cable de Cu desnudo de 50 mm2 de sección	Suministro de cable trenzado de cobre desnudo de 50 mm2 de sección para el sistema de puesta a tierra. Tendido y conexionado de cable trenzado de cobre desnudo de 50 mm2 de sección para el sistema de puesta a tierra.	300	m	5,45 €	1.635,00 €	
5.03	Conexionados de estructuras	Instalación de terminales de 35 mm2 de sección para el conexionado con los postes de las estructuras dentro del sistema de puesta a tierra.	175,95	m	2,23 €	392,37 €	
5.04	Picas de tierra	Suministro de picas de tierra de 2 m de longitud. Instalación de picas de tierra de 2 m de longitud.	122	ud	9,20 €	1.122,40 €	
5.05	Terminales de cobre M10-M12	Suministro de grapa de tierra para conectar los inversores con la malla de puesta a tierra y el mallado de las cimentaciones de las STS y los inversores	1013	ud	2,90 €	2.937,70 €	
5.06	Crimp	Instalación de grapa de tierra para conectar los inversores con la malla de puesta a tierra y el mallado de las cimentaciones de las STS y los inversores Crimp tipo C-C, de puesta a tierra 50 mm <sup>2</sup> Aluminio/acero -25 mm <sup>2</sup> Cu bimetalico Instalación de crimp tipo U, de puesta a tierra Vallado - 35 mm <sup>2</sup>	912	ud	3,70 €	3.374,40 €	
Instalación Eléctrica							1.055.870,01 €
Partida	Partida	Descripción	Cant.	Un.	Precio/un.	Precio Total	
6.01	Cable 1x6mm <sup>2</sup> Cu solar ZZ-F (AS)	Material Instalación cable solar XLPE 1,5 kV Cu 1x6mm2	46975,23	m	0,82 €	38.519,69 €	
6.02	Cable 1x10mm <sup>2</sup> Cu solar ZZ-F (AS)	Material Instalación cable solar XLPE 1,5 kV Cu 1x10mm2	46975,23	m	1,17 €	54.956,07 €	
6.03	Cable AC 1,5 kV Al 1x300 mm2	Material Instalación cable AC 1x300mm2	87554,7	m	6,86 €	600.625,24 €	
6.04	Cable MT 18/30 kV Al 1x(1x95) mm2	Material Instalación cable XLPE Al de media tensión 18/30 kV 1x(1x95) mm2	40	m	19,65 €	786,00 €	
6.05	Cable MT 18/30 kV Al 1x(1x300) mm2	Material Instalación cable XLPE Al de media tensión 18/30 kV 1x(1x300) mm2	2958	m	14,47 €	42.716,26 €	
6.06	Cable MT 18/30 kV Al 1x(1x400) mm2	Material Instalación cable XLPE Al de media tensión 18/30 kV 1x(1x400) mm2	1171	m	18,05 €	21.136,55 €	
6.07	Juego de 3 conectores acodados o rectos enchufables hasta 36 kV	Material e instalación	6	ud	550,00 €	3.300,00 €	
6.08	Conectores DC Macho 6mm2	Material e instalación	1220	ud	1,30 €	1.586,00 €	
6.09	Conectores DC MCA Macho 10mm <sup>2</sup>	Material e instalación	30	ud	1,45 €	43,50 €	
6.10	Conectores DC MCA Hembra 10mm <sup>2</sup>	Material e instalación	30	ud	1,45 €	43,50 €	
6.11	Cable para alimentación del sistema de seguridad perimetral	Suministro de cable 4x(1x6)mm2 Cu, 0,6/1 kV para alimentación de los servicios auxiliares perimetrales; cámaras establecidas sobre el vallado perimetral	3495,6	m	1,99 €	6.956,24 €	
6.12	Cable Fibra Óptica, Cable Ligero Exterior 8 FIBRAS OS2 9/125 G.652.D	Instalación bajo tubo del cable para alimentación del sistema de seguridad perimetral	3495,6	m	1,10 €	3.845,16 €	
6.13	Cable FTP 6A (200 MHz), conductores rígido por hilos 4x2x0,36mm	Material	4733,1	m	1,45 €	6.863,00 €	
6.14	Tubo corrugado HDPE, de doble capa, interior lisa y exterior corrugada, de 63 mm	Instalación	4733,1	m	1,00 €	4.733,10 €	
6.15	Tubo corrugado HDPE, de doble capa, interior lisa y exterior corrugada, de 160 mm	Instalación y material	2000	m	1,50 €	3.000,00 €	
6.16	Tubo corrugado reforzado de PVC con resistencia UV y Ø 63mm en rollos, modelo Blandaflex	Instalación y material	18054	m	1,62 €	29.247,48 €	
6.17	Ninguritos tubo 63 mm	Instalación y material	457	m	3,80 €	1.736,60 €	
6.18		Instalación y material	2618	m	4,40 €	11.519,20 €	
6.19		Instalación y material	2024	ud	1,36 €	2.752,64 €	
Equipos Principales							8.849.174,25 €
Partida	Partida	Descripción	Cant.	Un.	Precio/un.	Precio Total	
7.01	Módulo Bifacial marca .Jinko Solar Mod. JK.M590-610N-78HL4-80	Suministro y transporte Paquete de 100 bridas tipo U71X 3,6x287mm protección UV Conexión módulo FV	32940 692 32940	ud ud ud	170,69 € 85,62 € 0,42 €	5.622.450,53 € 59.247,55 € 13.902,65 €	
7.02	Inversor String marca. Huawei. SUN2000-215KTL-H0	Cinta helicoidal UV para protección cable string Suministro e instalación de inversor string de la marca Huawei SUN2000-215KTL-H0 de potencia nominal 215 kVA @3Ø. SMARTACU + kit ANTIPID	99 3 3	ud ud ud	5.418,98 € 3.905,65 € 241,18 €	536.479,51 € 11.716,94 € 723,53 €	
7.03	Centro de transformación 6,8 MVA Modelo Huawei STS 6000K-H	Suministro e instalación de STS de Huawei 6,8 MVA. Extras STS y commissioning en campo	3 3	ud ud	117.169,37 € 3.303,08 €	351.508,12 € 9.909,23 €	
7.04	Seguidor solar 1 eje 1Vx54 Axone Duo de PVH	Pull Out test Suministro seguidor solar a 1 eje para soporte de módulos fotovoltaicos. El seguidor es de Transporte Spare parts (piezas de repuesto)	1 610 1	ud ud ud	34.729,50 € 3.313,19 € 21.302,50 €	34.729,50 € 2.021.046,17 € 21.302,50 €	
Sistema de Monitorización							2.209.294,57 €
Partida	Partida	Descripción	Cant.	Un.	Precio/un.	Precio Total	
8.01	Comunicación	Monitoring house (edificio de control) Monitoring system: Incluye IPC, antena wifi, antena GSM, Switch monitoring router, wimax, comm-box, comm-rack indoor, local workstation, PPC y, commissioning y soporte remoto Spare parts Comunicación	1	ud	36.658,91 €	36.658,91 €	
8.02	Estación meteorológica	Suministro e instalación de la estación meteorológica para la recogida de los datos meteorológicos de la instalación fotovoltaica.	1	ud	45.413,64 €	45.413,64 €	
8.03	Power Plant Controller (PPC)	Suministro de sistema de control de planta. Instalación de sistema de control de planta.	1	ud	23.540,26 €	23.540,26 €	
8.04	Equipos comunicaciones CCTV	Suministro equipos de comunicación	1	ud	967,80 €	967,80 €	
8.05	Cable comunicaciones 16x1.5mm <sup>2</sup> Cu, RV-K, 0,6/1kV	Instalación y puesta en marcha equipos Material e instalación	1 600	ud m	3.762,36 € 3.183,54 €	3.762,36 € 1.910.124,00 €	

## 5.2 Resumen presupuesto

Tabla 23. Resumen presupuesto

Resumen presupuesto FV Novés		
1	Ingeniería	193.427,00 €
2	Seguridad y Salud	83.450,00 €
3	Montaje Mecánico	750.027,92 €
4	Civil	344.413,55 €
5	Puesta a Tierra	87.543,85 €
6	Instalación Eléctrica	1.055.870,01 €
7	Equipos Principales	8.849.174,25 €
8	Sistema de Monitorización	2.209.294,57 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		13.573.201,14 €
IVA (21%)		2.850.372,24 €
TOTAL CON IVA		16.423.573,38 €

**Coste de la instalación 0,69 (€/Wp)**

El presupuesto de ejecución material asciende a la cantidad de **DIECISÉIS MILLONES CUATROCIENTOS VEINTITRÉS MIL QUINIENTOS SETENTA Y TRES CON TREINTA Y OCHO CÉNTIMOS DE EURO (16.423.573,38 €)**.

## 6 PLIEGO DE CONDICIONES

### 6.1 Objeto

El objeto del presente pliego de condiciones es establecer las condiciones técnicas necesarias para la ejecución de la Instalación Solar Fotovoltaica de conexión a red de 19,8 MWn de potencia nominal en el municipio de Novés (Toledo). Concretamente este pliego se refiere a la generación de energía eléctrica en Baja Tensión.

Se trata de una planta fotovoltaica denominada “Planta Solar Fotovoltaica Novés” de 19,8 MWn (19,76 MWp de potencia instalada) funcionando con inversores string, agrupando cada uno la potencia generada por 13 strings máximo. Consta a su vez de 3 centros de transformación de 6800 kVA (STS) que recogen la potencia generada hasta la nueva subestación “Novés” objeto de otro proyecto independiente, de la cual partirá una línea subterránea a 45kV, objeto de otro proyecto independiente para evacuar la energía generada hasta la Subestación de Torrijos 45/220 kV propiedad de I-DE.

La instalación se realizará cumpliendo toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas, y todos sus componentes deberán haber sido debidamente homologados por los organismos competentes. Especificaciones de materiales, equipos y ejecución

A continuación, se describen las especificaciones técnicas de los materiales y equipos principales que componen la instalación. En la ejecución de la instalación se admitirá la modificación de alguno de estos materiales o equipos por otros de características similares, siempre que no

afecte al correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica ni suponga un decremento en la producción anual de electricidad.

## 6.2 Normas aplicables

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- R.D 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. B.O.E. núm. 68, 19 marzo 2008.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 188/2016, de 6 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento por el que se establecen los requisitos para la comercialización, puesta en servicio y uso de equipos radioeléctricos, y se regula el procedimiento para la evaluación de la

conformidad, la vigilancia del mercado y el régimen sancionador de los equipos de telecomunicación

Normativa y reglamentación técnica, con carácter general y específico:

- UNE-EN 61173:1998: Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía.
- UNE-EN 61727:1996: Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- UNE-EN ISO 9488:2001: Energía Solar. Vocabulario.
- UNE 206001:1997 EX: Módulos Fovovoltaicos. Criterios Ecológicos.
- UNE-EN 60891:1994: Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 60904-X: Dispositivos fotovoltaicos.
- UNE-EN 61194:1997: Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- UNE-EN 61215:1997: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación de diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 61277:2000: Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y Guía.
- UNE-EN 61345:1999: Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61427:2002: Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía solar. Requisitos generales y métodos de ensayo.
- UNE-EN 61646:1997: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación de diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 61683:2001: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 61701:2000: Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61721:2000: Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FV) al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).
- UNE-EN 61725:1998: Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- UNE-EN 61829:2000: Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- UNE-EN 61000-4-X: Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida.
- CEI 60129: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

- UNE 21310-3:1990: Contadores de inducción de energía eléctrica reactiva.
- UNE-EN 60228: Conductores de cables aislados.
- UNE-EN 50363-1:2006: Materiales de aislamiento, cubierta y recubrimiento para cables eléctricos de energía de baja tensión. Parte 1: Compuestos elastómeros reticulados para aislamiento.
- UNE-EN 60332-1-1:2005/A1:2016: Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 1-1: Ensayo de propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable. Equipo de ensayo.
- UNE-EN 60332-3-22:2009: Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 3-22: Ensayo de propagación vertical de la llama de cables colocados en capas en posición vertical. Categoría A.
- UNE-EN 50267-2-1:1999: Métodos de ensayo comunes para cables sometidos al fuego. Ensayo de gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables. Parte 2: Procedimientos. Sección 1: Determinación de la cantidad de gases halógenos ácidos.
- IEC 60754-1:2011: Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables. Parte 1: Determinación del contenido de gases halógenos ácidos.
- IEC 60754-2:2011: Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables. Parte 2: Determinación de la acidez (por medida del pH) y la conductividad.
- UNE-EN 50268:2000: Métodos de ensayo comunes para cables sometidos al fuego. Medida de la densidad de los humos emitidos por cables en combustión bajo condiciones definidas.
- IEC 61034:2013: Medida de la densidad de los humos emitidos por cables en combustión bajo condiciones definidas.
- Código Técnico de la Edificación: R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación; B.O.E. núm. 74, 28 marzo 2006, 11816-11831.
- ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión; R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión; B.O.E. núm. 224, 18 septiembre 2002, 33084-33086.
- ITC-BT-21: Instalaciones interiores o receptoras; R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión; B.O.E. núm. 224, 18 septiembre 2002, 33084-33086.
- R.D. 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación; B.O.E. núm. 288, 1



diciembre 1982, 33063-33065.

- Norma GE SNE022: Endesa Distribución, subdirección de desarrollo y mantenimiento.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C Rev.- octubre 2002, IDAE.
- UNE-EN 62271-1:2009. Aparata de alta tensión. Parte 1: Especificaciones comunes
- Y especificaciones de Seguridad e Higiene en el Trabajo y Prevención de Riesgos Laborales:
- Orden de 9 de marzo de 1971, por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo; B.O.E. núm. 64, 16 marzo 1971, 4303-4314.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales; B.O.E. núm. 269, 10 noviembre 1995, 32590-32611.
- R.D. 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo; B.O.E. núm. 97, 23 abril 1997, 12918-12926.
- Y todas aquellas normativas, que, sin haber sido citadas, pudieran ser aplicables en el ámbito del presente proyecto.
- Código Técnico de la Edificación: R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación; B.O.E. núm. 74, 28 marzo 2006, 11816-11831.
- R.D. 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión; B.O.E. núm. 235, 30 septiembre 2000, 33511-33515.
- R.D. 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación; B.O.E. núm. 288, 1 diciembre 1982, 33063-33065.
- UNE 21186:2011: Protección contra el rayo: Pararrayos con dispositivo de cebado.

## **6.3 Características del proyecto**

### **6.3.1 Sistemas generadores fotovoltaicos**

Todos los módulos de silicio cristalino satisfacen las especificaciones UNE-EN 61215, así como están cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo lleva de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deben llevar los diodos de derivación para evitar posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tienen un grado de protección IP65.

Los marcos laterales son de aluminio o acero inoxidable.

La potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar están comprendidas en el margen del  $\pm 10\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

La estructura del generador y el marco de los módulos se conectan a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalan los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

El panel fotovoltaico propuesto posee las siguientes características:

- Potencia máxima o pico:	600 Wp
- Tensión máxima del sistema:	1500VDC (IEC) VDC
- Tensión en el punto de máxima potencia:	45,25 V DC
- Intensidad en el punto de máxima potencia:	13,26 A DC
- Corriente de cortocircuito:	13,87 A DC
- Tensión a circuito abierto:	55,03 V DC
- Masa:	34,6 kg

### 6.3.2 Estructura de soporte

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

La tornillería empleada para la sujeción de los módulos fotovoltaicos es de acero inoxidable, cumpliendo la norma DB-SE-A8.5.

Los topes de sujeción de los módulos a la propia estructura no arrojan sombra sobre los módulos.

Se disponen de las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sin superar el límite de sombras indicado en el punto 4.1.2. del Pliego de Condiciones del IDAE.

La estructura soporte será calculada de acuerdo con el CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

### 6.3.3 Inversores

El inversor de Huawei SUN2000-215KTL-H0 es del tipo adecuado para la conexión a red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.

- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionamiento en isla o modo aislado.

El inversor cumple con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red, etc.

El inversor incorpora, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.

Las características eléctricas del inversor son las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superior a las CEM. Además, es capaz de soportar picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal son superiores al 85% y 88% respectivamente para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90% al 92% para inversores mayores de 5 kW, como es el presente caso.

El autoconsumo del inversor en modo nocturno es inferior al 0,5% de su potencia nominal.

El factor de potencia generada es superior a 0,95 entre el 25% y el 100% de su potencia nominal.

A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor inyecta a la red.

El inversor tiene un grado de protección mínima IP20 para colocación en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para colocación en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para instalación a la intemperie.

El inversor está garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0º y 40º C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

Se instala un extintor de CO<sub>2</sub> de 89B de eficacia según el apartado 8.3 del reglamento contra incendios de establecimientos industriales. En el cual especifica que no se permite el empleo de agentes extintores conductores de la electricidad sobre fuegos que se desarrollan en presencia de aparatos, cuadros, conductores y otros elementos bajo tensión eléctrica superior a 24 V. La protección de estos se realiza con extintores de dióxido de carbono, o polvo seco BC o ABC.

Se van a utilizar inversores string marca HUAWEI modelo SUN2000-215KTL-H0 de 215000W de potencia nominal operando a una tensión de 1.500 V en DC y 800 V en AC. Cada uno de estos inversores permite la conexión de 18 strings y consta de 9 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) maximizando la producción de energía.

### 6.3.4 Cableado de baja tensión

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducen separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores son de cobre y tienen la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de DC tienen la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1% y los de la parte AC para que la caída de tensión sea inferior del 1,8%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluye toda la longitud de cable DC y AC. Tienen la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua es de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Por instrucción de la Dirección General de Industria, en la que se indica que las canalizaciones en fotovoltaica al considerarse "locales mojados" por estar a la intemperie (Instrucción ITC-BT 30 punto 2), deben cumplir el punto 2.1 de esta ITC, relativo a las canalizaciones, debiendo ser éstas estancas. Este punto prevé la posibilidad de instalación de los conductores y cables aislados en el interior de tubos (punto 2.1.1) o en el interior de canales aislantes (punto 2.1.2). No se prevé la posibilidad de utilizar canales que no sean aislantes.

#### 6.3.4.1 Líneas de baja tensión de corriente continua (DC)

Son las distintas líneas trazadas desde los módulos fotovoltaicos hasta la conexión con los inversores string.

- Cableado entre módulos: se realiza por medio del cableado propio de los módulos con el conector rápido MC y de una sección de 4 mm<sup>2</sup>. El trazado de las mismas discurre a través de la propia estructura de los módulos en su cara inferior. Este cableado interconecta los módulos en serie.
- Cableado entre final de la rama e inversor: para este tramo se emplea cable específico para instalaciones fotovoltaicas de designación TECSUN (PV) H1Z2Z2-K o similar.

#### 6.3.4.2 Líneas de baja tensión de corriente alterna (AC)

Son las líneas trazadas desde el inversor de corriente hasta el Transformador de potencia.

- Cableado entre Inversor y Main AC Box (cuadro de agrupación integrado en la STS): para este tramo se empleará cable específico para instalaciones fotovoltaicas de designación HARMOHNY ALL GROUND XZ1 (S) AI.
- Cableado entre Main AC Box y Transformador: se empleará el mismo cableado que para el tramo anterior.

### 6.3.5 Protecciones

Todas las instalaciones cumplen con lo dispuesto en el RD 337/2014 de 9 de mayo en cuanto a las protecciones en instalaciones eléctricas en Alta Tensión y a la norma UNE-EN 62271-1:2009 en lo que respecta a aparamenta de Alta Tensión.

El CTE, en el documento técnico HE5, en el apartado 3.2.3.3, establece que la parte de corriente continua de la instalación tendrá un grado de protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tienen al menos un grado de protección IP65.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión son para cada fase.

### 6.3.6 Canalizaciones

Estas canalizaciones de líneas subterráneas están proyectadas teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo, 15 veces el diámetro. El radio de curvatura en operaciones de tendido será superior a 20 veces su diámetro.
- Los cruces de calzadas necesarios son perpendiculares al eje de la calzada o vial.

### 6.3.7 Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 337/2014 de 9 de mayo en cuanto a la puesta a tierra en instalaciones eléctricas en Alta Tensión. Se conecta tanto la parte de DC como la parte de AC en modo IT (flotante).

### 6.3.8 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplen con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

### 6.3.9 Medidas de seguridad

La instalación fotovoltaica, independientemente de la tensión a la que esté conectada a la red, está equipada con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central. De esta forma, no afecta a las demás redes que están conectadas.

Se evitará el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla detecta la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes.

La instalación fotovoltaica está dotada de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirá sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos.

En operaciones de puesta en tensión, los riesgos más frecuentes son:

- Contacto eléctrico en baja tensión.
- Arco eléctrico en baja tensión.
- Elementos candentes.

Como medidas de prevención:

- Contactar y coordinar con la Empresa Suministradora para definir las maniobras eléctricas necesarias.
- Abrir con corte visible o efectivo las posibles fuentes de tensión.
- Comprobar en el punto de trabajo la ausencia de tensión.
- Enclavar los aparatos de maniobra.
- Poner a tierra y en cortocircuito.
- Señalizar la zona de trabajo.
- Apantallar en el caso de proximidad de elementos en Tensión.
- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.

#### **6.4 Certificados y documentación**

La instalación va a ser ejecutada por una Empresa instaladora eléctrica autorizada y con las debidas acreditaciones.

Se aporta, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos, la documentación siguiente:

- Autorización Administrativa.
- Proyecto, suscrito por técnico competente.
- Certificado de tensiones de paso y contacto, por parte de empresa homologada.
- Certificado de Dirección de Obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Escrito de conformidad por parte de la Compañía Eléctrica suministradora

#### **6.5 Condiciones facultativas**

##### **6.5.1 Dirección de obras**

La propiedad nombrará en su representación a un Técnico competente, que estará encargado directamente de la dirección, control y vigilancia de las obras de este proyecto.

El Contratista designa un técnico con titulación, al menos de Ingeniero Técnico, que asume la dirección de los trabajos que se ejecuten y que actúa como representante suyo ante la propiedad a todos los efectos que se requieran durante la ejecución de las obras.

El Contratista, por sí o por medio de su representante, acompaña a la Dirección de Obra, en las visitas que ésta haga a las obras, siempre que así le fuese solicitado.

Estas obras quedarán totalmente terminadas por el contratista por el precio de la contrata en disposición de recibir tensión. Se ejecutan con arreglo al presente proyecto, declarando el contratista, por el hecho de firmar el correspondiente contrato, que se halla al corriente del mismo y acepta todas las condiciones impuestas en el siguiente pliego y que conoce la importancia y extensión de las obras.

Quedan comprendidos también en la contrata todos los trabajos auxiliares y aún aquellos que ni figurando en forma expresa y concreta en los documentos del presente proyecto necesarios para la total ejecución de las obras y que se estimen como tales por el Director de la obra.

Durante el transcurso de la obra el contratista puede sugerir cuantas variaciones y modificaciones estime que, sin alterar lo esencial del proyecto, puedan mejorar la obra o reducir sus costes, las que llevará a cabo únicamente en el caso de que sean aprobadas por escrito por el Director de la Obra.

**COMIENZO:** El contratista da comienzo a la obra en el plazo que figure en el contrato establecido con la Propiedad, o en su defecto a los quince días de la adjudicación definitiva o de la firma del contrato.

El Contratista está obligado a notificar por escrito o personalmente en forma directa al Técnico Director la fecha de comienzo de los trabajos.

**PLAZO DE EJECUCIÓN:** La obra se ejecuta en el plazo que se estipule en el contrato suscrito con la Propiedad o en su defecto en el que figure en las condiciones de este pliego.

Cuando el Contratista, de acuerdo, con alguno de los extremos contenidos en el presente Pliego de Condiciones, o bien en el contrato establecido con la Propiedad, solicite una inspección para poder realizar algún trabajo ulterior que esté condicionado por la misma, vendrá obligado a tener preparada para dicha inspección, una cantidad de obra que corresponda a un ritmo normal de trabajo.

Cuando el ritmo de trabajo establecido por el Contratista no sea el normal, o bien a petición de una de las partes, se podrá convenir una programación de inspecciones obligatorias de acuerdo con el plan de obra.

#### 6.5.2 Libro de órdenes

El Contratista dispone en la obra de un Libro de Órdenes en el que se escribirán las que el Técnico Director estime darle a través del encargado o persona responsable, sin perjuicio de las que le dé por oficio cuando lo crea necesario y que tendrá la obligación de firmar el enterado.

### 6.6 Condiciones económicas y legales

#### 6.6.1 Abono de la obra

En el contrato se debe fijar detalladamente la forma y plazos que se abonan las obras.

Las liquidaciones parciales que puedan establecerse tienen carácter de documentos provisionales a buena cuenta, sujetos a las certificaciones que resulten de la liquidación final. No suponiendo, dichas liquidaciones, aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Terminadas las obras se procederá a la liquidación final que se efectuará de acuerdo con los criterios establecidos en el contrato.

#### 6.6.2 Precios

El contratista presenta, al formalizarse el contrato, relación de los precios de las unidades de obra que integran el proyecto, los cuales de ser aceptados tendrán valor contractual y se aplicarán a las posibles variaciones que pueda haber.

Estos precios unitarios, se entiende que comprenden la ejecución total de la unidad de obra, incluyendo todos los trabajos aún los complementarios y los materiales, así como la parte proporcional de imposición fiscal, las cargas laborales y otros gastos repercutibles.

En caso de tener que realizarse unidades de obra no previstas en el proyecto, se fijará su precio entre el Técnico Director y el Contratista antes de iniciar la obra y se presentará a la propiedad para su aceptación o no.

### 6.6.3 Revisión de precios

En el contrato se establece si el contratista tiene derecho a revisión de precios y la fórmula a aplicar para calcularla. En defecto de esta última, se aplicará a juicio del Técnico Director alguno de los criterios oficiales aceptados.

### 6.6.4 Penalizaciones

Por retraso en los plazos de entrega de las obras, se podrán establecer tablas de penalización cuyas cuantías y demoras se fijarán en el contrato.

### 6.6.5 Contrato

El contrato se formaliza mediante documento privado, que podrá elevarse a escritura pública a petición de cualquiera de las partes. Comprende la adquisición de todos los materiales, transporte, mano de obra, medios auxiliares para la ejecución de la obra proyectada en el plazo estipulado, así como la reconstrucción de las unidades defectuosas, la realización de las obras complementarias y las derivadas de las modificaciones que se introduzcan durante la ejecución, éstas últimas en los términos previstos.

La totalidad de los documentos que componen el Proyecto de la obra son incorporados al contrato y tanto el contratista como la Propiedad deberán firmarlos en testimonio de que los conocen y aceptan.

### 6.6.6 Responsabilidades

El Contratista es el responsable de la ejecución de las obras en las condiciones establecidas en el proyecto y en el contrato. Como consecuencia de ello vendrá obligado a la demolición de lo mal ejecutado y a su reconstrucción correctamente sin que sirva de excusa el que el Técnico Director haya examinado y reconocido las obras.

El contratista es el único responsable de todas las contravenciones que él o su personal cometan durante la ejecución de las obras u operaciones relacionadas con las mismas.

También es responsable de los accidentes o daños que, por errores, inexperiencia o empleo de métodos inadecuados se produzcan a la propiedad a los vecinos o terceros en general.

El Contratista es el único responsable del incumplimiento de las disposiciones vigentes en la materia laboral respecto de su personal y por tanto los accidentes que puedan sobrevenir y de los derechos que puedan derivarse de ellos.

### 6.6.7 Recepción de las obras y garantía

RECEPCIÓN PROVISIONAL: Una vez terminadas las obras, tendrá lugar la recepción provisional y para ello se practicará en ellas un detenido reconocimiento por el Técnico Director y la Propiedad en presencia del Contratista, levantando acta y empezando a correr desde ese día el plazo de garantía si se hallan en estado de ser admitida.



De no ser admitida se hará constar en el acta y se darán instrucciones al Contratista para subsanar los defectos observados, fijándose un plazo para ello, expirando el cual se procederá a un nuevo reconocimiento a fin de proceder a la recepción provisional.

**PLAZO DE GARANTÍA:** El plazo de garantía es de un año, contado desde la fecha de la recepción provisional, o bien el que se establezca en el contrato también contado desde la misma fecha. Durante este período queda a cargo del Contratista la conservación de las obras y arreglo de los desperfectos causados por asiento de las mismas o por mala construcción.

**RECEPCIÓN DEFINITIVA:** Se realizará después de transcurrido el plazo de garantía de igual forma que la provisional. A partir de esta fecha cesará la obligación del Contratista de conservar y reparar a su cargo las obras si bien subsistirán las responsabilidades que pudiera tener por defectos ocultos y deficiencias de causa dudosa.

## **6.7 Mantenimiento de la instalación**

Se realizará un mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma.

### **6.7.1 Plan de mantenimiento preventivo**

Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. Este mantenimiento se lleva a cabo con una periodicidad semestral e incluye:

#### **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

- Limpieza de los módulos con agua y detergente no abrasivo. Esta operación se debe realizar a primeras horas de la mañana, cuando el módulo está frío.
- Inspección visual de posibles degradaciones internas y de la estanqueidad del panel.
- Control de las conexiones eléctricas y el cableado.
- Revisión de los prensaestopas de la caja de conexión.

#### **INVERSOR**

- Observación visual general del estado y funcionamiento del inversor.
- Comprobación del conexionado y cableado de los componentes.
- Observación del funcionamiento de los indicadores ópticos.

#### **ESTRUCTURA SOPORTE**

- Observación visual de posibles grietas o deformaciones.
- Limpiar zonas con óxido y cubrir con producto de protección anticorrosión.

#### **ARMARIOS DE CONEXIÓN**

- Observación de la estanqueidad de los armarios y prensaestopas.
- Cableado general del armario.

- Apriete de bornes y detección de cables con temperatura elevada.
- Señalización de cables en buen estado.
- Comprobación de las protecciones.

#### CAMINOS DE CABLES

- Eliminar suciedad en las conducciones que se encuentren en el exterior.
- Comprobación visual del aislamiento de los cables.
- Revisión de la fijación a bandejas, muros, etc.
- Señalado de cables en buen estado.

#### 6.7.2 Plan de mantenimiento correctivo

Incluye todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Se establece un precio anual del contrato de mantenimiento, que incluye las dos visitas anuales de mantenimiento preventivo, así como todas aquellas visitas debidas a un mantenimiento correctivo de la instalación. No se incluye ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

Cada mantenimiento comportará la realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas. Del mismo modo, será necesario registrar las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación, autorización de la empresa).

## **7 PLANOS**

### **7.1 Situación y emplazamiento**

### **7.2 Planta general**

### **7.3 Esquema unifilar**

### **7.4 Detalle puesta a tierra equipos**

### **7.5 Detalle del inversor SUN2000-215KTL-H0**

### **7.6 Detalle de la STS-6000K-H1**

### **7.7 Enlace entre módulos**

## **8 ANEXOS**

### **8.1 Tabla caída de tensión DC**

### **8.2 Tabla intensidad máxima admisible y caída de tensión BT AC**

### **8.3 Tabla intensidad máxima admisible y caída de tensión MT AC**

### **8.4 Informe PVSYST**

### **8.5 Datasheets de equipos principales**

### **8.6 Datasheet de alternativas a equipos principales**

### **8.7 Imágenes de las parcelas**



**PROYECTO**

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED NOVÉS DE 19.764,00 kWp**

Situación: **NOVÉS (TOLEDO), ESPAÑA**

**SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO**

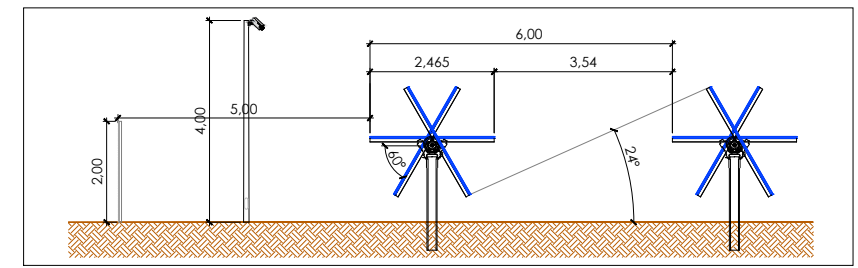
Escala gráfica: 

Escala: **NTS** | Versión: **1.01**

Autor: **ALEJANDRO GUARDIOLA SÁEZ**

Fecha: 12/02/2023 | Nº de plano: 1

**TRABAJO FINAL DE GRADO**

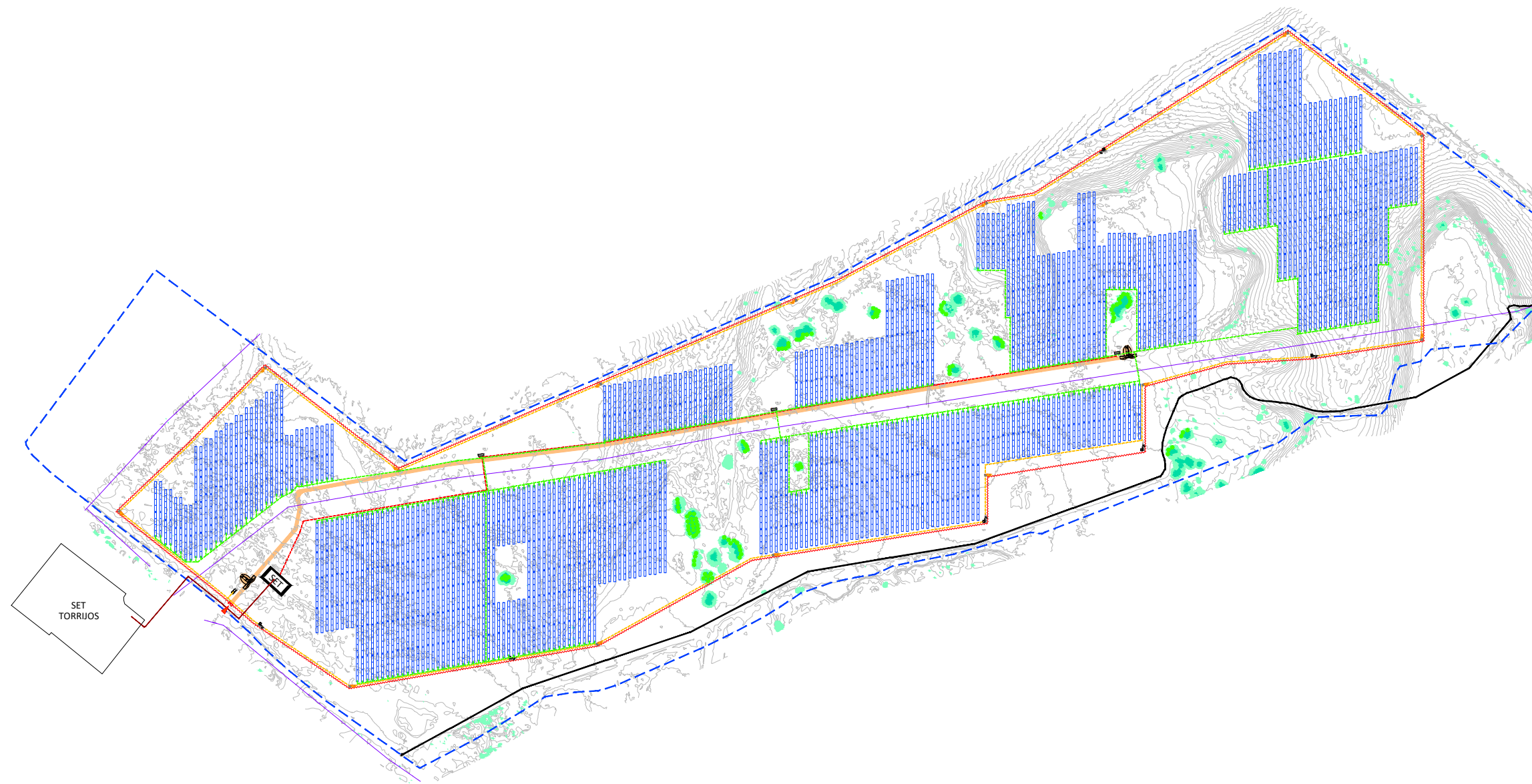


DETALLE DE ESTRUCTURA  
E: 1/150

Series: 1.220 (27mod/serie)  
Módulos: 32.940 (600W)  
Inclinación del módulo:  $\pm 60^\circ$   
Azimut:  $0^\circ$  (Sur)

### LEYENDA

	PANELES SOLARES
	VALLADO GENERAL
	LIMITES
	ZANJA MT-AC
	ZANJA BT-AC+COMMS
	ZANJA CCTV
	ZANJA POC
	STS
	EDIFICIO DE CONTROL
	ACCESO
	CAMARAS TÉRMICA
	CAMARAS ANALÓGICA
	VIAL INTERIOR
	INSTALACIONES PROVISIONALES
	LÍNEA AÉREA ELÉCTRICA



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



### PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA  
DE CONEXIÓN A RED NOVÉS DE  
19.764,00 kWp

Situación:

NOVÉS  
(TOLEDO), ESPAÑA

Plano:

PLANTA GENERAL

Escala gráfica:



Escala:

1:6500

Versión:

1.01

Autor:

ALEJANDRO GUARDIOLA SÁEZ

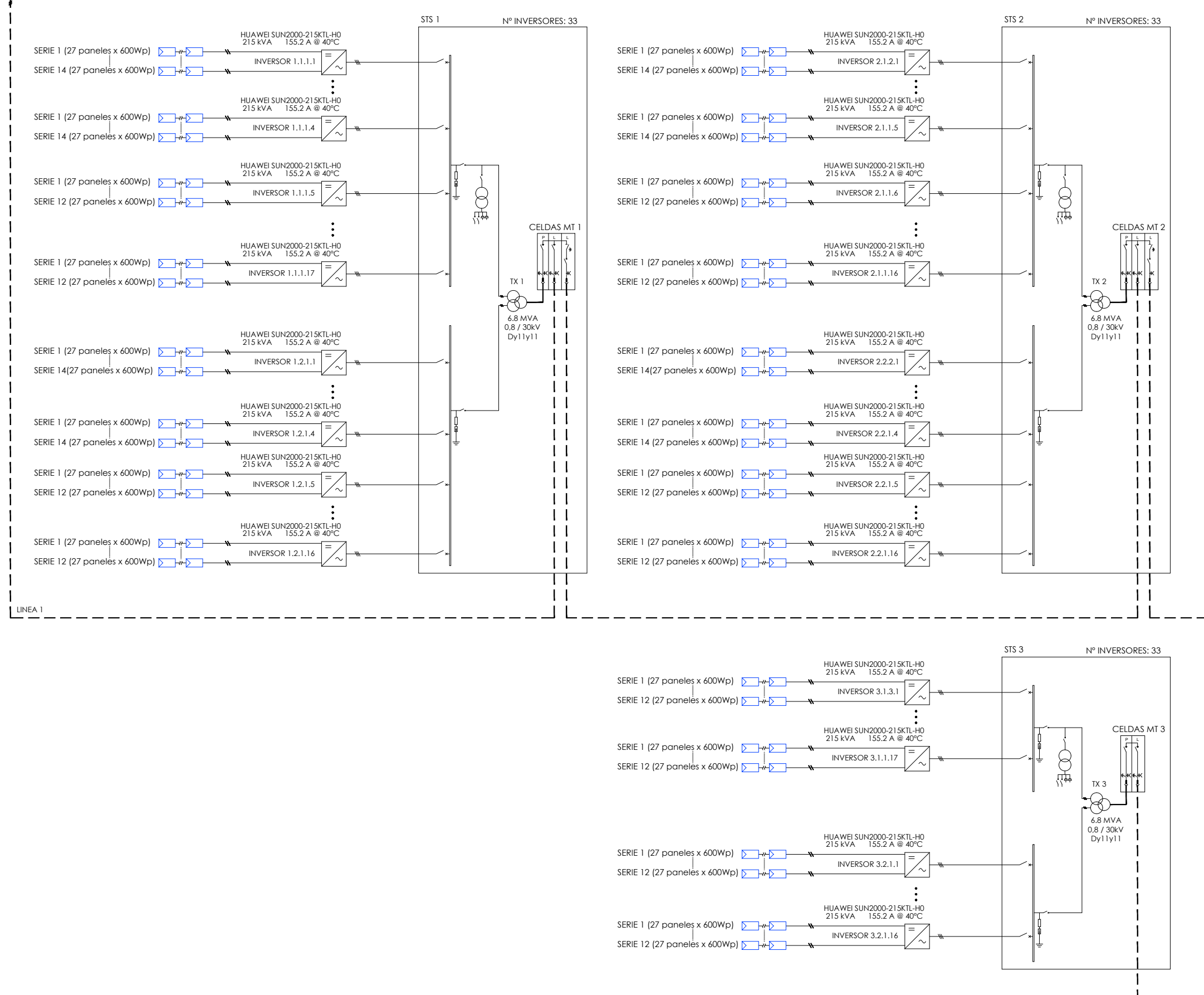
Fecha:

12/02/2023

Nº de plano: 2

TRABAJO FINAL DE GRADO

A SUBESTACIÓN



**PROYECTO**  
**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED NOVÉS DE 19764,00 kWp**

Situación: **NOVÉS (TOLEDO), ESPAÑA**

Plano: **DIAGRAMA UNIFILAR**

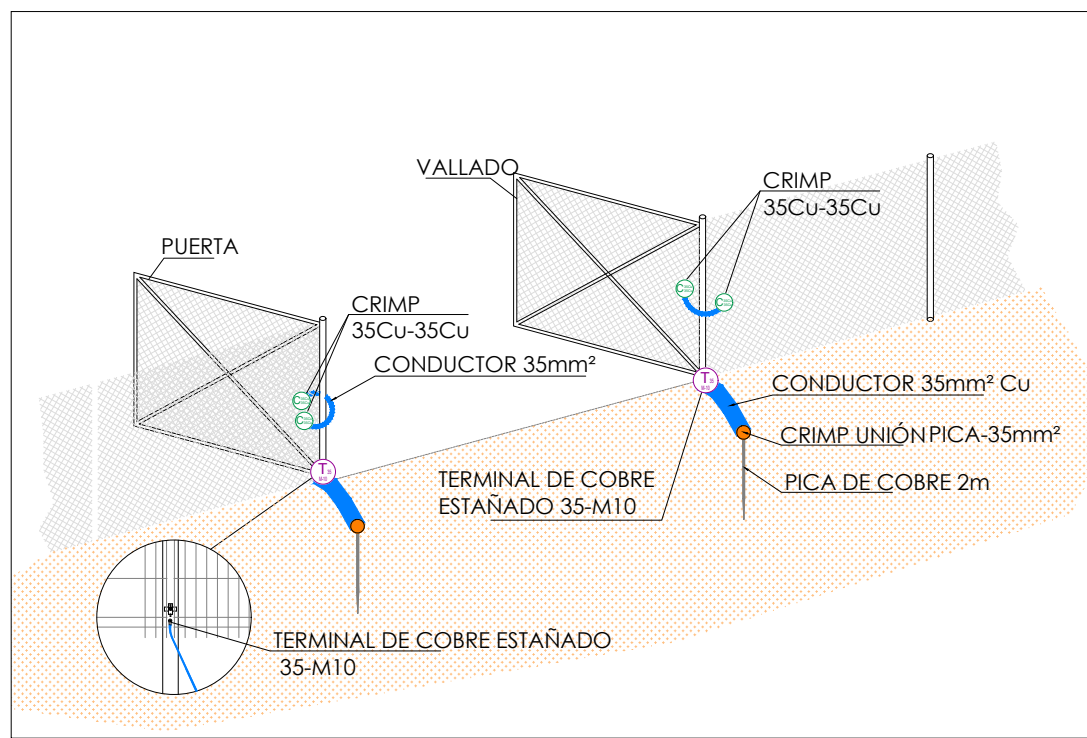
Escala gráfica: 

Escala: **NTS** | Versión: **1.01**

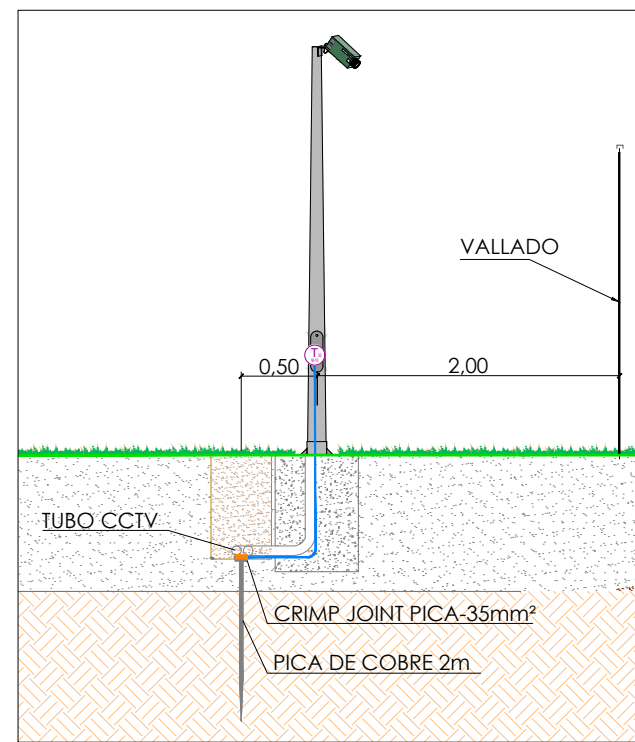
Autor: **ALEJANDRO GUARDIOLA SÁEZ**

Fecha: **12/02/23** | Nº de plano: **3**

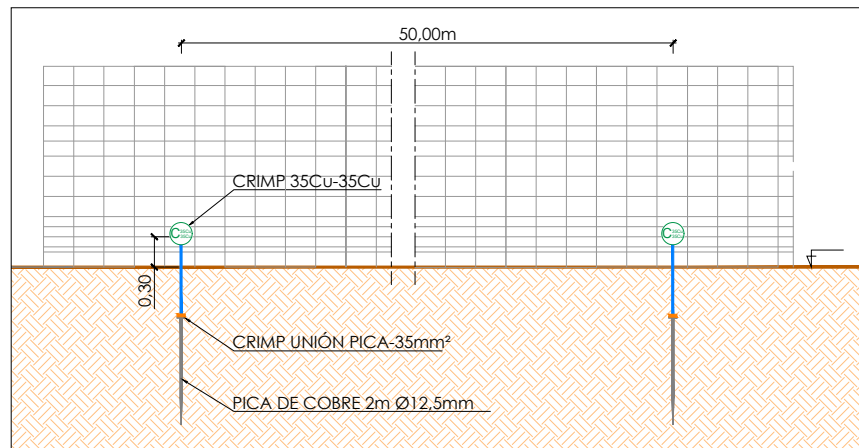
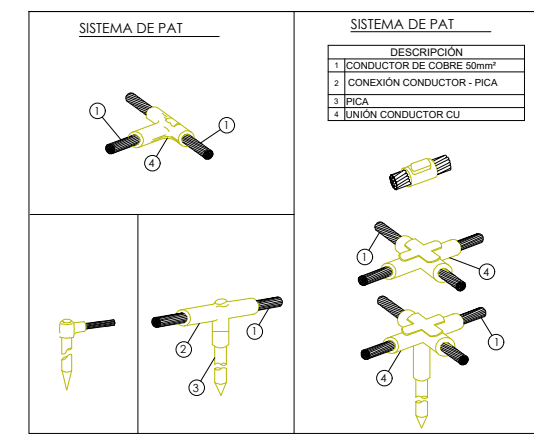
**TRABAJO FINAL DE GRADO**



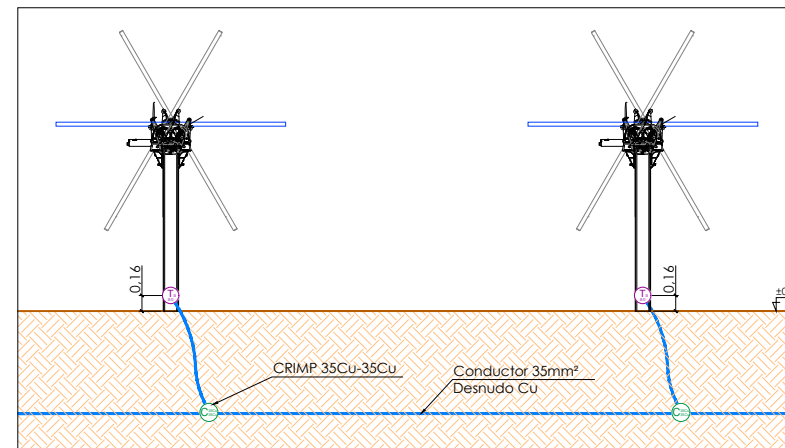
DETALLE PUERTA DE ACCESO  
NTS



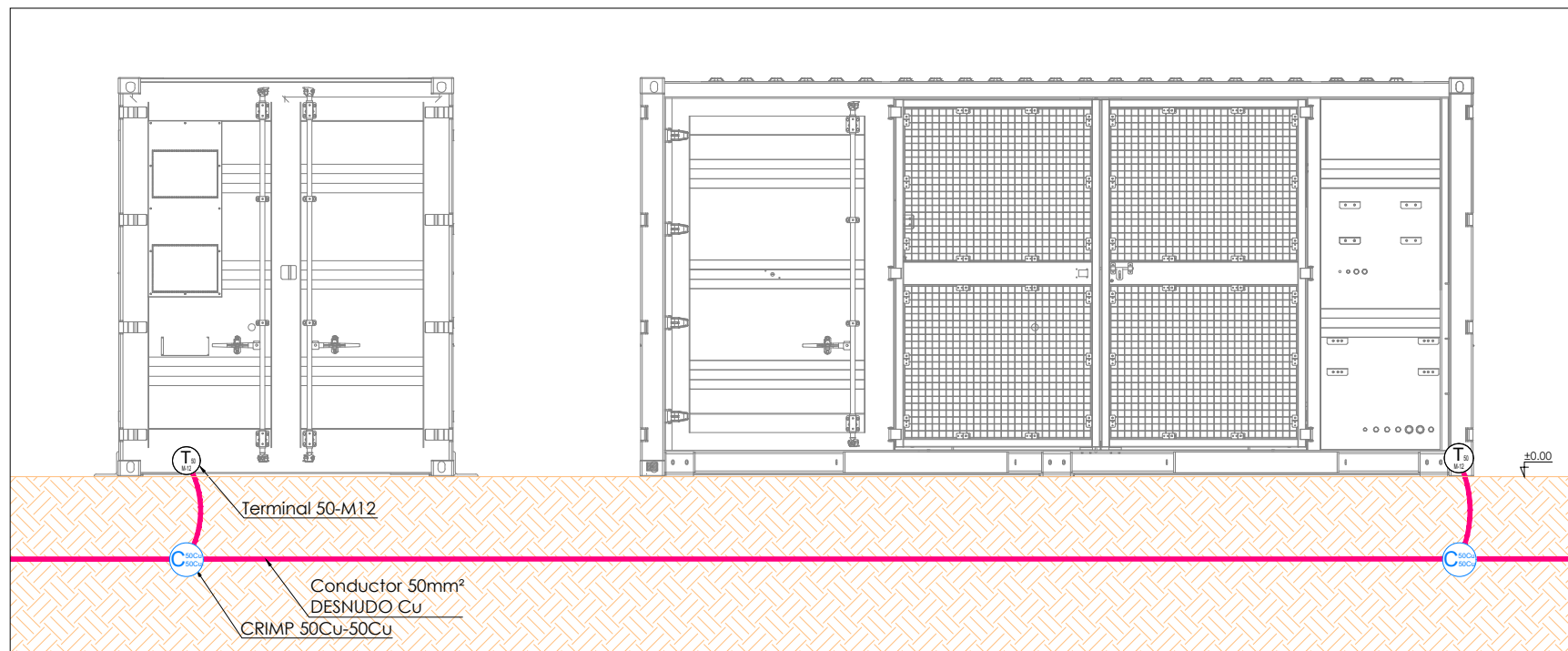
DETALLE CCTV  
E: 1/50



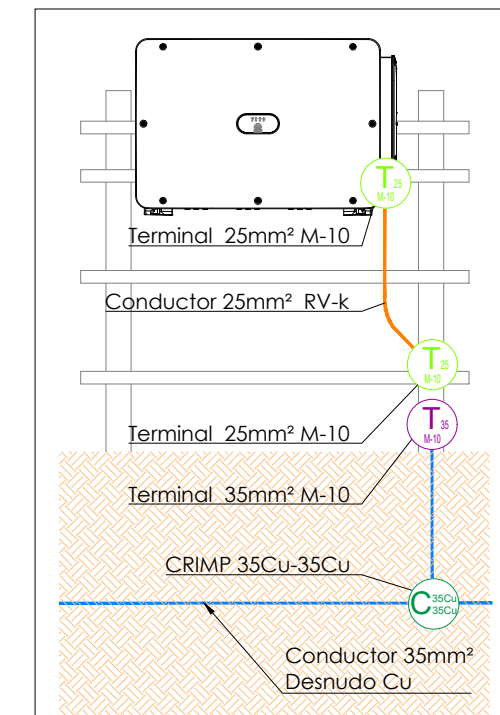
DETALLE VALLADO  
E: 1/75



DETALLE TRACKER  
E: 1/75



DETALLE STS  
E: 1/50



DETALLE INVERSOR  
E: 1/30

PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED NOVÉS DE 19.764,00 kWp

Situación: NOVÉS (TOLEDO), ESPAÑA

Plano: DETALLE PUESTA A TIERRA EQUIPOS

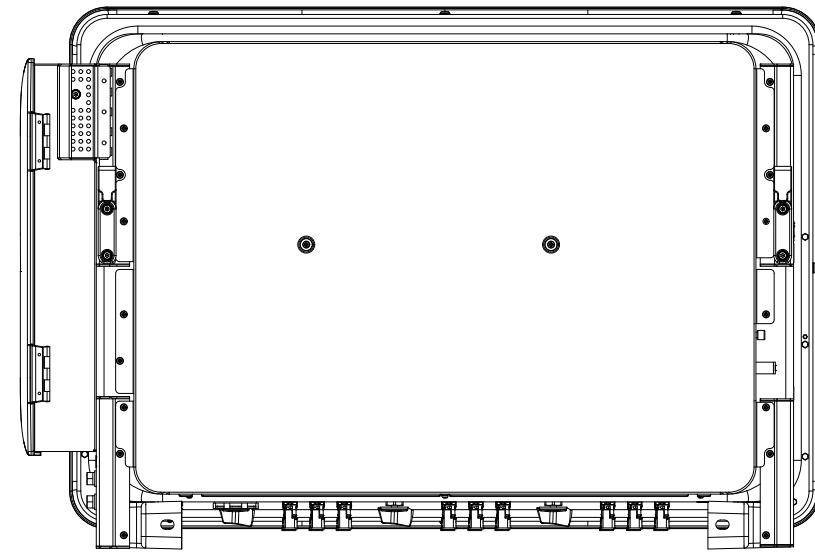
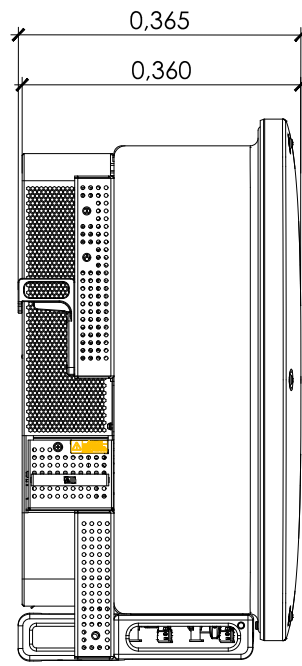
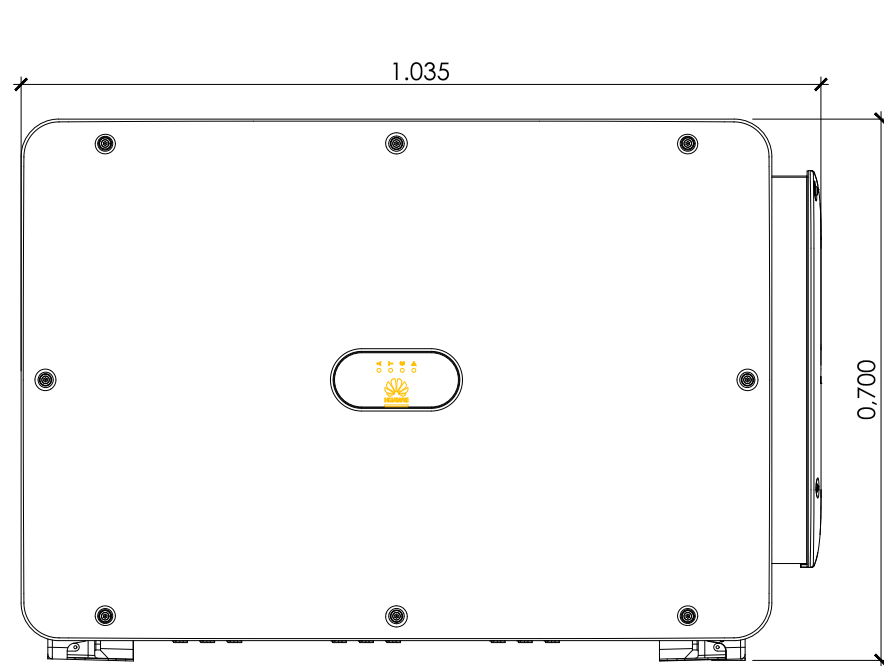
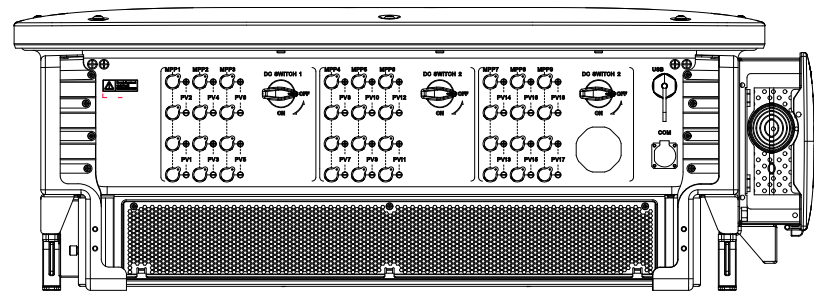
Escala gráfica:

Escala: VARIOS | Versión: 1.01

Autor: ALEJANDRO GUARDIOLA SÁEZ

Fecha: 12/02/2023 | Nº de plano: 4

TRABAJO FINAL DE GRADO



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR  
FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A  
RED NOVÉS DE 19.764,00 kWp

Situación:  
NOVÉS (TOLEDO), ESPAÑA

Plano: DETALLE DEL INVERSOR  
SUN2000-215KTL-H0

Escala gráfica: 0 0,1 0,2 0,3 0,4 0,5

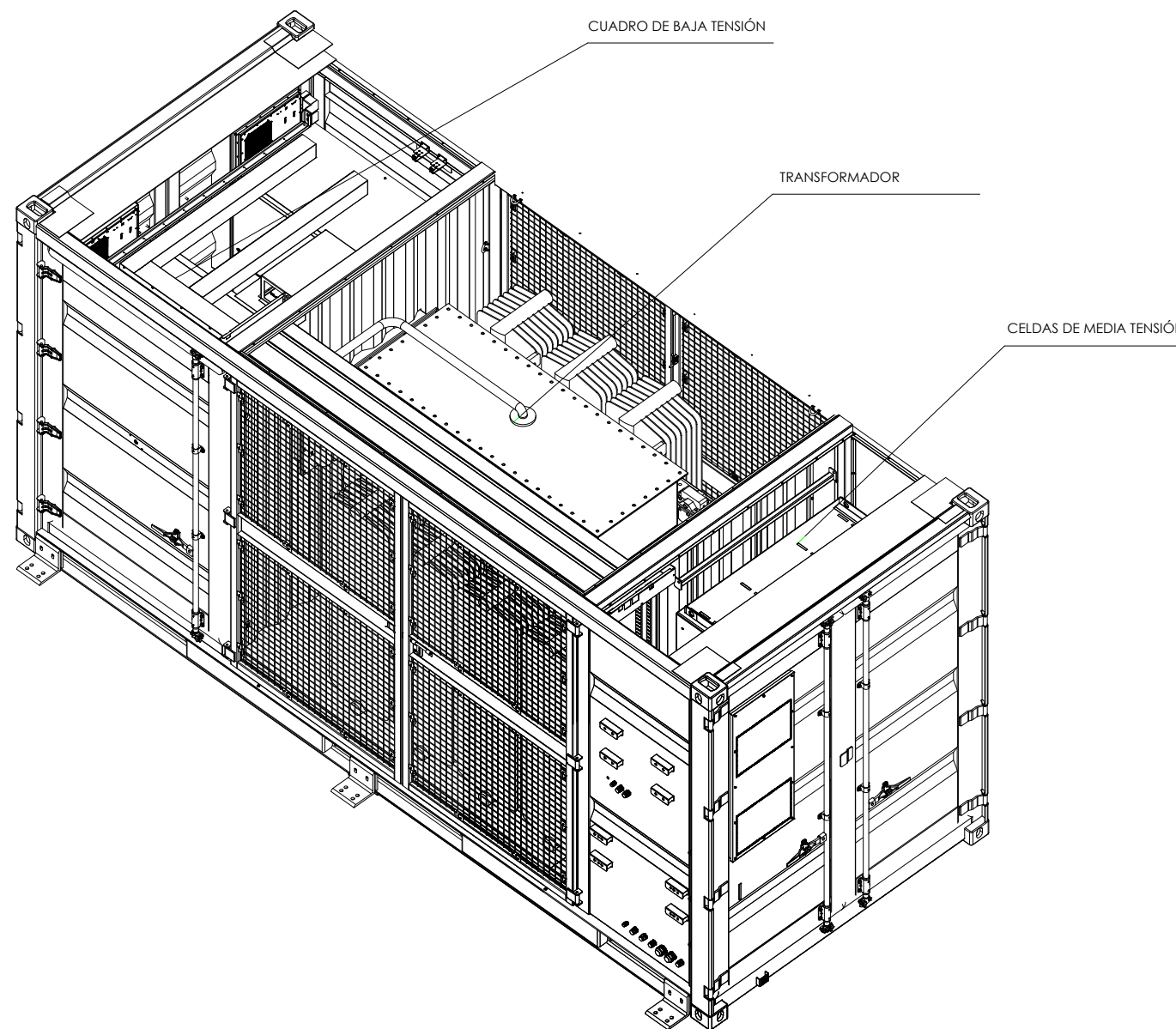
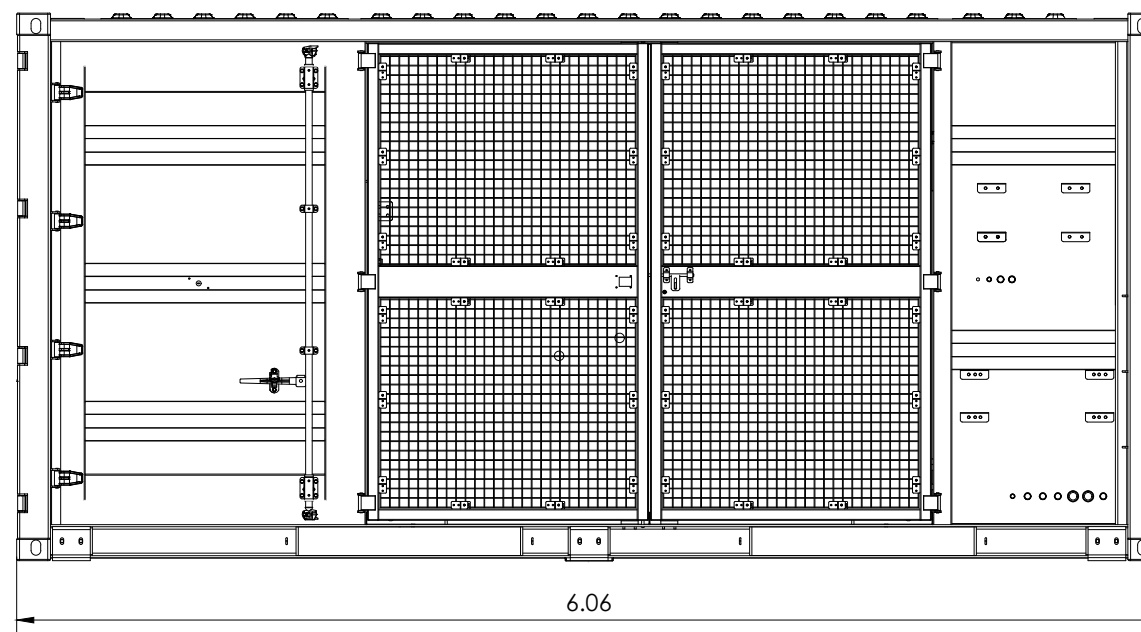
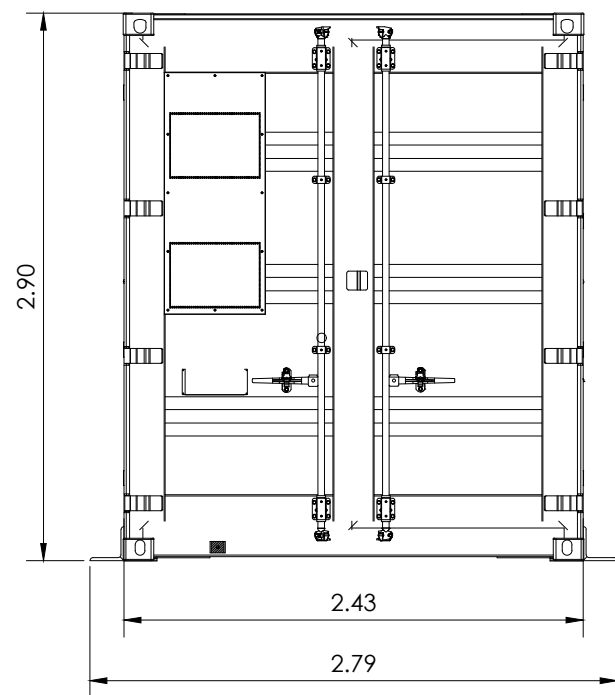
Escala: 1:10 | Versión: 1.01

Autor: ALEJANDRO GUARDIOLA SÁEZ

Fecha: 12/02/2023 | Nº de plano: 5

TRABAJO FINAL DE GRADO





UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR  
FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A  
RED NOVÉS DE 19.764,00 kWp

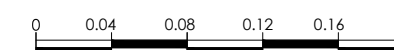
Situación:

NOVÉS (TOLEDO), ESPAÑA

Plano:

DETALLE DE LA  
STS-6000K-H1

Escala gráfica:



Escala:

1:40

Versión:

1.01

Autor:

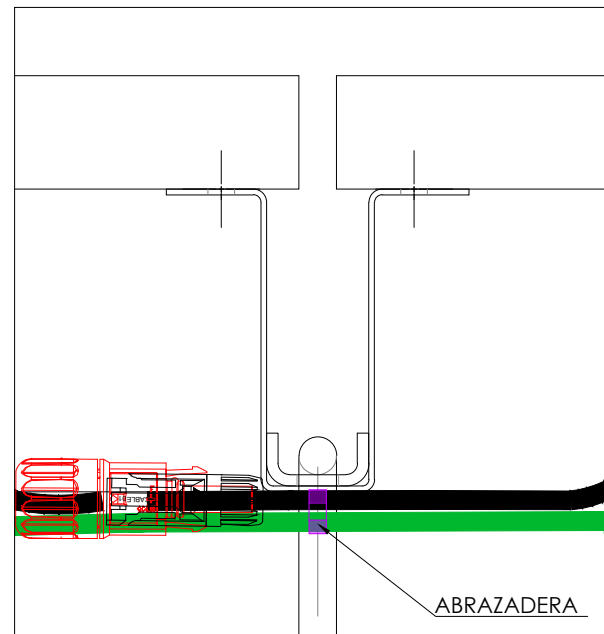
ALEJANDRO GUARDIOLA SÁEZ

Fecha:

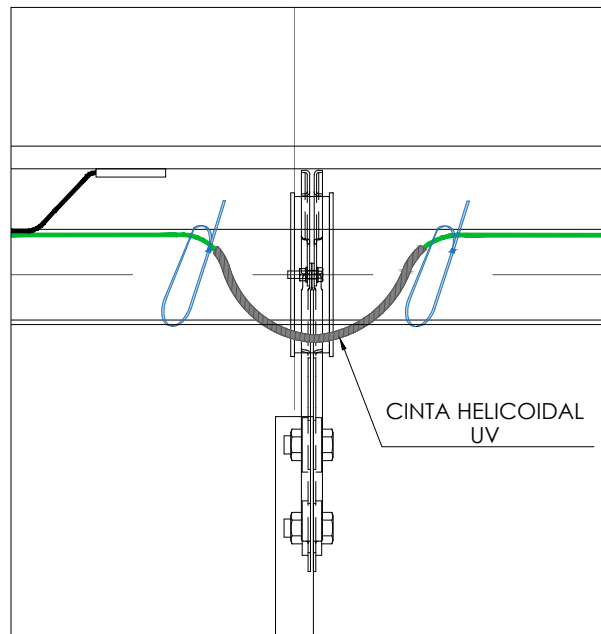
12/02/2023

Nº de plano: 6

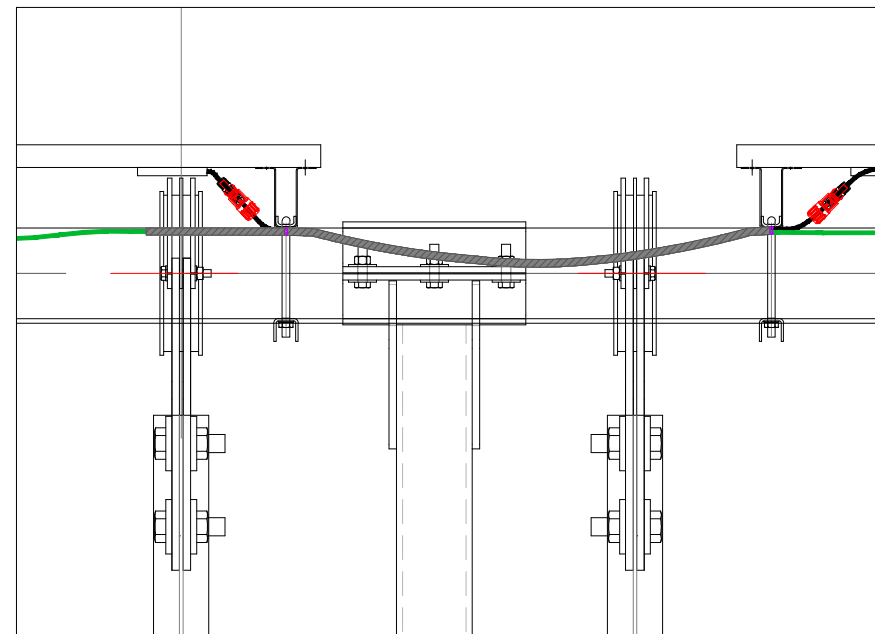
TRABAJO FINAL DE GRADO



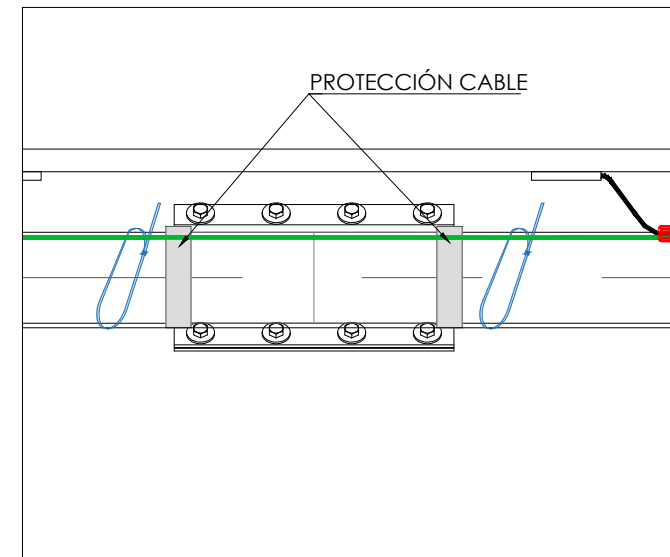
DETALLE 1  
E: 1/2



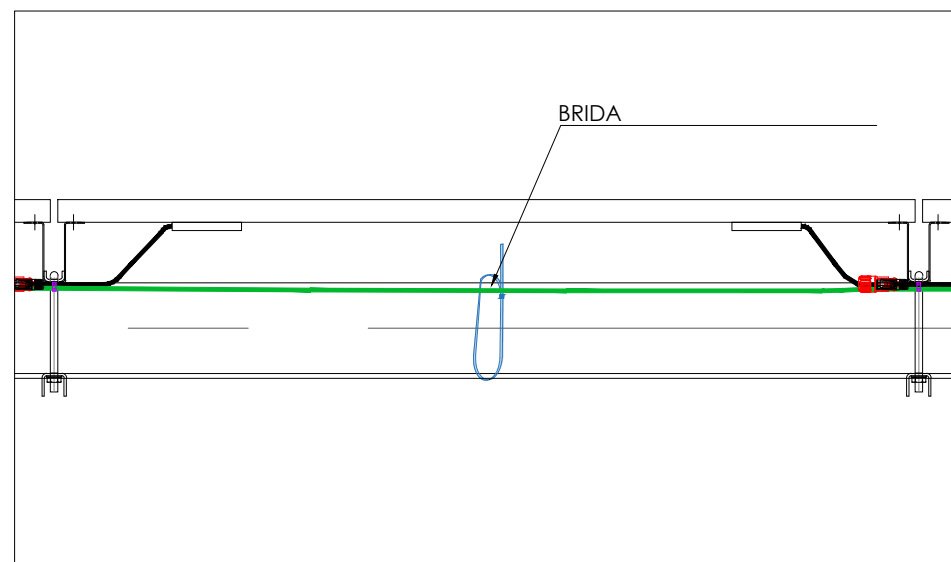
DETALLE 2  
E: 1/10



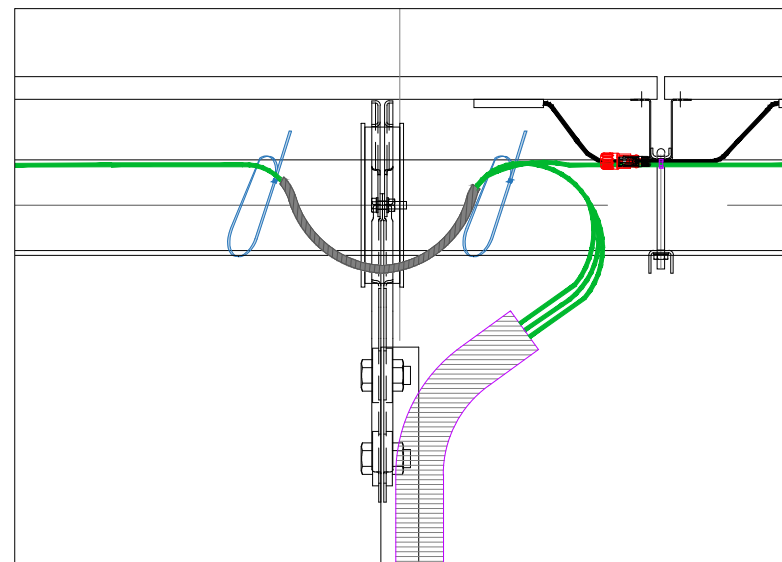
DETALLE 3  
E: 1/10



DETALLE 4  
E: 1/10



DETALLE 5  
E: 1/10



DETALLE 6  
E: 1/10



DETALLE 1



DETALLE 2



DETALLE 3



DETALLE 4



DETALLE 5



DETALLE 6



DETALLE 3

PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED NOVÉS DE 19.764,00 kWp

Situación: NOVÉS (TOLEDO), ESPAÑA

Plano: ENLACE ENTRE MÓDULOS

Escala gráfica:

Escala: VARIOS Versión: 1.01

Autor: ALEJANDRO GUARDIOLA SÁEZ

Fecha: 12/02/2023 Nº de plano: 7

TRABAJO FINAL DE GRADO

From	To	Cable length +, m	Cable length -, m	Caída de tensión (%)	Pérdida de potencia (%) Cosfi=1	Sección cable (mm2)
Inverter INV 1-1	String 1-1-1	65,184	66,338	0,526	0,526	6
	String 1-1-2	31,751	32,905	0,261	0,261	6
	String 1-1-3	58,189	59,343	0,470	0,470	6
	String 1-1-4	24,756	25,910	0,205	0,205	6
	String 1-1-5	53,045	54,199	0,429	0,429	6
	String 1-1-6	19,612	20,766	0,165	0,165	6
	String 1-1-7	46,046	47,200	0,374	0,374	6
	String 1-1-8	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 1-1-9	46,445	47,599	0,377	0,377	6
	String 1-1-10	53,449	54,603	0,433	0,433	6
	String 1-1-11	58,591	59,745	0,473	0,473	6
	String 1-1-12	65,582	66,736	0,529	0,529	6
Inverter INV 1-2	String 1-2-1	18,705	19,859	0,157	0,157	6
	String 1-2-2	20,424	21,578	0,171	0,171	6
	String 1-2-3	13,538	14,692	0,116	0,116	6
	String 1-2-4	13,361	14,515	0,115	0,115	6
	String 1-2-5	0,917	2,071	0,016	0,016	6
	String 1-2-6	1,481	2,635	0,021	0,021	6
	String 1-2-7	13,548	14,702	0,116	0,116	6
	String 1-2-8	12,960	14,114	0,112	0,112	6
	String 1-2-9	18,690	19,844	0,157	0,157	6
	String 1-2-10	19,971	21,125	0,167	0,167	6
	String 1-2-11	25,681	26,835	0,213	0,213	6
	String 1-2-12	25,119	26,273	0,208	0,208	6
Inverter INV 1-3	String 1-3-1	61,953	63,107	0,500	0,500	6
	String 1-3-2	28,544	29,674	0,235	0,235	6
	String 1-3-3	56,200	57,354	0,454	0,454	6
	String 1-3-4	22,767	23,921	0,190	0,190	6
	String 1-3-5	51,055	52,209	0,414	0,414	6
	String 1-3-6	17,622	18,776	0,149	0,149	6
	String 1-3-7	34,419	35,573	0,282	0,282	6
	String 1-3-8	0,986	2,140	0,017	0,017	6
	String 1-3-9	51,461	52,615	0,417	0,417	6
	String 1-3-10	18,028	19,182	0,152	0,152	6
	String 1-3-11	23,187	24,341	0,193	0,193	6
	String 1-3-12	30,218	31,372	0,249	0,249	6
Inverter INV 1-4	String 1-4-1	30,056	31,210	0,247	0,247	6
	String 1-4-2	24,909	26,063	0,206	0,206	6
	String 1-4-3	17,876	19,030	0,151	0,151	6
	String 1-4-4	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-4-5	51,695	52,849	0,419	0,419	6
	String 1-4-6	18,262	19,416	0,154	0,154	6
	String 1-4-7	58,694	59,848	0,474	0,474	6
	String 1-4-8	25,261	26,415	0,209	0,209	6
	String 1-4-9	63,830	64,984	0,515	0,515	6
	String 1-4-10	30,397	31,551	0,250	0,250	6
	String 1-4-11	70,874	72,028	0,571	0,571	6
	String 1-4-12	37,441	38,595	0,306	0,306	6
Inverter INV 1-5	String 1-5-1	63,458	64,612	0,512	0,512	6
	String 1-5-2	30,025	31,179	0,247	0,247	6
	String 1-5-3	58,327	59,481	0,471	0,471	6
	String 1-5-4	24,894	26,048	0,206	0,206	6
	String 1-5-5	51,311	52,465	0,416	0,416	6
	String 1-5-6	17,878	19,032	0,151	0,151	6
	String 1-5-7	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 1-5-8	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-5-9	51,716	52,870	0,419	0,419	6
	String 1-5-10	58,731	59,885	0,474	0,474	6
	String 1-5-11	63,872	65,026	0,515	0,515	6
	String 1-5-12	70,857	72,011	0,571	0,571	6
Inverter INV 1-6	String 1-6-1	17,744	18,898	0,150	0,150	6
	String 1-6-2	12,603	13,757	0,109	0,109	6
	String 1-6-3	17,744	18,898	0,150	0,150	6
	String 1-6-4	24,730	25,884	0,205	0,205	6
	String 1-6-5	19,471	20,625	0,163	0,163	6
	String 1-6-6	51,269	52,423	0,415	0,415	6
	String 1-6-7	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-6-8	32,515	33,669	0,267	0,267	6
	String 1-6-9	19,085	20,239	0,160	0,160	6
	String 1-6-10	50,883	52,037	0,412	0,412	6
	String 1-6-11	24,241	25,395	0,201	0,201	6
	String 1-6-12	56,039	57,193	0,453	0,453	6
Inverter INV 1-7	String 1-7-1	55,987	57,141	0,453	0,453	6
	String 1-7-2	22,554	23,708	0,188	0,188	6
	String 1-7-3	50,646	51,800	0,410	0,410	6
	String 1-7-4	17,213	18,367	0,146	0,146	6
	String 1-7-5	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 1-7-6	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-7-7	51,016	52,170	0,413	0,413	6
	String 1-7-8	17,583	18,737	0,148	0,148	6
	String 1-7-9	56,130	57,284	0,454	0,454	6
	String 1-7-10	22,697	23,851	0,189	0,189	6
	String 1-7-11	63,156	64,310	0,510	0,510	6
	String 1-7-12	29,723	30,877	0,245	0,245	6
Inverter INV 1-8	String 1-8-1	55,490	56,644	0,449	0,449	6
	String 1-8-2	22,057	23,211	0,184	0,184	6
	String 1-8-3	50,323	51,477	0,408	0,408	6
	String 1-8-4	16,890	18,044	0,143	0,143	6
	String 1-8-5	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 1-8-6	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-8-7	50,671	51,825	0,411	0,411	6
	String 1-8-8	17,238	18,392	0,146	0,146	6
	String 1-8-9	55,766	56,920	0,451	0,451	6
	String 1-8-10	22,333	23,487	0,186	0,186	6
	String 1-8-11	61,932	63,086	0,500	0,500	6
	String 1-8-12	28,499	29,653	0,235	0,235	6
Inverter INV 1-9	String 1-9-1	26,527	27,681	0,219	0,219	6
	String 1-9-2	58,325	59,479	0,471	0,471	6
	String 1-9-3	19,495	20,649	0,164	0,164	6
	String 1-9-4	51,293	52,447	0,416	0,416	6
	String 1-9-5	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-9-6	32,515	33,669	0,267	0,267	6
	String 1-9-7	19,096	20,250	0,160	0,160	6
	String 1-9-8	50,894	52,048	0,412	0,412	6
	String 1-9-9	26,118	27,272	0,216	0,216	6
	String 1-9-10	57,916	59,070	0,468	0,468	6
	String 1-9-11	31,283	32,437	0,257	0,257	6
	String 1-9-12	63,081	64,235	0,509	0,509	6
Inverter INV 1-10	String 1-10-1	26,550	27,704	0,219	0,219	6
	String 1-10-2	58,348	59,502	0,471	0,471	6
	String 1-10-3	19,514	20,668	0,164	0,164	6
	String 1-10-4	51,312	52,466	0,416	0,416	6
	String 1-10-5	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-10-6	32,515	33,669	0,267	0,267	6
	String 1-10-7	19,099	20,253	0,160	0,160	6
	String 1-10-8	50,897	52,051	0,412	0,412	6
	String 1-10-9	26,112	27,266	0,216	0,216	6
	String 1-10-10	57,910	59,064	0,468	0,468	6
	String 1-10-11	31,250	32,404	0,257	0,257	6
	String 1-10-12	63,048	64,202	0,509	0,509	6

Inverter INV 1-11	String 1-11-1	26,461	27,615	0,219	0,219	6
	String 1-11-2	58,259	59,413	0,471	0,471	6
	String 1-11-3	19,421	20,575	0,163	0,163	6
	String 1-11-4	51,219	52,373	0,415	0,415	6
	String 1-11-5	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-11-6	32,515	33,669	0,267	0,267	6
	String 1-11-7	19,044	20,198	0,160	0,160	6
	String 1-11-8	50,842	51,996	0,412	0,412	6
	String 1-11-9	26,012	27,166	0,215	0,215	6
	String 1-11-10	57,810	58,964	0,467	0,467	6
	String 1-11-11	85,483	86,637	0,686	0,686	6
	String 1-11-12	92,475	93,629	0,445	0,445	10
Inverter INV 1-12	String 1-12-1	57,909	59,063	0,468	0,468	6
	String 1-12-2	24,476	25,630	0,203	0,203	6
	String 1-12-3	50,919	52,073	0,413	0,413	6
	String 1-12-4	17,486	18,640	0,148	0,148	6
	String 1-12-5	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 1-12-6	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-12-7	51,561	52,715	0,418	0,418	6
	String 1-12-8	18,128	19,282	0,153	0,153	6
	String 1-12-9	58,590	59,744	0,473	0,473	6
	String 1-12-10	25,157	26,311	0,208	0,208	6
	String 1-12-11	63,883	65,037	0,515	0,515	6
	String 1-12-12	30,450	31,604	0,250	0,250	6
Inverter INV 1-13	String 1-13-1	57,706	58,860	0,466	0,466	6
	String 1-13-2	24,273	25,427	0,201	0,201	6
	String 1-13-3	50,674	51,828	0,411	0,411	6
	String 1-13-4	17,241	18,395	0,146	0,146	6
	String 1-13-5	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 1-13-6	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-13-7	51,079	52,233	0,414	0,414	6
	String 1-13-8	17,646	18,800	0,149	0,149	6
	String 1-13-9	58,303	59,457	0,471	0,471	6
	String 1-13-10	24,870	26,024	0,206	0,206	6
	String 1-13-11	63,789	64,943	0,515	0,515	6
	String 1-13-12	30,356	31,510	0,250	0,250	6
Inverter INV 1-14	String 1-14-1	52,907	54,061	0,428	0,428	6
	String 1-14-2	19,474	20,628	0,163	0,163	6
	String 1-14-3	45,926	47,080	0,373	0,373	6
	String 1-14-4	12,493	13,647	0,108	0,108	6
	String 1-14-5	34,273	35,427	0,281	0,281	6
	String 1-14-6	0,840	1,994	0,016	0,016	6
	String 1-14-7	46,440	47,594	0,377	0,377	6
	String 1-14-8	13,007	14,161	0,112	0,112	6
	String 1-14-9	53,499	54,653	0,433	0,433	6
	String 1-14-10	20,066	21,220	0,168	0,168	6
	String 1-14-11	58,669	59,823	0,474	0,474	6
	String 1-14-12	25,236	26,390	0,209	0,209	6
Inverter INV 1-15	String 1-15-1	53,434	54,588	0,432	0,432	6
	String 1-15-2	20,001	21,155	0,168	0,168	6
	String 1-15-3	46,465	47,619	0,377	0,377	6
	String 1-15-4	13,032	14,186	0,112	0,112	6
	String 1-15-5	34,340	35,494	0,281	0,281	6
	String 1-15-6	0,907	2,061	0,016	0,016	6
	String 1-15-7	46,956	48,110	0,381	0,381	6
	String 1-15-8	13,523	14,677	0,116	0,116	6
	String 1-15-9	54,030	55,184	0,437	0,437	6
	String 1-15-10	20,597	21,751	0,172	0,172	6
	String 1-15-11	59,175	60,329	0,478	0,478	6
	String 1-15-12	25,742	26,896	0,213	0,213	6
Inverter INV 1-16	String 1-16-1	57,064	58,218	0,461	0,461	6
	String 1-16-2	23,631	24,785	0,196	0,196	6
	String 1-16-3	50,036	51,190	0,406	0,406	6
	String 1-16-4	16,603	17,757	0,141	0,141	6
	String 1-16-5	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 1-16-6	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-16-7	50,483	51,637	0,409	0,409	6
	String 1-16-8	17,050	18,204	0,144	0,144	6
	String 1-16-9	57,537	58,691	0,465	0,465	6
	String 1-16-10	24,104	25,258	0,200	0,200	6
	String 1-16-11	62,697	63,851	0,506	0,506	6
	String 1-16-12	29,264	30,418	0,241	0,241	6
Inverter INV 1-17	String 1-17-1	57,253	58,407	0,463	0,463	6
	String 1-17-2	23,820	24,974	0,198	0,198	6
	String 1-17-3	50,246	51,400	0,407	0,407	6
	String 1-17-4	16,813	17,967	0,142	0,142	6
	String 1-17-5	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 1-17-6	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 1-17-7	50,700	51,854	0,411	0,411	6
	String 1-17-8	17,267	18,421	0,146	0,146	6
	String 1-17-9	57,725	58,879	0,466	0,466	6
	String 1-17-10	24,292	25,446	0,202	0,202	6
	String 1-17-11	62,892	64,046	0,507	0,507	6
	String 1-17-12	29,459	30,613	0,243	0,243	6
Inverter INV 2-1	String 2-1-1	50,377	51,531	0,408	0,408	6
	String 2-1-2	16,944	18,098	0,143	0,143	6
	String 2-1-3	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 2-1-4	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 2-1-5	50,790	51,944	0,412	0,412	6
	String 2-1-6	17,357	18,511	0,147	0,147	6
	String 2-1-7	117,232	118,386	0,563	0,563	10
	String 2-1-8	83,799	84,953	0,673	0,673	6
	String 2-1-9	122,413	123,567	0,587	0,587	10
	String 2-1-10	88,980	90,134	0,428	0,428	10
	String 2-1-11	55,970	57,124	0,453	0,453	6
	String 2-1-12	22,537	23,691	0,188	0,188	6
Inverter INV 2-2	String 2-2-1	60,841	61,995	0,491	0,491	6
	String 2-2-2	28,481	29,635	0,226	0,226	6
	String 2-2-3	54,755	55,909	0,443	0,443	6
	String 2-2-4	21,322	22,476	0,178	0,178	6
	String 2-2-5	49,759	50,913	0,403	0,403	6
	String 2-2-6	16,326	17,480	0,138	0,138	6
	String 2-2-7	34,150	35,304	0,280	0,280	6
	String 2-2-8	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 2-2-9	50,282	51,436	0,408	0,408	6
	String 2-2-10	16,849	18,003	0,143	0,143	6
	String 2-2-11	55,437	56,591	0,448	0,448	6
	String 2-2-12	22,004	23,158	0,183	0,183	6
Inverter INV 2-3	String 2-3-1	56,331	57,485	0,455	0,455	6
	String 2-3-2	22,898	24,052	0,191	0,191	6
	String 2-3-3	49,320	50,474	0,400	0,400	6
	String 2-3-4	15,887	17,041	0,135	0,135	6
	String 2-3-5	38,578	39,732	0,315	0,315	6
	String 2-3-6	5,145	6,299	0,050	0,050	6
	String 2-3-7	49,332	50,486	0,400	0,400	6
	String 2-3-8	15,899	17,053	0,135	0,135	6
	String 2-3-9	21,367	22,521	0,178	0,178	6
	String 2-3-10	27,367	28,521	0,226	0,226	6
	String 2-3-11	0,717	1,871	0,015	0,015	6
	String 2-3-12	16,307	17,461	0,138	0,138	6
Inverter INV 2-4	String 2-4-1	16,094	17,248	0,137	0,137	6
	String 2-4-2	47,892	49,046	0,389	0,389	6

Inverter INV 2-4	String 2-4-3	23,098	24,252	0,192	0,192	6	
	String 2-4-4	54,896	56,050	0,444	0,444	6	
	String 2-4-5	28,693	29,847	0,236	0,236	6	
	String 2-4-6	60,491	61,645	0,488	0,488	6	
	String 2-4-7	23,549	24,703	0,196	0,196	6	
	String 2-4-8	55,347	56,501	0,448	0,448	6	
	String 2-4-9	16,519	17,673	0,140	0,140	6	
	String 2-4-10	48,317	49,471	0,392	0,392	6	
	String 2-4-11	0,943	2,097	0,017	0,017	6	
	String 2-4-12	32,741	33,895	0,269	0,269	6	
	Inverter INV 2-5	String 2-5-1	54,215	55,369	0,439	0,439	6
		String 2-5-2	20,782	21,936	0,174	0,174	6
String 2-5-3		59,326	60,480	0,479	0,479	6	
String 2-5-4		25,893	27,047	0,214	0,214	6	
String 2-5-5		53,893	55,047	0,436	0,436	6	
String 2-5-6		20,460	21,614	0,171	0,171	6	
String 2-5-7		46,857	48,011	0,380	0,380	6	
String 2-5-8		13,424	14,578	0,115	0,115	6	
String 2-5-9		34,313	35,467	0,281	0,281	6	
String 2-5-10		0,880	2,034	0,016	0,016	6	
String 2-5-11		47,217	48,371	0,383	0,383	6	
String 2-5-12		13,784	14,938	0,118	0,118	6	
Inverter INV 2-6	String 2-6-1	54,161	55,315	0,438	0,438	6	
	String 2-6-2	20,728	21,882	0,173	0,173	6	
	String 2-6-3	59,275	60,429	0,479	0,479	6	
	String 2-6-4	25,842	26,996	0,214	0,214	6	
	String 2-6-5	87,167	88,321	0,700	0,700	6	
	String 2-6-6	92,281	93,435	0,444	0,444	10	
	String 2-6-7	67,156	68,310	0,541	0,541	6	
	String 2-6-8	34,150	35,304	0,280	0,280	6	
	String 2-6-9	0,717	1,871	0,015	0,015	6	
	String 2-6-10	80,170	81,324	0,644	0,644	6	
	String 2-6-11	47,164	48,318	0,383	0,383	6	
	String 2-6-12	13,731	14,885	0,118	0,118	6	
Inverter INV 2-7	String 2-7-1	21,464	22,618	0,179	0,179	6	
	String 2-7-2	53,262	54,416	0,431	0,431	6	
	String 2-7-3	27,468	28,622	0,227	0,227	6	
	String 2-7-4	59,266	60,420	0,479	0,479	6	
	String 2-7-5	21,848	23,002	0,182	0,182	6	
	String 2-7-6	53,646	54,800	0,434	0,434	6	
	String 2-7-7	15,848	17,002	0,135	0,135	6	
	String 2-7-8	47,646	48,800	0,387	0,387	6	
	String 2-7-9	0,967	2,121	0,017	0,017	6	
	String 2-7-10	32,765	33,919	0,269	0,269	6	
	String 2-7-11	15,448	16,602	0,132	0,132	6	
	String 2-7-12	47,246	48,400	0,383	0,383	6	
Inverter INV 2-8	String 2-8-1	15,104	16,258	0,129	0,129	6	
	String 2-8-2	46,902	48,056	0,381	0,381	6	
	String 2-8-3	22,131	23,285	0,184	0,184	6	
	String 2-8-4	53,929	55,083	0,436	0,436	6	
	String 2-8-5	27,631	28,785	0,228	0,228	6	
	String 2-8-6	59,429	60,583	0,480	0,480	6	
	String 2-8-7	22,519	23,673	0,188	0,188	6	
	String 2-8-8	54,317	55,471	0,439	0,439	6	
	String 2-8-9	15,492	16,646	0,132	0,132	6	
	String 2-8-10	47,290	48,444	0,384	0,384	6	
	String 2-8-11	0,939	2,093	0,017	0,017	6	
	String 2-8-12	32,737	33,891	0,269	0,269	6	
Inverter INV 2-9	String 2-9-1	20,399	21,553	0,171	0,171	6	
	String 2-9-2	52,197	53,351	0,423	0,423	6	
	String 2-9-3	27,498	28,652	0,227	0,227	6	
	String 2-9-4	59,296	60,450	0,479	0,479	6	
	String 2-9-5	20,732	21,886	0,173	0,173	6	
	String 2-9-6	52,530	53,684	0,425	0,425	6	
	String 2-9-7	15,612	16,766	0,133	0,133	6	
	String 2-9-8	47,410	48,564	0,385	0,385	6	
	String 2-9-9	0,872	2,026	0,016	0,016	6	
	String 2-9-10	32,670	33,824	0,268	0,268	6	
	String 2-9-11	15,230	16,384	0,130	0,130	6	
	String 2-9-12	47,028	48,182	0,382	0,382	6	
Inverter INV 2-10	String 2-10-1	57,088	58,242	0,461	0,461	6	
	String 2-10-2	23,655	24,809	0,197	0,197	6	
	String 2-10-3	62,261	63,415	0,502	0,502	6	
	String 2-10-4	28,828	29,982	0,238	0,238	6	
	String 2-10-5	56,487	57,641	0,457	0,457	6	
	String 2-10-6	23,054	24,208	0,192	0,192	6	
	String 2-10-7	49,434	50,588	0,401	0,401	6	
	String 2-10-8	16,001	17,155	0,136	0,136	6	
	String 2-10-9	34,324	35,478	0,281	0,281	6	
	String 2-10-10	0,891	2,045	0,016	0,016	6	
	String 2-10-11	50,048	51,202	0,406	0,406	6	
	String 2-10-12	16,615	17,769	0,141	0,141	6	
Inverter INV 2-11	String 2-11-1	57,666	58,820	0,466	0,466	6	
	String 2-11-2	24,233	25,387	0,201	0,201	6	
	String 2-11-3	62,940	64,094	0,508	0,508	6	
	String 2-11-4	29,507	30,661	0,243	0,243	6	
	String 2-11-5	57,091	58,245	0,461	0,461	6	
	String 2-11-6	23,658	24,812	0,197	0,197	6	
	String 2-11-7	50,172	51,326	0,407	0,407	6	
	String 2-11-8	16,739	17,893	0,142	0,142	6	
	String 2-11-9	34,384	35,538	0,282	0,282	6	
	String 2-11-10	0,951	2,105	0,017	0,017	6	
	String 2-11-11	50,572	51,726	0,410	0,410	6	
	String 2-11-12	17,139	18,293	0,145	0,145	6	
Inverter INV 2-12	String 2-12-1	61,890	60,736	0,490	0,490	6	
	String 2-12-2	95,323	94,169	0,453	0,453	10	
	String 2-12-3	56,763	55,609	0,450	0,450	6	
	String 2-12-4	90,196	89,042	0,429	0,429	10	
	String 2-12-5	49,747	48,593	0,394	0,394	6	
	String 2-12-6	83,180	82,026	0,659	0,659	6	
	String 2-12-7	31,361	30,207	0,248	0,248	6	
	String 2-12-8	64,794	63,640	0,513	0,513	6	
	String 2-12-9	49,346	48,192	0,391	0,391	6	
	String 2-12-10	82,779	81,625	0,656	0,656	6	
	String 2-12-11	56,367	55,213	0,447	0,447	6	
	String 2-12-12	89,800	88,646	0,427	0,427	10	
Inverter INV 2-13	String 2-13-1	61,917	60,763	0,491	0,491	6	
	String 2-13-2	95,350	94,196	0,453	0,453	10	
	String 2-13-3	56,787	55,633	0,450	0,450	6	
	String 2-13-4	90,220	89,066	0,429	0,429	10	
	String 2-13-5	49,776	48,622	0,394	0,394	6	
	String 2-13-6	83,209	82,055	0,659	0,659	6	
	String 2-13-7	31,361	30,207	0,248	0,248	6	
	String 2-13-8	64,794	63,640	0,513	0,513	6	
	String 2-13-9	49,370	48,216	0,391	0,391	6	
	String 2-13-10	82,803	81,649	0,656	0,656	6	
	String 2-13-11	56,394	55,240	0,447	0,447	6	
	String 2-13-12	89,827	88,673	0,427	0,427	10	
Inverter INV 2-14	String 2-14-1	61,915	60,761	0,491	0,491	6	
	String 2-14-2	95,348	94,194	0,453	0,453	10	
	String 2-14-3	56,782	55,628	0,450	0,450	6	
	String 2-14-4	90,215	89,061	0,429	0,429	10	

Inverter INV 2-14	String 2-14-5	49,749	48,595	0,394	0,394	6
	String 2-14-6	83,182	82,028	0,659	0,659	6
	String 2-14-7	31,361	30,207	0,248	0,248	6
	String 2-14-8	64,794	63,640	0,513	0,513	6
	String 2-14-9	49,343	48,189	0,391	0,391	6
	String 2-14-10	82,776	81,622	0,656	0,656	6
	String 2-14-11	56,363	55,209	0,447	0,447	6
	String 2-14-12	89,796	88,642	0,427	0,427	10
Inverter INV 2-15	String 2-15-1	61,904	60,750	0,490	0,490	6
	String 2-15-2	95,337	94,183	0,453	0,453	10
	String 2-15-3	56,776	55,622	0,450	0,450	6
	String 2-15-4	90,209	89,055	0,429	0,429	10
	String 2-15-5	49,760	48,606	0,394	0,394	6
	String 2-15-6	83,193	82,039	0,659	0,659	6
	String 2-15-7	31,361	30,207	0,248	0,248	6
	String 2-15-8	64,794	63,640	0,513	0,513	6
	String 2-15-9	49,359	48,205	0,391	0,391	6
	String 2-15-10	82,792	81,638	0,656	0,656	6
	String 2-15-11	56,379	55,225	0,447	0,447	6
	String 2-15-12	89,812	88,658	0,427	0,427	10
Inverter INV 2-16	String 2-16-1	54,910	53,756	0,435	0,435	6
	String 2-16-2	88,343	87,189	0,700	0,700	6
	String 2-16-3	49,782	48,628	0,394	0,394	6
	String 2-16-4	83,215	82,061	0,659	0,659	6
	String 2-16-5	31,361	30,207	0,248	0,248	6
	String 2-16-6	64,794	63,640	0,513	0,513	6
	String 2-16-7	49,394	48,240	0,391	0,391	6
	String 2-16-8	82,827	81,673	0,656	0,656	6
	String 2-16-9	54,523	53,369	0,432	0,432	6
	String 2-16-10	87,956	86,802	0,697	0,697	6
	String 2-16-11	60,799	59,645	0,482	0,482	6
	String 2-16-12	94,232	93,078	0,448	0,448	10

From	To	Cable length, m	Tensión (V)	Potencia AC (W)	Intensidad nominal (A)	Intensidad máxima (A)	Tipo de instalación	Material conductor	R (Ω/m)	Circuitos agrupados	Distancia entre circuitos (m)	Ka	Kt	Kr	Iz (A)	Iz' (A)	Caída de tensión (%)	Sección cable (mm2)
Transformer 1	Inverter INV 1-1	465,706	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	2,690	300
	Inverter INV 1-2	471,799	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	2,725	300
	Inverter INV 1-3	386,123	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	2,230	300
	Inverter INV 1-4	423,485	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	2,446	300
	Inverter INV 1-5	472,145	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	2,727	300
	Inverter INV 1-6	484,163	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	2,796	300
	Inverter INV 1-7	270,866	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,564	300
	Inverter INV 1-8	307,398	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,775	300
	Inverter INV 1-9	418,219	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	2,415	300
	Inverter INV 1-10	454,730	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	2,626	300
	Inverter INV 1-11	515,433	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	2,977	300
	Inverter INV 1-12	492,223	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	2,843	300
	Inverter INV 1-13	290,913	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	1,680	300
	Inverter INV 1-14	309,544	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	1,788	300
	Inverter INV 1-15	346,774	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	2,003	300
	Inverter INV 1-16	247,383	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	1,429	300
	Inverter INV 1-17	284,061	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,641	300
Transformer 2	Inverter INV 2-1	313,753	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,812	300
	Inverter INV 2-2	256,349	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,480	300
	Inverter INV 2-3	175,765	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,015	300
	Inverter INV 2-4	194,796	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,125	300
	Inverter INV 2-5	66,480	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	0,384	300
	Inverter INV 2-6	42,210	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	0,244	300
	Inverter INV 2-7	186,139	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,075	300
	Inverter INV 2-8	235,595	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,361	300
	Inverter INV 2-9	265,111	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	1,531	300
	Inverter INV 2-10	45,193	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	0,261	300
	Inverter INV 2-11	81,913	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	12,000	0,125	0,510	0,960	1,280	326	204,300	0,473	300
	Inverter INV 2-12	222,016	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	1,282	300
	Inverter INV 2-13	185,569	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	1,072	300
	Inverter INV 2-14	149,099	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	0,861	300
	Inverter INV 2-15	112,647	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	0,651	300
	Inverter INV 2-16	81,309	800	215000,000	144,400	194	Directamente enterrado	Aluminio	0,0001375	16,000	0,250	0,560	0,960	1,280	326	224,330	0,470	300

Tramo	Voltaje (V)	Nominal Section (mm <sup>2</sup> )	Lenght. (km)	Power (kVA)	I <sub>2</sub> (A)	Kt	Kr	Kp	Ka	I <sub>z</sub> (A)	I <sub>z'</sub> (A)	CDT (V)	CDT (%)	CDT Acum. (%)	PF Cos phi	Sen Phi	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	Perdida de potencia%
STS 3 - TX-SW 3	30000	95	0,005	6600	137	1	1	1,02	1,00	205	209,1	0,403	0,001	0,00	0,930	0,368	0,320	0,118	0,001
STS 3 - STS 2	30000	300	0,420	6600	137	1	1	1,03	0,68	390	273,2	12,860	0,043	0,04	0,930	0,368	0,100	0,099	0,036
STS 2 - TX-SW 2	30000	95	0,005	6600	137	1	1	1,02	1,00	205	209,1	0,403	0,001	0,05	0,930	0,368	0,320	0,118	0,001
STS 2 - STS 1	30000	300	0,370	13200	273	1	1	1,03	0,73	390	293,2	22,658	0,076	0,12	0,930	0,368	0,100	0,099	0,063
STS 1 - TX-SW 1	30000	300	0,005	13200	273	1	1	1,03	1,00	390	401,7	0,306	0,001	0,12	0,930	0,368	0,100	0,099	0,001
STS 1 - SET	30000	400	0,350	19800	410	1	1	1,03	1,00	445	458,4	26,747	0,089	0,21	0,930	0,368	0,078	0,096	0,069





Version 7.3.1

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: Calera

Variant: VC5-CLR-MT-5-J119.764-78M600BI-T1V55°6-S19.800-HUA215\_PAC

Tracking system with backtracking

System power: 19.76 MWp

Torrijos - Spain

Author

GRUPOTEC RENEWABLES LTD (United Kingdom)



PVsyst V7.3.1

VC5, Simulation date:  
07/02/23 19:05  
with V7.3.1

## Project: Calera

Variant:

VC5-CLR-MT-5-JI19.764-78M600BI-T1V55%6-S19.800-HUA215\_PAC

GRUPOTEC RENEWABLES LTD (United Kingdom)

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Tomijos Spain	<b>Situation</b> Latitude 40.00 °N Longitude -4.26 °W Altitude 555 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Tomijos Meteonorm 8.0 (1996-2015), Sat=36% - Synthetic		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tracking system with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b> <b>Orientation</b> Tracking plane, tilted axis Avg axis tilt -0.9 ° Avg axis azim. 0 °	<b>Tracking algorithm</b> Astronomic calculation Backtracking activated	<b>Near Shadings</b> According to strings Electrical effect 70 %
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 32940 units Pnom total 19.76 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 99 units Pnom total 19.80 MWac Grid power limit 17.00 MWac Grid lim. Pnom ratio 1.163	
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)		

### Results summary

Produced Energy	40615846 kWh/year	Specific production	2055 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	87.75 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



**PVsyst V7.3.1**  
 VCS, Simulation date:  
 07/02/23 19:05  
 with V7.3.1

**Project: Calera**

Variant:  
 VC5-CLR-MT-5-JI19.764-78M600BI-T1V55%6-S19.800-HUA215\_PAC

GRUPOTEC RENEWABLES LTD (United Kingdom)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>										
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>										
Orientation		Astronomic calculation										
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated										
Avg axis tilt	-0.9 °											
Avg axis azim.	0 °											
<b>Models used</b>		<b>Backtracking array</b>										
Transposition	Perez	Nb. of trackers	610 units									
Diffuse	Perez, Meteonorm	<b>Sizes</b>										
Circumsolar	separate	Tracker Spacing	6.00 m									
		Collector width	2.47 m									
		Ground Cov. Ratio (GCR)	41.1 %									
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °									
		<b>Backtracking strategy</b>										
		Phi limits for BT	-/+ 79.9 °									
		Backtracking pitch	6.00 m									
		Backtracking width	2.47 m									
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>										
Free Horizon		According to strings										
		Electrical effect	70 %									
<b>Bifacial system</b>		<b>User's needs</b>										
Model	2D Calculation unlimited trackers	Unlimited load (grid)										
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>										
Tracker Spacing	6.00 m	Ground albedo average	0.19									
Tracker width	2.47 m	Bifaciality factor	80 %									
GCR	41.1 %	Rear shading factor	7.6 %									
Axis height above ground	1.50 m	Rear mismatch loss	0.0 %									
		Shed transparent fraction	0.0 %									
<b>Monthly ground albedo values</b>												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
<b>Grid power limitation</b>												
Active Power	17.00 MWac											
Pnom ratio	1.163											

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM500N-78HL4-BDV	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	32940 units	Number of Inverters	99 units
Nominal (STC)	19.76 MWp	Total power	19800 kWac
Modules	1220 Strings x 27 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (↔30°C)	215 kWac
Pmpp	18.29 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.00
U mpp	1130 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	16181 A		



PVsyst V7.3.1

VCS, Simulation date:  
07/02/23 19:05  
with v7.3.1

Project: Calera

Variant:

VC5-CLR-MT-5-JI19.764-78M600BI-T1V55%6-S19.800-HUA215\_PAC

GRUPOTEC RENEWABLES LTD (United Kingdom)

**PV Array Characteristics**

<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	19764 kWp	Total power	19800 kWac
Total	32940 modules	Number of Inverters	99 units
Module area	92076 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.00
Cell area	84639 m <sup>2</sup>		

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.38 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	0.5 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	1.3 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP
<b>Strings Mismatch loss</b>		<b>IAM loss factor</b>			
Loss Fraction	0.1 %	ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosθ - 1)			
		bo Param.	0.05		

**System losses**

<b>Auxiliaries loss</b>	
Proportional to Power	4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

**AC wiring losses**

<b>Inv. output line up to MV transfo</b>	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	2.00 % at STC
<b>Inverter: SUN2000-215KTL-H0</b>	
Wire section (99 Inv.)	Copper 99 x 3 x 150 mm <sup>2</sup>
Average wires length	521 m
<b>MV line up to Injection</b>	
MV Voltage	30 kV
Average each Inverter	
Wires	Copper 3 x 150 mm <sup>2</sup>
Length	4450 m
Loss Fraction	0.40 % at STC

**AC losses in transformers**

<b>MV transfo</b>		<b>Operating losses at STC (full system)</b>	
Medium voltage	30 kV	Nb. Identical MV transfos	3
<b>One transfo parameters</b>		Nominal power at STC	19.41 MVA
Nominal power at STC	6.47 MVA	Iron loss (night disconnect)	58.24 KVA
Iron Loss (night disconnect)	19.41 KVA	Copper loss	291.21 KVA
Iron loss fraction	0.30 % at STC		
Copper loss	97.07 KVA		
Copper loss fraction	1.50 % at STC		
Coils equivalent resistance	3 x 1.48 mΩ		



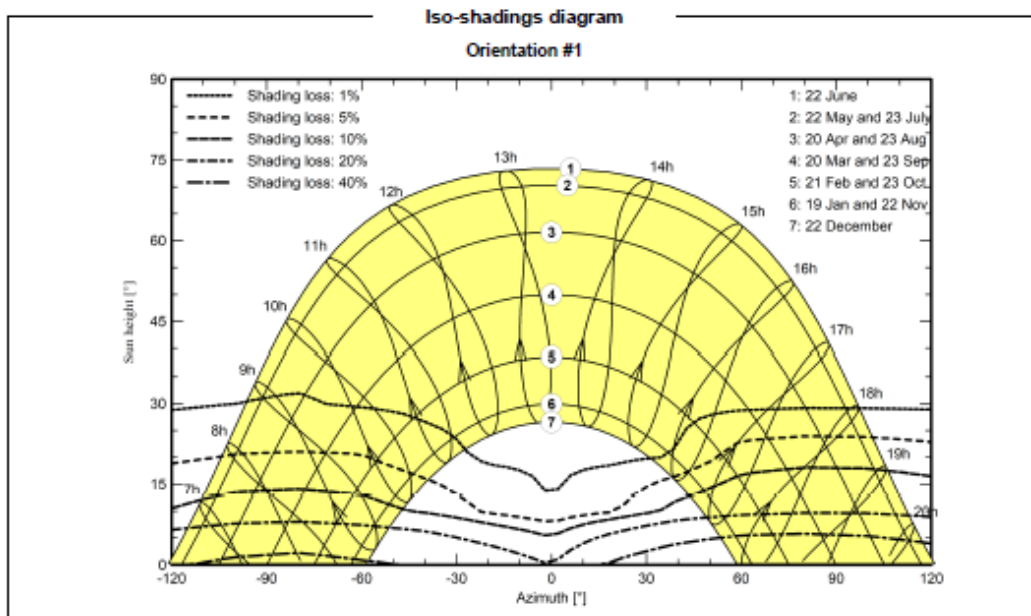
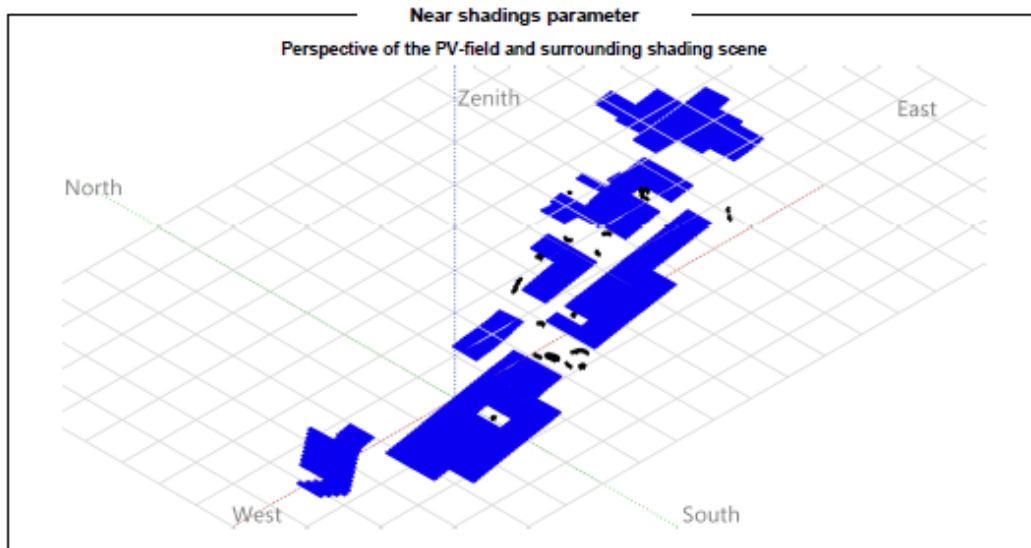
PVsyst V7.3.1  
VCS, Simulation date:  
07/02/23 19:05  
with v7.3.1

## Project: Calera

Variant:

VC5-CLR-MT-5-JI19.764-78M600BI-T1V55%6-S19.800-HUA215\_PAC

GRUPOTEC RENEWABLES LTD (United Kingdom)





PVsyst V7.3.1

VC5, Simulation date:  
07/02/23 19:05  
with V7.3.1

Project: Calera

Variant:

VC5-CLR-MT-5-J119.764-78M00BI-T1V55\*6-S19.800-HUA215\_PAC

GRUPOTEC RENEWABLES LTD (United Kingdom)

Main results

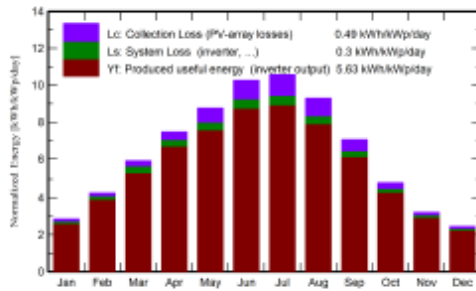
System Production  
Produced Energy

40615846 kWh/year

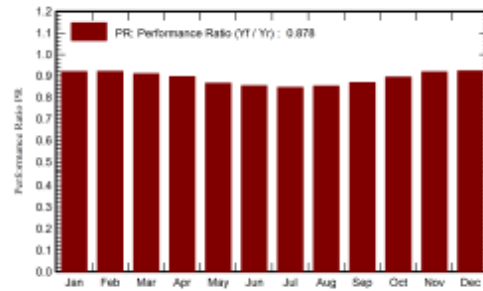
Specific production  
Performance Ratio PR

2055 kWh/KWp/year  
87.75 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	65.7	24.59	6.63	86.4	82.1	1679341	1606658	0.920
February	89.3	29.22	8.55	119.4	113.0	2276832	2173516	0.921
March	137.6	46.28	11.76	182.7	174.4	3452479	3288411	0.910
April	171.5	61.41	14.36	223.9	215.7	4185369	3970381	0.897
May	206.4	67.68	19.53	271.5	262.6	4905825	4647107	0.866
June	229.9	62.71	24.57	308.0	298.6	5490763	5196718	0.854
July	242.3	58.34	28.29	327.5	317.9	5789446	5478378	0.846
August	212.3	52.71	27.97	287.8	278.3	5115938	4850999	0.853
September	158.0	46.80	22.97	211.5	202.9	3824930	3634379	0.869
October	111.3	39.26	17.60	149.4	141.8	2768055	2642591	0.895
November	72.5	28.75	10.38	96.3	90.1	1825745	1747941	0.919
December	57.2	23.41	7.15	75.6	70.1	1440373	1378766	0.923
Year	1754.0	541.17	16.70	2341.9	2247.4	42755095	40615846	0.878

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.1  
 VCS, Simulation date:  
 07/02/23 19:05  
 with v7.3.1

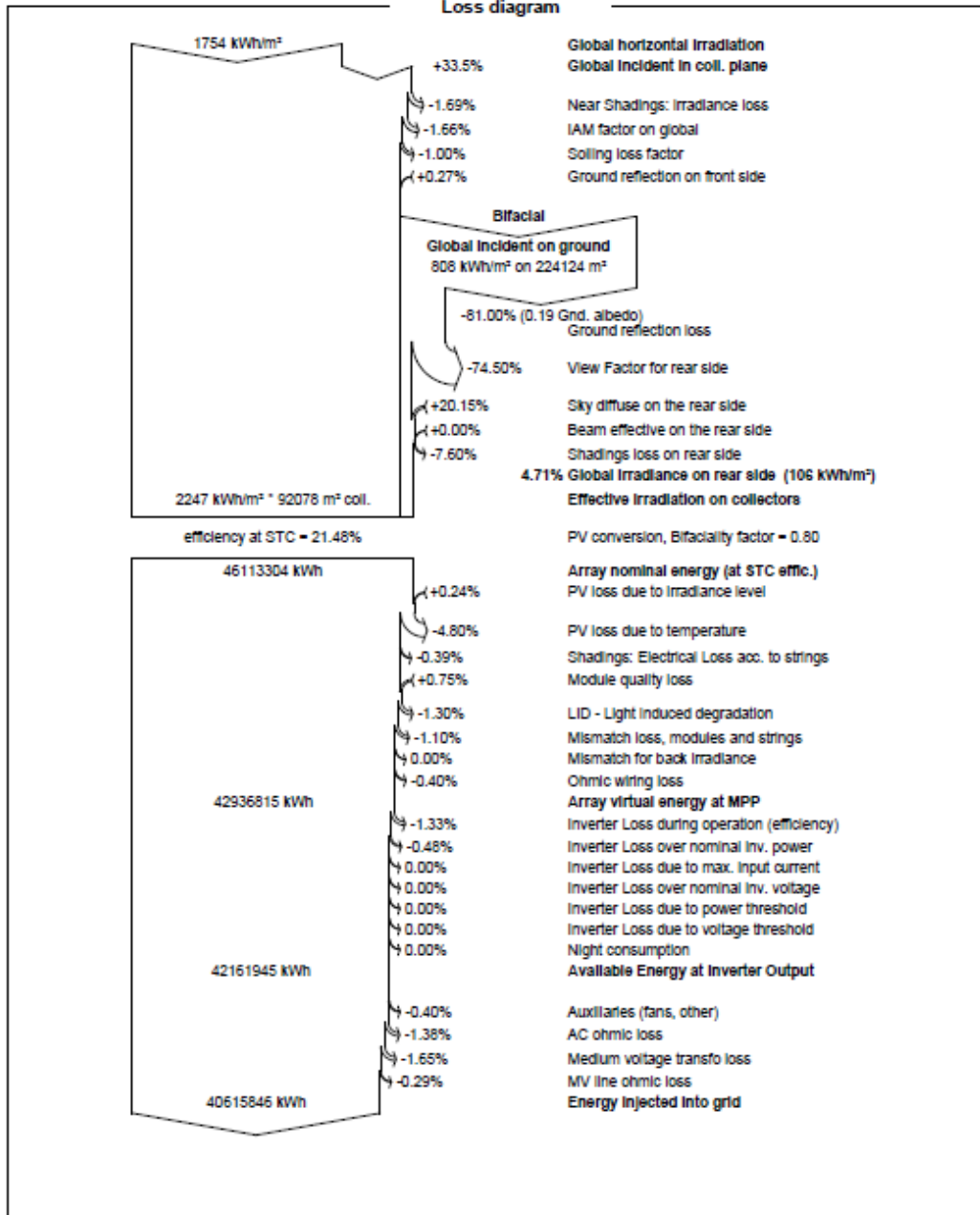
Project: Calera

Variant:

VC5-CLR-MT-5-JI19.764-78M600BI-T1V55%6-S19.800-HUA215\_PAC

GRUPOTEC RENEWABLES LTD (United Kingdom)

Loss diagram





**PVsyst V7.3.1**  
VCS, Simulation date:  
07/02/23 19:05  
with v7.3.1

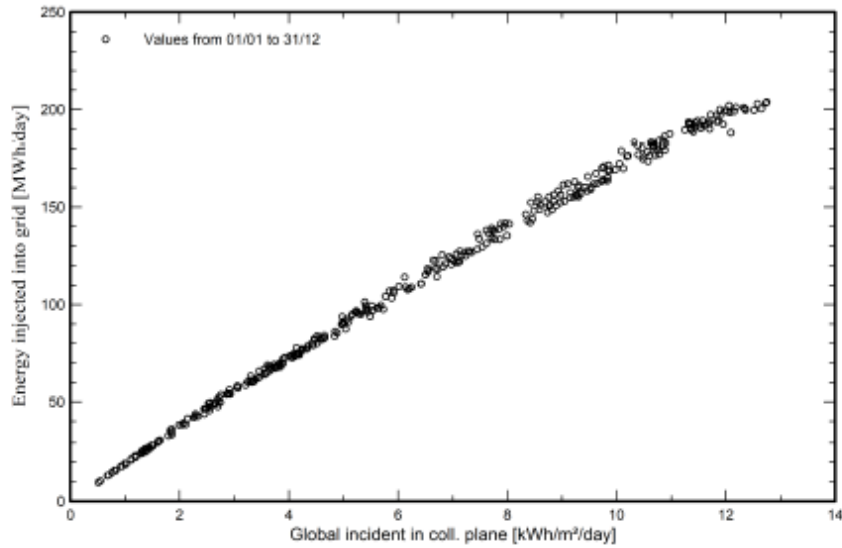
## Project: Calera

Variant:  
VC5-CLR-MT-5-JI19.764-78M800BI-T1V55%-S19.800-HUA215\_PAC

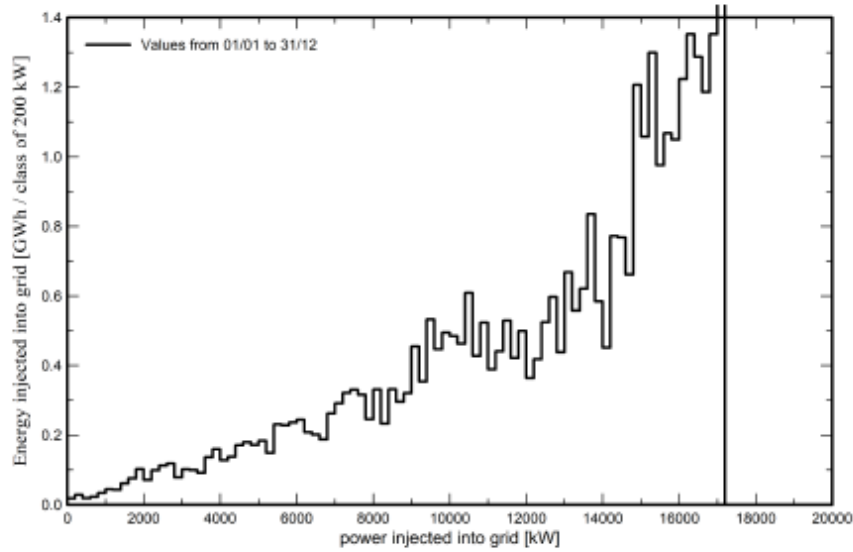
GRUPOTEC RENEWABLES LTD (United Kingdom)

### Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





# Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 590-610 Watt

BIFACIAL MODULE WITH  
DUAL GLASS

## N-Type

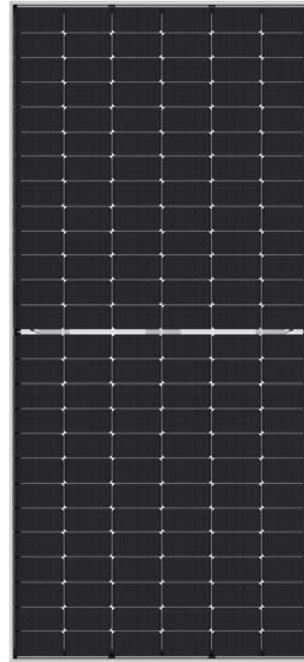
Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018  
Occupational health and safety management systems



## Key Features



### SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.

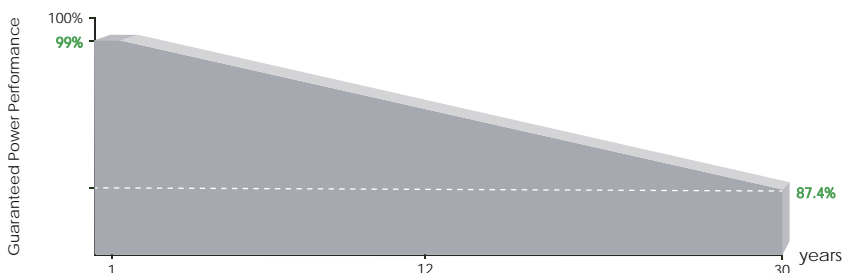


### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

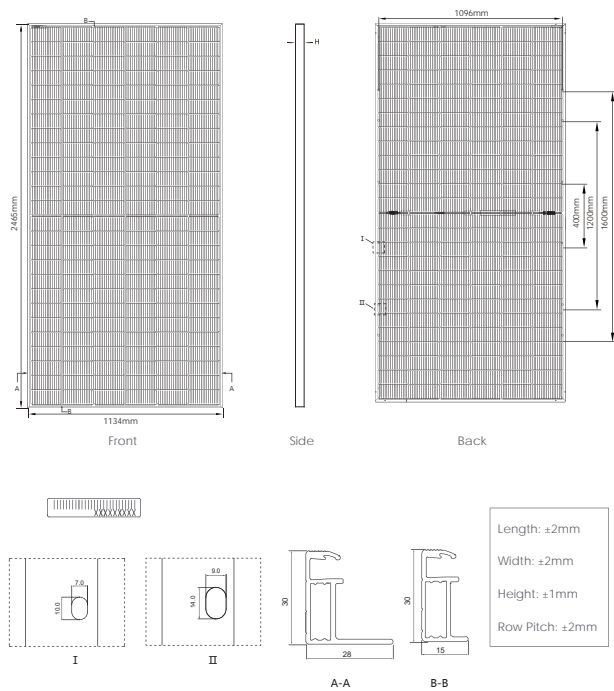


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

## Engineering Drawings

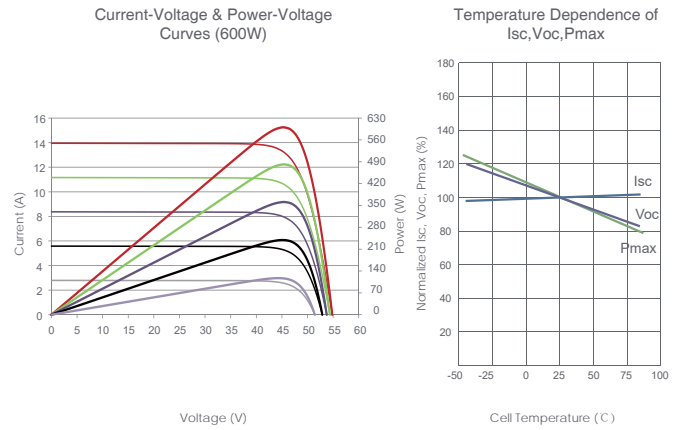


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×30mm (97.05×44.65×1.18 inch)
Weight	34.6kg (76.38 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM590N-78HL4-BDV		JKM595N-78HL4-BDV		JKM600N-78HL4-BDV		JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	590Wp	444Wp	595Wp	447Wp	600Wp	451Wp	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.91V	41.89V	45.08V	42.00V	45.25V	42.12V	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V
Maximum Power Current (Imp)	13.14A	10.59A	13.20A	10.65A	13.26A	10.71A	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.76V	52.02V	54.90V	52.15V	55.03V	52.27V	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.13A	13.87A	11.20A	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	21.11%		21.29%		21.46%		21.64%		21.82%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

## BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		5%		15%		25%	
		Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)
		620Wp	22.16%	679Wp	24.27%	738Wp	26.38%
		625Wp	22.35%	684Wp	24.48%	744Wp	26.61%
		630Wp	22.54%	690Wp	24.68%	750Wp	26.83%
		635Wp	22.73%	696Wp	24.89%	756Wp	27.05%
		641Wp	22.91%	702Wp	25.10%	763Wp	27.28%

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

# Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power ( $\cos\phi=1$ )	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

# AXone DUO

*Eficiencia Sincronizada*

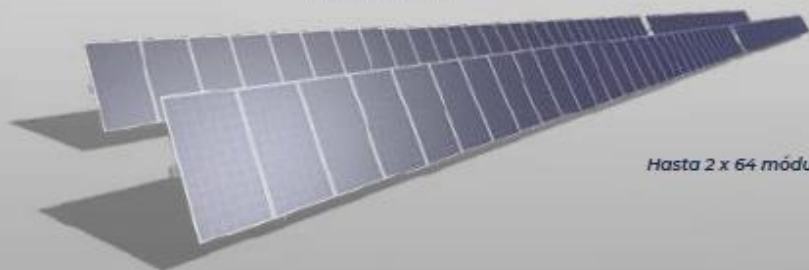


[pvhardware.com](http://pvhardware.com)



## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

<b>Seguidor</b>	Horizontal a un eje con transmisión central estructura bñjola
<b>Rango de rotaci3n</b>	+/- 60°
<b>Transmisi3n</b>	Corona de tornillo sin fin
<b>Motor</b>	Motor DC
<b>Motores por MWp (m3dulos de 390 Wp)</b>	- 20
<b>Coefficiente de ocupaci3n de suelo de la estructura</b>	30-50%, dependiendo de la configuraci3n
<b>Tipos de m3dulos</b>	Todos los m3dulos disponibles en el mercado, incluyendo capa fina
<b>Grado de inclinaci3n del terreno</b>	N-S: hasta 14%, E-O: ilimitado
<b>Configuraci3n del m3dulo</b>	1 m3dulo en vertical/ 2 m3dulos en horizontal
<b>Montaje del m3dulo</b>	Montaje directo a la correa
<b>Materiales de la estructura</b>	Magnelis® y Acero galvanizado en caliente por ASTM A123 o ISO 1461
<b>Carga de viento permitida</b>	Estructura adaptada a las condiciones específcas del lugar 120 mph   193 km/h
<b>Conexi3n a tierra</b>	Cimentado a trav3s de elemento de fijaci3n de tierra estriado
<b>Alarma de tormenta para vientos fuertes</b>	Sí, posici3n de defensa en un máxímo de 5 minutos
<b>Sensores de velocidad del viento</b>	Anem3metro ultras3nico
<b>M3todo de seguimiento solar</b>	Algoritmo astron3mico con datos GPS
<b>Electr3nica del controlador</b>	Una Unidad de control central por planta. Comunicaci3n inalámbrica con los seguidores. Redundancia de repetidores inalámbricos para garantizar la comunicaci3n
<b>Interfaz SCADA</b>	Modbus TCP o OPC-UA
<b>Protocolo de comunicaci3n</b>	Inalámbrica LoRa
<b>Posici3n de defensa nocturna</b>	Sí, configurable
<b>Retroceso</b>	Sí
<b>Fabricaci3n en el emplazamiento</b>	No
<b>Formaci3n y puesta en marcha en el emplazamiento</b>	Sí
<b>Garantías estándar</b>	Estructura: 10 años. Componentes electromecánicas: 5 años
<b>Certificaciones</b>	UL 3703, IEC 62817
<b>Adaptaci3n estructural a c3digos locales</b>	Verificado/Certificado por empresas de ingeniera externa especializadas en estructuras solares (si se requiere)

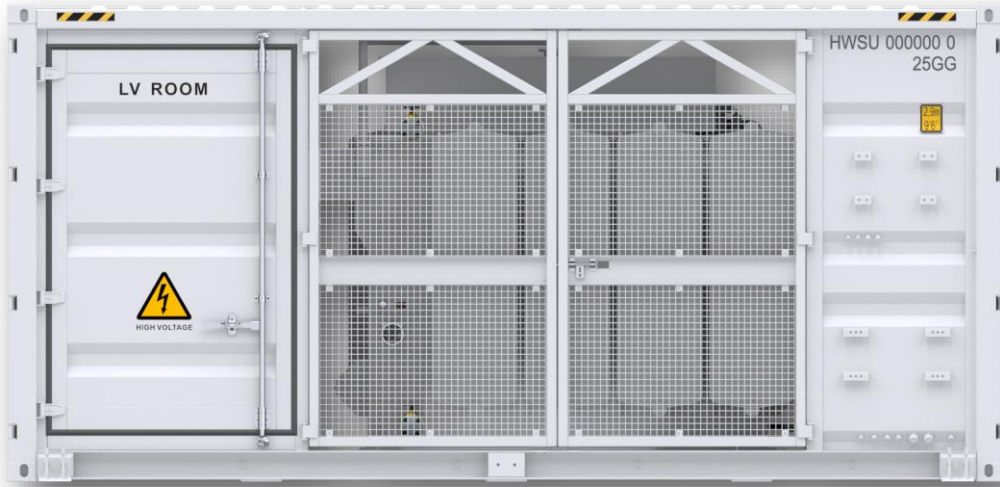


Hasta 2 x 64 m3dulos



# STS-6000K-H1

## Smart Transformer Station



### Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite  
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



### Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields  
Lower Self-consumption for Higher Yields



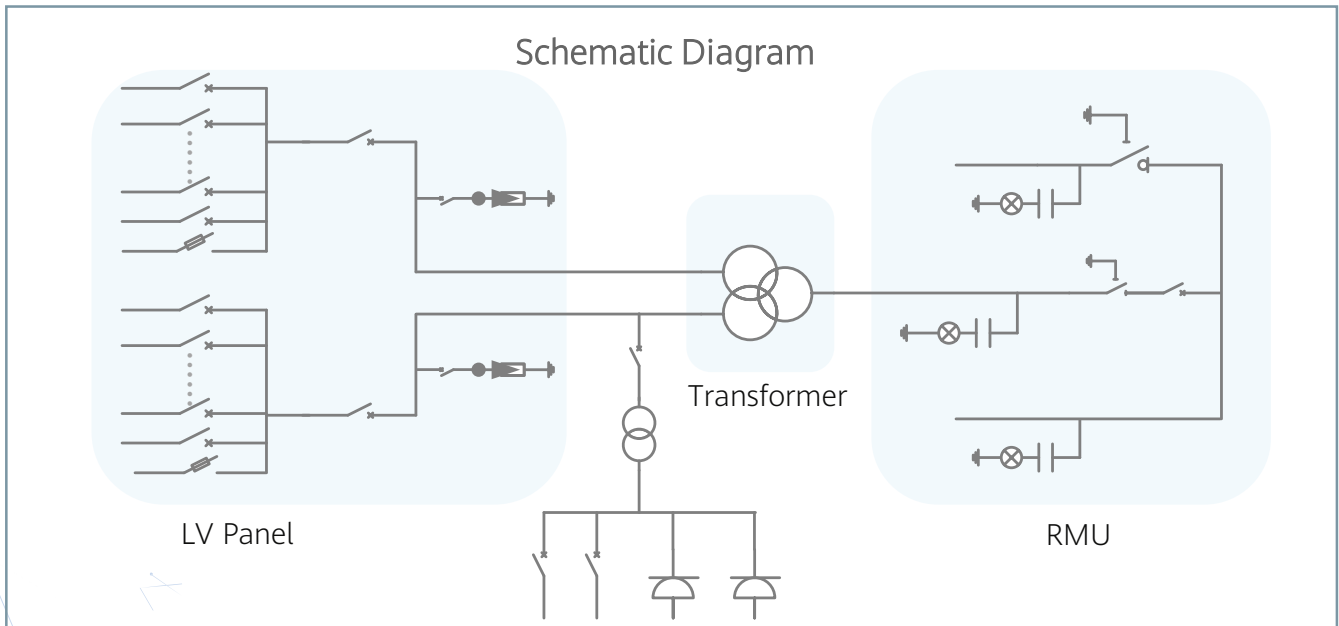
### Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU  
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters  
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



### Reliable

Robust Design against Harsh Environments  
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M  
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



# STS-6000K-H1

## Technical Specifications

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL / LUNA2000-200KTL	
Maximum LV AC Inputs	34	
AC Power	6,800 kVA @40°C <sup>1</sup>	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2 x 17 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV <sup>2</sup>	13.8 kV, 34.5 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF <sub>6</sub> Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Modules	MV Vacuum Circuit Breaker Modules	
RMU Cable Incoming / Outgoing Modules	1 or 2 Cable Modules	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac or 220 / 127 Vac	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Features		
2 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>	
Updated to 50 kVA Auxiliary Transformer	Optional <sup>3</sup>	
IMD	Optional <sup>3</sup>	
Safety Interlocking for STS	Optional <sup>3</sup>	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional <sup>3</sup>	
Updated to LBS Module as RMU Outgoing	Optional <sup>3</sup>	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 22 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m <sup>5</sup>	1,500 m <sup>5</sup>
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request

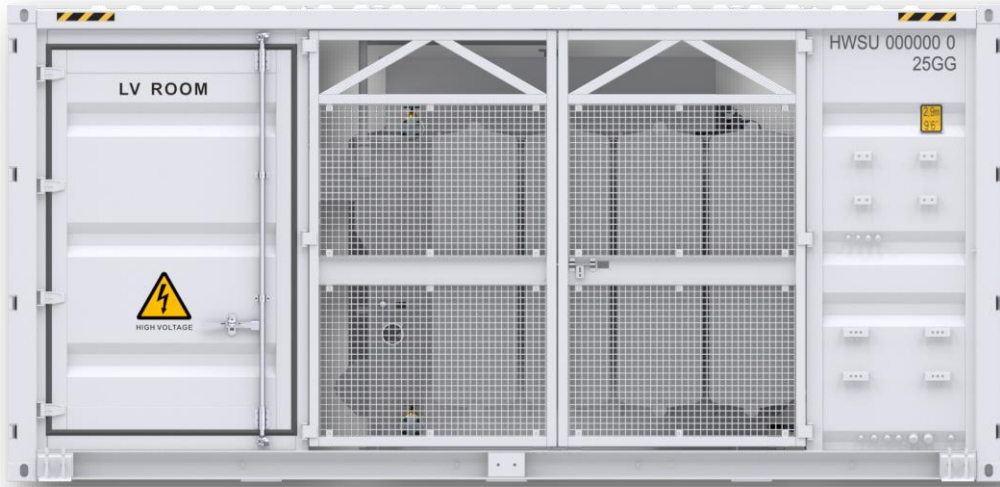
3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 - When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

5 - For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

# STS-3000K-H1

## Smart Transformer Station



### Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite  
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



### Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields  
Lower Self-consumption for Higher Yields



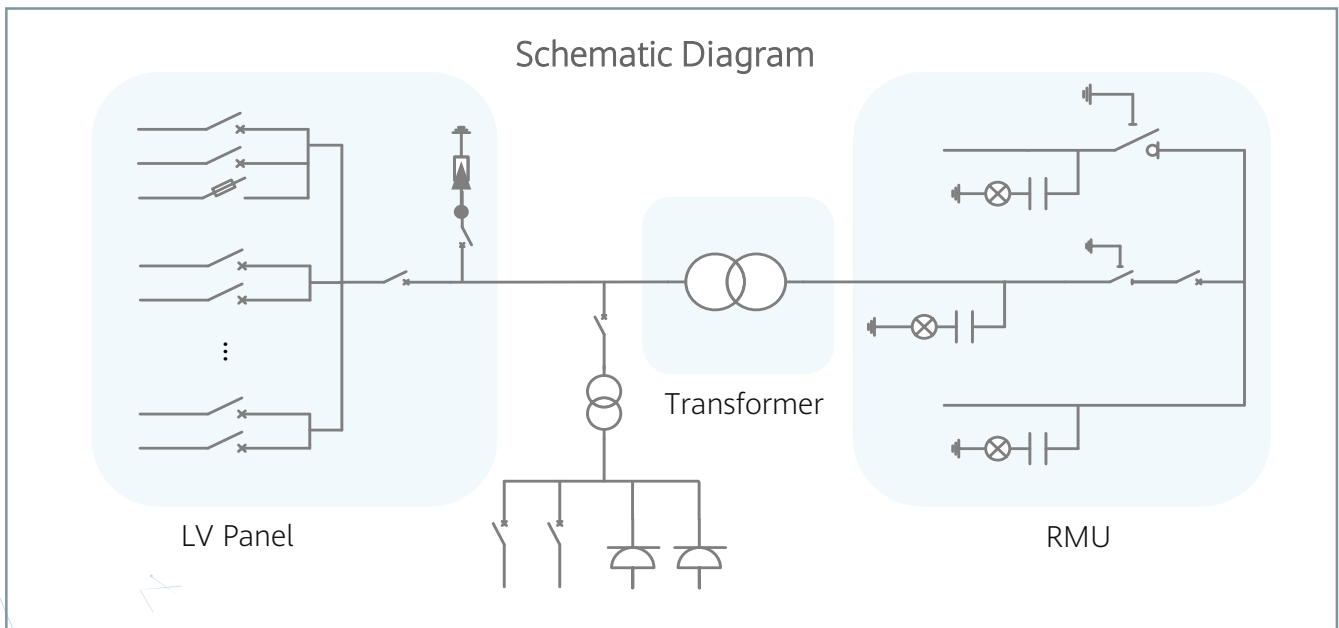
### Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU  
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters  
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



### Reliable

Robust Design against Harsh Environments  
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M  
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution





# Technical Specifications

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL / LUNA2000-200KTL	
Maximum LV AC Inputs	17	
AC Power	3,400 kVA @40°C <sup>1</sup>	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 17 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV <sup>2</sup>	13.8 kV, 34.5 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF <sub>6</sub> Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Modules	MV Vacuum Circuit Breaker Modules	
RMU Cable Incoming / Outgoing Modules	1 or 2 Cable Modules	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac or 220 / 127 Vac	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Features		
2 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>	
Updated to 50 kVA Auxiliary Transformer	Optional <sup>3</sup>	
IMD	Optional <sup>3</sup>	
Safety Interlocking for STS	Optional <sup>3</sup>	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional <sup>3</sup>	
Updated to LBS Module as RMU Outgoing	Optional <sup>3</sup>	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m <sup>5</sup>	1,500 m <sup>5</sup>
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request

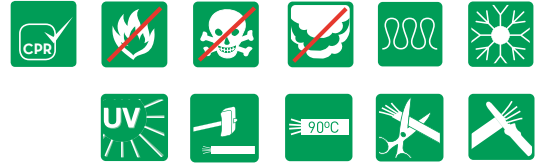
3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 - When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

5 - For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

## NORMAS:

<b>CONSTRUCCIÓN</b>	<b>REACCIÓN AL FUEGO*</b>
EN 50618	IEC 60332-1-2
	IEC 60754-1
	IEC 61034-2



## CLASIFICACIÓN CPR:

DOP 0012 Rev.001  
Clase E<sub>ca</sub>

## CONSTRUCCIÓN:

- 1. CONDUCTOR**  
Cobre estañado, clase 5 según IEC 60228.
- 2. AISLAMIENTO**  
Compuesto libre de halógenos reticulado.  
Color natural.
- 3. CUBIERTA EXTERIOR**  
Compuesto libre de halógenos reticulado.  
Colores rojo o negro.

## APLICACIONES:

Pensados para la interconexión de paneles en instalaciones fotovoltaicas y para la conexión de estos con las cajas de conexión y los inversores, tanto en interiores, exteriores e instalaciones fijas o móviles (seguidores solares), como en tierra, tejados o integrados en edificios. No recomendado para instalación directamente enterrado.

Estos cables no están diseñados para ser sumergidos.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C (120 °C durante 20.000 horas)

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.

\* Prestación fuera del ámbito CPR.



**CERTIFICACIONES:** LCIE

**CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:**

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 60 °C * (A)	Caída de tensión DC system (V/A.km)
1643108	1x4	6,0	64	24	55	14,2
1643109	1x6	6,6	84	27	70	9,45
1643110	1x10	8,0	135	32	96	5,43

\* Temperatura máxima del conductor de 120 °C, según EN 50618, tabla A.3.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.

# TOXFREE ZH XZ1 (S) 0,6/1 kV AI TR+AR

## 1. Objeto

Este documento define las características técnicas y constructivas de los cables tipo XZ1 (S) 0,6/1 kV AI TR+AR fabricados por Top Cable.

## 2. Diseño

Este tipo de cables está diseñado, fabricado y comprobado de acuerdo con la norma UNE-HD 603-5X.

Certificaciones disponibles: AENOR

## 3. Campo de utilización

Cable para instalaciones fijas. Adecuado para el transporte de energía eléctrica en redes de distribución pública de baja tensión. Cable de seguridad (S), no propagador de la llama y libre de halógenos. Apto para instalaciones interiores, exteriores y enterrado. Recomendado en instalaciones con presencia de roedores y termitas.

## 4. Características

Tensión nominal: 0,6/1 (1,2) kV AC

Temperatura máxima del conductor: 90 °C

Temp. mín. de instalación y manipulación: 0 °C (sup. del cable)

Temp. mínima de servicio: -40 °C (estático, con protección)

Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (max 5 s)

Radio de curvatura: 15 x Ø exterior

No propagador de la llama: según EN 60332-1-2/IEC 60332-1

Reacción al fuego CPR: Eca según EN 50575

Libre de halógenos: según EN 60754/IEC 60754

contenido en HCl < 0,5 %

pH > 4,3

conductividad < 10 µS/mm

Densidad de humos: según EN 61034/IEC 61034

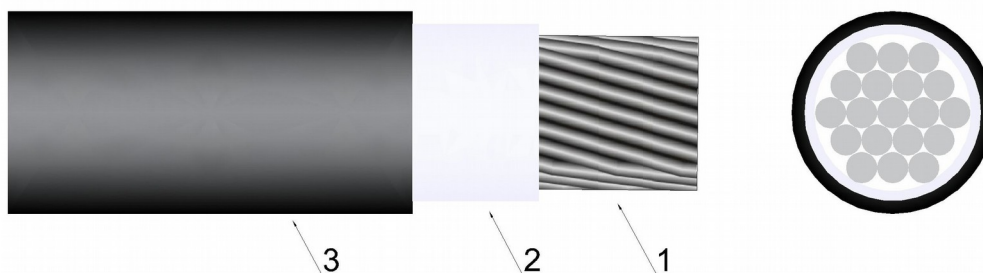
transmitancia luminosa > 60 %

Resistencia UV: según HD 603-1

Presencia de agua: condición AD7 según IEC 60364-5-51, para definición

# TOXFREE ZH XZ1 (S) 0,6/1 kV Al TR+AR

## 5. Constitución general del cable



### 5.1 Conductor (1)

Conductor de aluminio electrolítico, formación clase 2 según EN 60228 / IEC 60228.

### 5.2 Aislamiento (2)

Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX 3 según la norma HD 603-1.

### 5.3 Cubierta exterior (3)

Cubierta exterior de poliolefina, tipo DMO 1 según la norma HD 603-1, de color negro. Protección frente a roedores y termitas mediante aditivos especiales.

## 6. Intensidades admisibles

### 6.1 Intensidades en servicio normal

En la tabla 1 se indican las intensidades y parámetros eléctricos detallados para cada cable.

Las intensidades máximas, en amperios, se han calculado según la norma UNE 211435 en las condiciones que se indican a continuación:

- Instalación al aire: una terna de cables unipolares en contacto mutuo y una temperatura ambiente de 40 °C; protegido del sol y con una disposición que permita una buena renovación del aire (soportado por apoyos separados o por bandeja metálica perforada).
- Instalación enterrada: una terna de cables unipolares en contacto mutuo directamente enterrados a 0,7 m de profundidad, temperatura del terreno de 25 °C y resistividad térmica del suelo de 1,5 K·m/W.
- En todos los casos se supone un circuito trifásico.

# TOXFREE ZH XZ1 (S) 0,6/1 kV AI TR+AR

Para condiciones de instalación diferentes hay que aplicar los factores de corrección adecuados (ver apartado 6.3). La caída de tensión, en voltios por amperio y km, es la máxima que se puede presentar. Se ha calculado a la temp. máxima de servicio del cable y  $\cos \varphi = 1$ .

Sección mm <sup>2</sup>	Int. Aire A	Int. Enterrado A	Caída tensión V/A·km
1 x 150	290	260	0,457
1 x 240	390	340	0,277
1 x 300	455	385	0,222
1 x 400	540	445	0,172

Tabla 1

## 6.2 Intensidades en cortocircuito

La corriente máxima que puede soportar un cable en cortocircuito depende del tiempo de respuesta de los dispositivos de protección. Para calcular la intensidad admisible hay que multiplicar la sección nominal del cable por la densidad de corriente dada en la tabla 2, según la norma UNE 21192 / IEC 949.

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm <sup>2</sup>	299	211	173	134	94	77	67	60	55

Tabla 2

## 6.3 Factores de corrección

Las intensidades admisibles se han de multiplicar por los factores de corrección adecuados cuando las condiciones de instalación difieran de las indicadas en el punto 6.1. En la tabla 3 se indican los factores de corrección para temperaturas del aire diferentes de 40°C.

T. Aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor corr.	1,18	1,14	1,10	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,77

Tabla 3

En la tabla 4 se indican los factores de corrección para temperaturas del suelo diferentes de 25°C.

T. Suelo (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Factor corr.	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Tabla 4

# TOXFREE ZH XZ1 (S) 0,6/1 kV AI TR+AR

En la tabla 5 se indican los factores de corrección para resistividades del terreno, que depende de la humedad, diferentes de 1,5 K·m/W (calculados para un cable de 240 mm<sup>2</sup>).

Grado de humedad	Muy húmedo	Húmedo	Algo seco	Seco	Muy seco	Muy seco
Resist. térmica (K·m/W)	0,8	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Factor corrección	1,29	1,18	1	0,88	0,80	0,73

Tabla 5

## 7. Dimensiones

En la tabla 6 se indican los diámetros y pesos detallados para cada cable.

Sección mm <sup>2</sup>	Ø exterior mm	Peso kg/km
1 x 150	19,1	530
1 x 240	24,0	850
1 x 300	26,4	1.025
1 x 400	29,8	1.330

Tabla 6

# X-VOLT RH5Z1 AI TR+AR

## 1. Objeto

Este documento define las características técnicas y constructivas de los cables tipo RH5Z1 12/20 kV AI y RH5Z1 18/30 kV AI.

## 2. Diseño

Este cable está diseñado, fabricado y comprobado de acuerdo con la norma UNE 211620 y la especificación Enel Global Standard GSC001.

## 3. Campo de utilización

Cable para instalaciones fijas. Adecuado para el transporte y distribución de energía eléctrica en redes de media tensión. Libre de halógenos. Apto para instalaciones interiores, exteriores y enterrado. Recomendado en instalaciones con presencia de roedores y termitas.

## 4. Características

Tension nominal: 12/20 (24) kV

18/30 (36) kV

Temperatura mínima de servicio: -15 °C

Temperatura mínima de instalación: 0 °C

Temperatura máxima del conductor: 90 °C

Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s.)

Radio de curvatura permanente instalado: 15 x Ø exterior

Radio de curvatura durante la instalación: 20 x Ø exterior

Libre de halógenos: según la norma EN 60754/ IEC 60754

contenido en HCl < 0,5 %

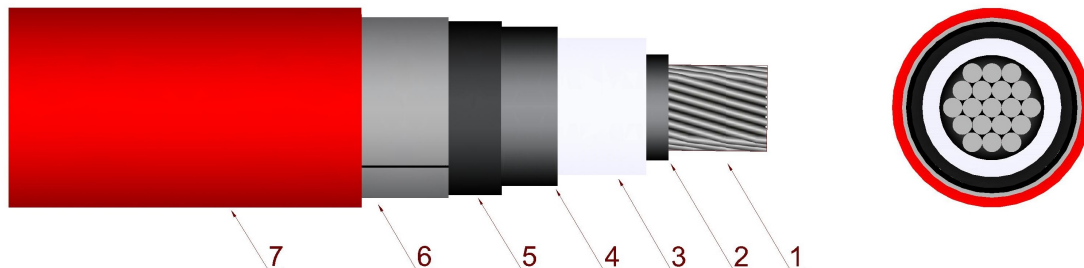
pH > 4,3

conductividad < 10 µS/mm



# X-VOLT RH5Z1 AI TR+AR

## 5. Constitución general del cable



### 5.1 Conductor (1)

Conductor circular compactado de aluminio, formación clase 2 según UNE-EN 60228/ IEC 60228.

Opcionalmente el conductor puede ser obturado longitudinalmente frente a la penetración del agua mediante cintas o hebras higroscópicas.

### 5.2 Pantalla semiconductora interior (2)

Pantalla sobre el conductor de compuesto semiconductor termoestable, colocado simultáneamente con el aislamiento en triple extrusión.

### 5.3 Aislamiento (3)

Aislamiento de polietileno reticulado, tipo DIX-3 según la norma HD 620-1. Reticulado en línea catenaria con atmósfera de nitrógeno.

### 5.4 Pantalla semiconductora exterior (4)

Pantalla sobre el aislamiento de compuesto semiconductor termoestable, colocado simultáneamente con el aislamiento en triple extrusión. Pelable.

### 5.5 Revestimiento hidroexpansivo (5)

Cinta semiconductora hidroscópica, colocada sobre la semiconductora externa, con función de water blocking. La superposición mínima es del 10%.

### 5.6 Pantalla metálica (6)

Fleje de aluminio, con espesor de 0,3 mm, colocado longitudinalmente sobre el revestimiento hidroexpansivo. El fleje está superpuesto y encolado un mínimo de 5 mm. La pantalla está adherida longitudinalmente, con continuidad, a la cubierta.

### 5.7 Cubierta exterior (7)

Cubierta exterior de poliolefina libre de halógenos, tipo DMZ1 según la norma HD 620-1. Protección frente a roedores y termitas mediante aditivos especiales.

# X-VOLT RH5Z1 AI TR+AR

## 6. Intensidades admisibles

### 6.1 Intensidades en servicio normal

En la tabla 1 se indican las intensidades detalladas para cada cable.

Las intensidades máximas, en amperios, se han calculado según la norma IEC 60502-2 en las condiciones que se indican a continuación:

- Instalación al aire: una terna de cables unipolares en contacto mutuo y una temperatura ambiente de 30 °C; protegido del sol y con una disposición que permita una buena renovación del aire (soportado por apoyos separados o por bandeja metálica perforada)
- Instalación enterrada: una terna de cables unipolares en contacto mutuo directamente enterrados a 0,8 m de profundidad, temperatura del terreno de 20 °C y resistividad térmica del suelo de 1,5 K·m/W.
- Instalación enterrada: una terna de cables unipolares entubados (un cable por tubo) y tubos en contacto mutuo directamente enterrados a 0,8 m de profundidad, temperatura del terreno de 20 °C, resistividad térmica del suelo de 1,5 K·m/W y resistividad térmica del tubo de 1,2 K·m/W.
- En todos los casos se supone un circuito trifásico.

Para condiciones de instalación diferentes hay que aplicar los factores de corrección adecuados (ver apartado 6.3).

Sección mm <sup>2</sup>	Int. Aire A	Int. Enterrado (directamente) A	Int. Enterrado (en tubo) A
1 x 95	280	221	210
1 x 120	324	252	240
1 x 150	368	281	267
1 x 185	424	317	303
1 x 240	502	367	351
1 x 300	577	414	397
1 x 400	673	470	451
1 x 630	924	615	583

Tabla 1

# X-VOLT RH5Z1 AI TR+AR

## 6.2 Intensidades en cortocircuito

La corriente máxima que puede soportar un cable en cortocircuito depende del tiempo de respuesta de los dispositivos de protección. Para calcular la intensidad admisible hay que multiplicar la sección nominal del cable por la densidad de corriente dada en la tabla 2, según la norma UNE 21192 / IEC 949.

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm <sup>2</sup>	299	211	173	134	94	77	67	67	60

Tabla 2

En la tabla 3 se indica la intensidad de cortocircuito máxima en las pantallas constituidas por fleje de aluminio colocado longitudinalmente, que también depende del tiempo de reacción de los dispositivos de reacción. Los valores se calculan según UNE 21192 considerando la temperatura inicial 70°C y la temperatura final 180°C.

	Ancho del fleje (mm)	Tiempo (s)			
		0,2	0,5	1	2
Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla (KA)	90	6,11	4,24	3,29	2,59
	100	6,79	4,72	3,65	2,88
	110	7,47	5,19	4,02	3,17
	120	8,15	5,66	4,38	3,46
	130	8,83	6,13	4,75	3,74

Tabla 3

## 6.3 Factores de corrección

Las intensidades admisibles se han de multiplicar por los factores de corrección adecuados cuando las condiciones de instalación difieran de las indicadas en el punto 6.1. En la tabla 4 se indican los factores de corrección para temperaturas del aire diferentes de 30°C.

T. Aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor corr.	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Tabla 4

En la tabla 5 se indican los factores de corrección para temperaturas del suelo diferentes de 20°C.

T. Suelo (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Factor corr.	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

Tabla 5

# X-VOLT RH5Z1 AI TR+AR

En la tabla 6 se indican los factores de corrección para resistividades del terreno diferentes de 1,5 K·m/W en los cables directamente soterrados.

Grado de humedad	Muy húmedo	Húmedo	Algo seco	Seco	Muy seco	Muy seco
Resist. térmica (K·m/W)	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>	<b>1,5</b>	<b>2,0</b>	<b>2,5</b>	<b>3,0</b>
95 mm <sup>2</sup>	1,28	1,18	1	0,89	0,80	0,74
150 mm <sup>2</sup>	1,28	1,18	1	0,88	0,80	0,74
240 mm <sup>2</sup>	1,29	1,18	1	0,88	0,80	0,73
400 mm <sup>2</sup>	1,30	1,19	1	0,88	0,79	0,73
500 mm <sup>2</sup>	1,31	1,20	1	0,88	0,79	0,72
630 mm <sup>2</sup>	1,32	1,21	1	0,88	0,78	0,72

Tabla 6

En la tabla 7 se indican los factores de corrección para resistividades del terreno diferentes de 1,5 K·m/W en los cables enterrados en tubos.

Grado de humedad	Muy húmedo	Húmedo	Algo seco	Seco	Muy seco	Muy seco
Resist. térmica (K·m/W)	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>	<b>1,5</b>	<b>2,0</b>	<b>2,5</b>	<b>3,0</b>
95 mm <sup>2</sup>	1,19	1,13	1	0,91	0,84	0,78
150 mm <sup>2</sup>	1,20	1,13	1	0,91	0,84	0,78
240 mm <sup>2</sup>	1,21	1,14	1	0,90	0,83	0,77
400 mm <sup>2</sup>	1,21	1,14	1	0,90	0,83	0,77
500 mm <sup>2</sup>	1,22	1,14	1	0,89	0,82	0,76
630 mm <sup>2</sup>	1,22	1,15	1	0,89	0,81	0,75

Tabla 7

En la tabla 8 se indican los factores de corrección para cables unipolares entubados y enterrados a profundidades del suelo diferentes a 0,8 m.

Profundidad (m)	0,5	0,6	1	1,25	1,5	1,75	2	2,5	3
Factor c. / secc. ≤ 185 mm <sup>2</sup>	1,04	1,02	0,98	0,96	0,95	0,94	0,93	0,91	0,90
Factor c. / secc. > 185 mm <sup>2</sup>	1,05	1,03	0,97	0,95	0,93	0,91	0,90	0,88	0,86

Tabla 8

# X-VOLT RH5Z1 AI TR+AR

En la tabla 9 se indican los factores de corrección para cables unipolares enterrados en tubos a profundidades del suelo diferentes a 0,8 m.

Profundidad (m)	0,5	0,6	1	1,25	1,5	1,75	2	2,5	3
Factor c. / secc. ≤ 185 mm <sup>2</sup>	1,04	1,02	0,98	0,96	0,95	0,94	0,93	0,91	0,90
Factor c. / secc. > 185 mm <sup>2</sup>	1,05	1,03	0,97	0,95	0,93	0,92	0,91	0,89	0,88

Tabla 9

En la tabla 10 se indican los factores de corrección según espació entre ternas de cables unipolares enterrados directamente.

Numero de cables en grupo	Espacio entre centros de ternas (mm)				
	En contacto	200	400	600	800
2	0,73	0,83	0,88	0,90	0,92
3	0,60	0,73	0,79	0,83	0,86
4	0,54	0,68	0,75	0,80	0,84
5	0,49	0,63	0,72	0,78	0,82
6	0,46	0,61	0,70	0,76	0,81
7	0,43	0,58	0,68	0,75	0,80
8	0,41	0,57	0,67	0,74	-
9	0,39	0,55	0,66	0,73	-
10	0,37	0,54	0,65	-	-

Tabla 10

En la tabla 11 se indican los factores de corrección según espació entre ternas de cables unipolares enterrados en tubos.

Numero de cables en grupo	Espacio entre centros de ternas (mm)				
	En contacto	200	400	600	800
2	0,78	0,85	0,89	0,91	0,93
3	0,66	0,75	0,81	0,85	0,88
4	0,59	0,70	0,77	0,82	0,86
5	0,55	0,66	0,74	0,80	0,84
6	0,51	0,64	0,72	0,78	0,83
7	0,48	0,61	0,71	0,77	0,82

# X-VOLT RH5Z1 AI TR+AR

Numero de cables en grupo	Espacio entre centros de ternas (mm)				
	8	0,46	0,60	0,70	0,76
9	0,44	0,58	0,69	0,76	-
10	0,43	0,57	0,68	-	-

Tabla 11

## 7. Dimensiones, pesos y datos eléctricos específicos

En las tablas 12 y 13 se indican para cada tensión nominal las dimensiones y peso total del cable para cada sección, además de los datos eléctricos calculados según se explica a continuación:

- La resistencia eléctrica (R) se indica a 20°C según los valores de la UNE-EN 60228 / IEC 60228 para conductores de aluminio clase 2.
- La reactancia (X) está calculada a 50 Hz y considerando una terna de cables unipolares en contacto mutuo (disposición en triángulo o trébol).
- Los valores de capacidad (C) están calculados en base a los datos dimensionales de los cables que figuran en esta especificación.
- En todos los casos se supone un circuito trifásico.

RH5Z1 12/20 kV AL								
SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DATOS ELÉCTRICOS			DIMENSIONES Y PESO				
	R (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Ø cond. (mm)	Ø aisl. (mm)	Ancho fleje (mm)	Ø ext. (mm)	Peso (kg/km)
1 x 240	0,125	0,102	0,324	18,0	28,4	105	35,5	1.400
1 x 300	0,100	0,098	0,361	20,6	31,0	110	38,1	1.605
1 x 630	0,0469	0,089	0,499	30,0	40,9	145	48,0	2.755

Tabla 12

# X-VOLT RH5Z1 AI TR+AR

RH5Z1 18/30 kV AL								
SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DATOS ELÉCTRICOS			DIMENSIONES Y PESO				
	R (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Ø cond. (mm)	Ø aisl. (mm)	Ancho fleje (mm)	Ø ext. (mm)	Peso (kg/km)
1 x 95	0,320	0,118	0,218	11,1	25,7	100	32,8	1.000
1 x 120	0,253	0,112	0,238	12,7	27,3	100	34,4	1.120
1 x 150	0,206	0,110	0,257	13,9	28,5	105	35,6	1.235
1 x 185	0,164	0,106	0,280	16,0	30,6	110	37,7	1.405
1 x 240	0,125	0,103	0,306	18,0	32,6	120	39,7	1.630
1 x 300	0,100	0,099	0,345	20,6	35,2	130	42,3	1.860
1 x 400	0,0778	0,096	0,382	23,4	38,5	140	45,6	2.230
1 x 630	0,0469	0,090	0,480	30,0	45,1	160	52,2	3.060

Tabla 13

- Norma. Construcción y ensayos: **IEC 60228, EN 60228, UNE-EN 60228**
- CONFORMIDAD CON LA DIRECTIVA DE BAJA TENSIÓN: **2014/35/UE**
- Certificado **AENOR** (Nº 042/000592 – Gama: De 1x6 a 1x300 mm<sup>2</sup>)
- Cumplimiento **Directiva RoHS**.

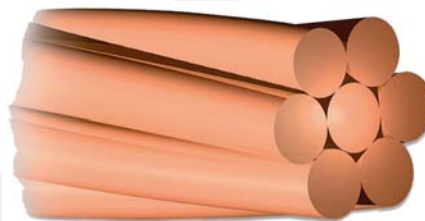
## 1. DESCRIPCIÓN CONSTRUCTIVA.

### 1.1. Construcción.

- Conductor.

Conductor de cobre desnudo, recocido, formado por varios alambres cableados de sección circular, clase 2 según norma IEC 60228<sup>1</sup>, EN 60228, UNE EN 60228.

### 1.2. Diseño.



Conductor de cobre recocido  
cableado clase 2

## 2. APLICACIONES.

### 2.1. Tipo de instalación.

Instalación fija.

### 2.2. Guía de utilización.

Están especialmente destinados para su utilización en redes de puesta a tierra.

La puesta a tierra es una práctica obligada tanto en instalaciones industriales y domésticas, como en la explotación de sistemas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.

Los motivos más importantes por los cuales se debe realizar una correcta instalación de puesta a tierra son:

- 1.-Proteger a las personas de la electrocución.
- 2.-Equilibrar potenciales entre los componentes de un mismo sistema eléctrico.
- 3.-Reducir la diferencia de potencial entre tierra y las estructuras que puedan acumular electricidad estática.
- 4.-Facilitar un camino seguro a tierra de las corrientes producidas por descargas atmosféricas y rayos. (Instalaciones de pararrayos-Conductores de bajada).
- 5.-Facilitar una conexión de baja impedancia entre las partes de un sistema eléctrico, a fin de coordinar los aparatos de protección.
- 6.-Minimizar las interferencias de los sistemas de comunicación.

<sup>1</sup> IEC 60228.- Conductors of insulated cables / UNE EN 60228.- Conductores de cables aislados.



### 2.3. Métodos adecuados de instalación.<sup>2</sup>

Los conductores de cobre desnudos Terranax deben unirse al resto de elementos del sistema de puesta a tierra (p. ej. electrodos de tierra...) de forma que se garantice una continua y perfecta conexión entre los elementos, ya sea mediante:

- soldadura aluminotérmica, autógena,
- o mediante dispositivos con tornillos de apriete como grapas de conexión
- u otros métodos alternativos y/o similares.

### 2.4. Instrucciones técnicas – REBT

Son conductores aptos para su instalación en redes de tierra según lo que indica el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT 2002) en su instrucción ITC-BT 18 (Instalaciones de Puesta a tierra) apartado 3.1.

El **REBT** también prescribe el uso de estos conductores en las siguientes ITC:

- ITC-BT 09: Instalaciones de alumbrado exterior, punto 10 puestas a tierra (sección mínima 35 mm<sup>2</sup>).
- ITC-BT 26: Instalaciones interiores de viviendas.
- NTE IEP "Instalaciones de Puesta a tierra".
- UNE 21186 " Protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivos de cebado." apartado 2.3.4 Conductores de bajada. Materiales y dimensiones." (Sección mínima de 50 mm<sup>2</sup>).

## 3. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Número de alambres	Ø exterior mm	Peso kg/km	Resistencia Eléctrica a 20°C Ω/km
6	7	3	50,2	3,08
10	7	3,8	84	1,83
16	7	4,9	135	1,15
25	7	6,2	214	0,727
35	7	7,1	296	0,524
50	19	8,6	403	0,387
70	19	10,5	586	0,268
95	19	12,3	800	0,193
120	37	13,9	1026	0,153
150	37	15,6	1262	0,124
185	37	17,5	1600	0,0991
240	61	19,5	2069	0,0754

Nota: Los valores de peso y diámetro exterior indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de fabricación.

<sup>2</sup> Se deberán respetar los sistemas de instalación establecidos en la reglamentación y normativa que le afecte en cada caso particular.

# Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

PRODUCT: TSM-NEG20C.20

PRODUCT RANGE: 580-610W

## 610W

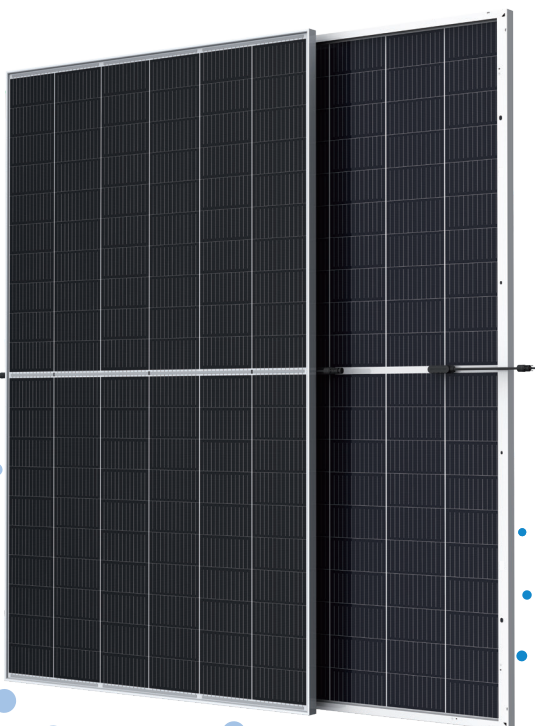
MAXIMUM POWER OUTPUT

## 0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

## 21.6%

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



### High power up to 610W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



### High reliability

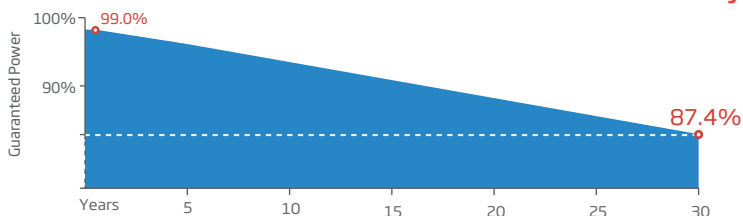
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



### High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Extremely low 1% first year degradation and 0.4% annual power attenuation
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.31%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

### Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



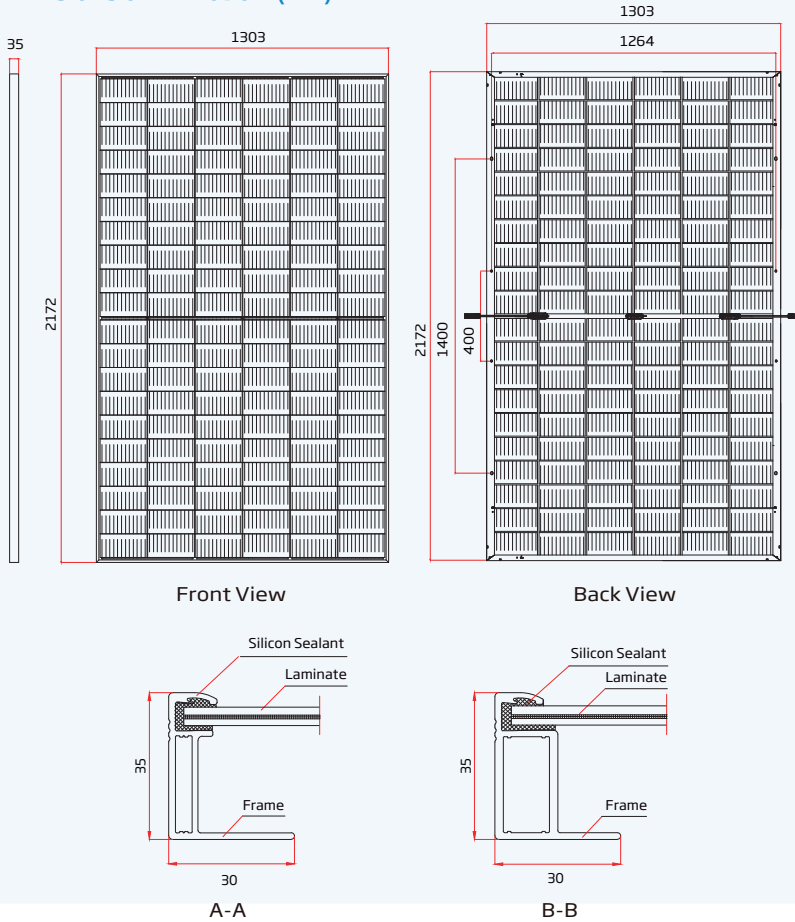
### Comprehensive Products and System Certificates



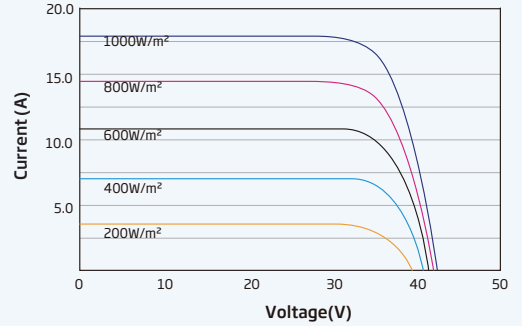
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



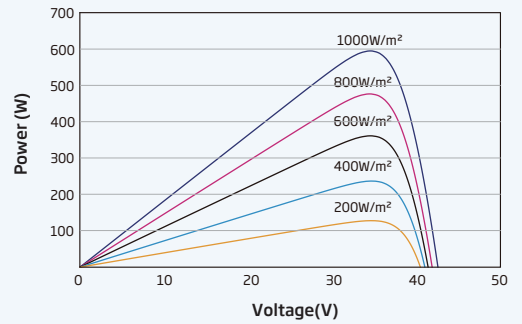
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



**I-V CURVES OF PV MODULE(595 W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(595 W)**



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts -P <sub>MAX</sub> (Wp)*	580	585	590	595	600	605	610
Power Tolerance -P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage -V <sub>MPP</sub> (V)	34.3	34.6	34.8	35.0	35.3	35.5	35.7
Maximum Power Current -I <sub>MPP</sub> (A)	16.89	16.92	16.96	16.99	17.02	17.06	17.09
Open Circuit Voltage -V <sub>OC</sub> (V)	41.6	41.8	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8
Short Circuit Current -I <sub>SC</sub> (A)	17.89	17.93	17.96	18.00	18.03	18.07	18.10
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

**Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)**

Total Equivalent power -P <sub>MAX</sub> (Wp)	626	632	637	643	648	653	659
Maximum Power Voltage -V <sub>MPP</sub> (V)	34.3	34.6	34.8	35.0	35.3	35.5	35.7
Maximum Power Current -I <sub>MPP</sub> (A)	18.24	18.28	18.31	18.35	18.38	18.42	18.46
Open Circuit Voltage -V <sub>OC</sub> (V)	41.6	41.8	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8
Short Circuit Current -I <sub>SC</sub> (A)	19.32	19.36	19.40	19.44	19.47	19.51	19.55
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

Product Bifaciality: 80±5%.

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power -P <sub>MAX</sub> (Wp)	441	445	449	452	457	460	464
Maximum Power Voltage -V <sub>MPP</sub> (V)	32.2	32.5	32.7	32.8	33.1	33.3	33.6
Maximum Power Current -I <sub>MPP</sub> (A)	13.69	13.69	13.72	13.77	13.79	13.81	13.83
Open Circuit Voltage -V <sub>OC</sub> (V)	39.4	39.6	39.7	39.9	40.1	40.3	40.5
Short Circuit Current -I <sub>SC</sub> (A)	14.42	14.45	14.47	14.51	14.53	14.56	14.59

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×35 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
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 <sub>MAX</sub>	-0.31%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.05%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

**WARRANTY**

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 1% first year degradation
- 0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

- Modules per box: 25/36 pieces
- Modules per 40' container: 549 pieces







# HiKu7 Mono PERC




580 W ~ 610 W

CS7L-580 | 585 | 590 | 595 | 600 | 605 | 610MS

## MORE POWER

-  Module power up to 610 W  
Module efficiency up to 21.6 %
-  Up to 3.5 % lower LCOE  
Up to 5.7 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Better shading tolerance

## MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*

 **Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\***

 **Linear Power Performance Warranty\***

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%  
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

## MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

## PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA  
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



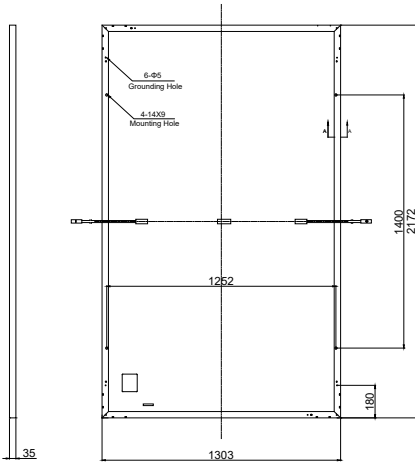
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 55 GW deployed around the world since 2001.

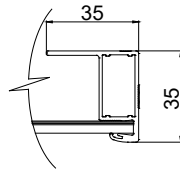
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

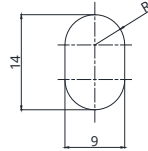
### Rear View



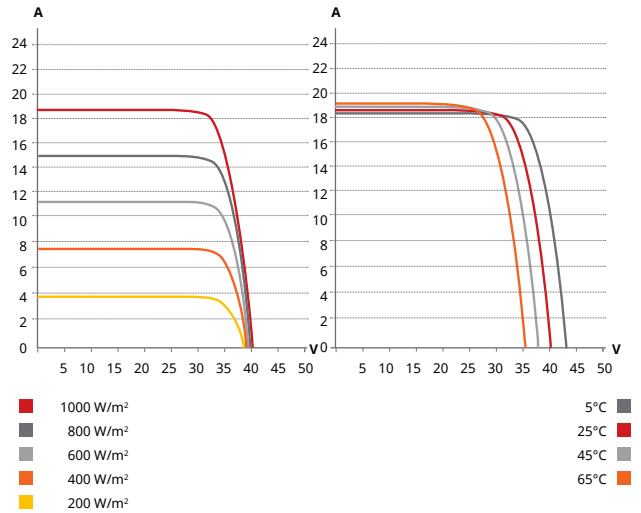
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS7L-590MS / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W	605 W	610 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V	35.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A	17.25 A	17.29 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A	18.52 A	18.57 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%	21.4%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL))						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6) ]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	31.0 kg (68.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 10 AWG (UL)
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS
Nominal Max. Power (Pmax)	435 W	439 W	442 W	446 W	450 W	454 W	457 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.0 V	32.2 V	32.3 V	32.5 V	32.7 V	32.9 V	33.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.60 A	13.64 A	13.70 A	13.73 A	13.77 A	13.80 A	13.83 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.8 V	39.0 V	39.2 V	39.4 V
Short Circuit Current (Isc)	14.73 A	14.77 A	14.80 A	14.85 A	14.89 A	14.93 A	14.97 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

## PARTNER SECTION



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

# SG250HX **New**

## Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



### HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- Compatible with bifacial module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function



### SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Online IV curve scan and diagnosis
- Fuse free design with smart string current monitoring



### LOW COST

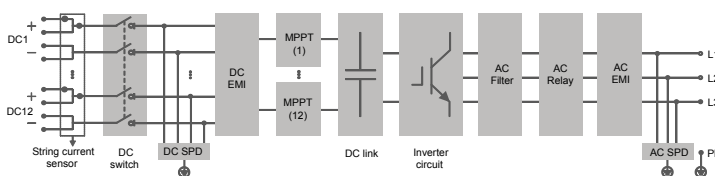
- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC) optional
- Q at night function



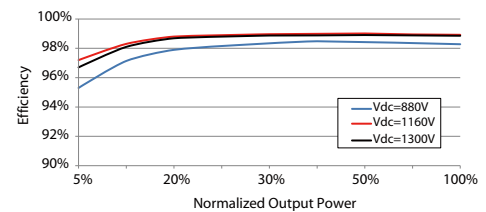
### PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 protection
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

## CIRCUIT DIAGRAM



## EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG250HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C/200 kVA @50°C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.7 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm <sup>2</sup> )
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part15 Sub-part B Class A Limits, California Rule 21
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control



## HT Series

225/250kW | Three phase  
6/12 MPPTs

The new HT1500V Series (225/250kW) is GoodWe's top inverter with an extensive list of features designed to reduce system and O&M costs. It is a perfect choice for the utilization of utility-scale centralized PV plants to maximize the return of investment. The HT1500V Series boasts options of 6 MPPTs and 12 MPPTs, power line communication 2.0, and is compatible with bifacial 182mm/210mm modules. It features string level monitoring and incorporated I-V curve diagnosis for intelligent detection of voltage and current issues. The series is also equipped with optional PID recovery function and can realize 24-hour monitoring. For GW225KN-HT & GW250KN-HT, the unique mechanism of smart string protection switch will minimize the energy generation loss when a short circuit or reverse connection occurs. The configuration of the HT1500V can be easily done via Bluetooth, while firmware diagnosis and upgrading can be operated remotely. These outstanding sets of features were conceived to ensure the lowest levelized cost of energy (LCOE) and a utility that runs efficiently.



Smart string protection switch\*



20 A max. current per string\*



String level monitoring



Power line communication 2.0



Technical Data	GW225K-HT	GW250K-HT	GW225KN-HT	GW250KN-HT
<b>PV String Input Data</b>				
Max. Input Voltage (V)	1500	1500	1500	1500
MPPT Operating Voltage Range (V)	500~1500	500~1500	500~1500	500~1500
Start-up Voltage (V)	550	550	550	550
Nominal Input Voltage (V)	1160	1160	1160	1160
Max. Input Current per MPPT (A)	30	30	60	60
Max. Short Circuit Current per MPPT (A)	50	50	90	90
Number of MPP Trackers	12	12	6	6
Number of Strings per MPPT	2	2	3	3
<b>AC Output Data</b>				
Nominal Output Power (kW)	225	250	225	250
Nominal Output Apparent Power (kVA)	225	250	225	250
Max. AC Active Power (kW)	247.5	250	247.5	250
Max. AC Apparent Power (kVA)	247.5	250	247.5	250
Nominal Output Voltage (V)	800, 3L / PE	800, 3L / PE	800, 3L / PE	800, 3L / PE
Nominal AC Grid Frequency (Hz)	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60
Max. Output Current (A)	178.7	180.5	178.7	180.5
Power Factor	~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)			
Max. Total Harmonic Distortion	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Efficiency</b>				
Max. Efficiency	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%
European Efficiency	98.5%	98.5%	98.7%	98.7%
<b>Protection</b>				
PV String Current Monitoring	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
Internal Humidity Monitoring	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
PV Insulation Resistance Detection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
Residual Current Monitoring	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
PV Reverse Polarity Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
Anti-islanding Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
AC Overcurrent Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
AC Short Circuit Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
AC Overvoltage Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
DC Switch	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
DC Surge Protection	Type II	Type II	Type II	Type II
AC Surge Protection	Type II	Type II	Type II	Type II
AFCI	Optional	Optional	Optional	Optional
PID Recovery	Optional	Optional	Optional	Optional
<b>General Data</b>				
Operating Temperature Range (°C)	-30~+60	-30~+60	-30~+60	-30~+60
Relative Humidity	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Max. Operating Altitude (m)	5000 (>4000 derating)	5000 (>4000 derating)	5000 (>4000 derating)	5000 (>4000 derating)
Cooling Method	Smart Fan Cooling	Smart Fan Cooling	Smart Fan Cooling	Smart Fan Cooling
Display	LED (LCD optional), Bluetooth+APP			
Communication	RS485 & PLC	RS485 & PLC	RS485 or PLC	RS485 & PLC
Communication Protocols	Modbus RTU	Modbus RTU	Modbus RTU	Modbus RTU
Weight (kg)	111	111	111	111
Dimension WxHxD (mm)	1091 × 678 × 341	1091 × 678 × 341	1091 × 678 × 341	1091 × 678 × 341
Topology	Non-isolated	Non-isolated	Non-isolated	Non-isolated
Self-consumption at Night (W)	<18	<18	<18	<18
Ingress Protection Rating	IP66	IP66	IP66	IP66
DC Connector	MC4 (4~6 mm <sup>2</sup> )	MC4 (4~6 mm <sup>2</sup> )	MC4 (4~6 mm <sup>2</sup> )	MC4 (4~6 mm <sup>2</sup> )
AC Connector	OT / DT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )			

\*: Please visit GoodWe website for the latest certificates.

\* For GW225KN-HT/GW250KN-HT only

\* The product appearance shown is GW225KN-HT/GW250KN-HT. The appearance may vary for GW225K-HT/GW250K-HT.









24 jun, 2022 11:42:44  
40.00353831N 4.25237529W ±9.94m  
357° N  
Novés  
Toledo  
Castilla-La Mancha  
Altitud:590.4m  
Velocidad:0.0km/h



24 jun, 2022 12:15:26  
40.00083646N 4.27010828W +3.79m  
293° NW  
3 Calle Albert Einstein  
Novés  
Toledo  
Castilla-La Mancha  
Altitud:616.9m  
Velocidad:0.0km/h

