

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



"PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO
DE UNA NAVE INDUSTRIAL"

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Junio -2023

AUTOR: Sergio Ivanisov Ivanisov

DIRECTOR/ES: Alberto Martínez Sentana

Firmado por IVANISOV
IVANISOV SERGIO - ***5874**
el día 11/06/2023 con un
certificado emitido por AC

Índice

1. RESUMEN EJECUTIVO.....	8
2. MEMORIA DESCRIPTIVA	9
2.1. LEGISLACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	9
2.2. OBJETO	12
2.3. DATOS DEL TITULAR	13
2.4. TÉCNICO REDACTOR.....	13
2.5. LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL LUGAR DE IMPLANTACIÓN ...	13
2.6. ESTUDIO PREVIO.....	15
2.6.1. SELECCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	15
2.6.2. SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	16
2.7. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	16
2.8. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS	18
2.8.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	18
2.8.2. INVERSOR	19
2.8.3. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	20
2.9. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	20
2.9.1. ACOMETIDA, LGA Y DERIVACIÓN INDIVIDUAL.....	20
2.9.2. DESCRIPCIÓN DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	21
2.9.2.1. CONDUCTOR DE PROTECCIÓN	22
2.10. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN INTERIOR	23
2.10.1. CLASIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES SEGÚN RIESGO DE LAS DEPENDENCIAS DE LOS LOCALES.....	23
2.10.1.1. LOCALES MOJADOS.....	23
2.10.1.2. INSTALACIONES GENERADORAS DE BAJA TENSIÓN.....	23
2.10.1.3. CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN	23

2.11. ESTRUCTURA DE SOPORTE	24
2.12. LÍNEA DE PUESTA A TIERRA.....	24
2.13. RED DE EQUIPOTENCIALIDAD.....	26
3. MEMORIA TÉCNICA.....	26
3.1. SALA DE APARATOS ELÉCTRICOS O ESPACIO DELIMITADO.....	26
3.2. MATERIAL ELÉCTRICO.....	26
3.2.1. CONDUCTORES CC	26
3.2.2. CONDUCTORES CA	27
3.2.3. PROTECCIONES CC	28
3.2.4. PROTECCIONES AC	29
3.2.5. CANALIZACIONES ELÉCTRICAS Y BANDEJAS DE CABLES	30
4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	31
4.1. DIMENSIONADO POTENCIA INSTALACIÓN.....	31
4.2. SOBRECARGA EN CUBIERTA	36
4.3. DISEÑO DE STRINGS E INVERSOR	38
4.4. DISEÑO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO.....	41
4.4.1. CABLEADO CC	41
4.4.1.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	42
4.4.2. CABLEADO AC	43
4.4.2.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	44
4.5. PÉRDIDAS.....	44
4.5.1. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN	44
4.5.2. PÉRDIDAS POR SOMBRA	45
4.5.4. PÉRDIDAS POR EFICIENCIA DEL CABLEADO	45
4.5.5. PÉRDIDAS POR DISPERSIÓN DE PARÁMETROS Y SUCIEDAD.....	45
4.5.7. EFICIENCIA DEL INVERSOR	45
4.6. BALANCE MEDIOAMBIENTAL	45

4.7. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PLACAS	46
5. PRESUPUESTO	47
5.1. ESTUDIO ECONÓMICO	48
5.2. ESTUDIO DE AHORRO Y RETORNO DE INVERSIÓN SIN FRACCIONAR	49
5.3. ESTUDIO DE AHORRO Y RETORNO DE INVERSIÓN FRACCIONANDO	50
5.4. BATERÍAS VIRTUALES.....	51
5.5. BATERÍAS FÍSICAS	52
6. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	56
6.1. OBJETO	56
6.2. NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD APLICABLES A OBRA.....	57
6.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EVITABLES Y MEDIDAS PREVENTIVAS	59
6.4 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	64
6.5. SERVICIOS GENERALES DE LA OBRA.....	65
6.6. PREVISIONES E INFORMACIONES ÚTILES PARA TRABAJOS POSTERIORES	65
7. ESTUDIO DE RESIDUOS	65
7.1. FASE DE CONSTRUCCIÓN	66
ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	69
ANEXO II: FICHA TÉCNICA DE INVERSOR A COMPARAR.....	79
ANEXO III: SIMULACIÓN SOLAREEDGE.....	84
ANEXO IV: PLANOS	87
8. REFERENCIAS.....	95

Índice de tablas

Tabla 1: Localización de la instalación fotovoltaica.....	13
Tabla 2: Comparación de paneles solares.....	15
Tabla 3: Resumen de las principales características del sistema.....	18
Tabla 4: Características módulos fotovoltaicos.....	19
Tabla 5: Características inversores.....	20
Tabla 6: Secciones conductor protección.....	23
Tabla 7: Secciones mínimas conductor de protección.....	25
Tabla 8: Consumo vs producción mensual.....	33
Tabla 9: Producción energética anual PVGIS.....	34
Tabla 10: Ratio de producción de energía por kWp PVGIS.....	34
Tabla 11: Ratio de producción de energía por kWp Solar Edge Designer.....	36
Tabla 12: Peso módulos con estructura.....	37
Tabla 13: Sobrecarga en cubierta.....	37
Tabla 14: Características técnicas lado CC del inversor.....	38
Tabla 15: Coeficientes de temperatura panel Longi.....	38
Tabla 16: Datos ficha técnica Longi de tensión.....	39
Tabla 17: Tensiones límite.....	40
Tabla 18: Datos ficha técnica Longi de intensidad.....	40
Tabla 19: Corrientes límite.....	40
Tabla 20: Rango de tensión para la configuración seleccionada.....	40
Tabla 21: Rango de intensidad para la configuración seleccionada.....	41
Tabla 22: Condiciones de operación del inversor.....	41
Tabla 23: Cálculos CC - Corriente.....	42
Tabla 24: Cálculos CC - Tensión.....	42
Tabla 25: Tensión en ramales.....	42
Tabla 26: Cálculos AC: Corrientes.....	43
Tabla 27: Cálculos AC: Tensiones.....	43
Tabla 28: Disyuntores seleccionados lado AC.....	44
Tabla 29: Emisiones ahorradas.....	46

Tabla 30: Presupuesto.....	48
Tabla 31: Estudio económico.....	48
Tabla 32: Estudio de ahorro y retorno de inversión.....	49
Tabla 33: Detalles simulación 1.....	50
Tabla 34: Estudio de ahorro y retorno de la inversión fraccionado.	51
Tabla 35: Detalles simulación 2.....	51
Tabla 36: EPI's movimientos de tierra.....	59
Tabla 37: EPI's Cimentaciones y estructuras.....	60
Tabla 38: EPI's instalaciones eléctricas.	61



Índice de figuras

Figura 1: Esquema informativo sobre normativas en sistemas fotovoltaicos.....	9
Figura 2: Clasificación modalidades de autoconsumo.....	11
Figura 3: Ubicación de la nave industrial.	14
Figura 4: Ubicación de la instalación fotovoltaica.	15
Figura 5: Esquema conexión instalación FV. (Sunfields, 2023)	21
Figura 6: Estructura coplanar.....	24
Figura 7: Ejemplo de instalación.	27
Figura 8: Consumo anual.....	31
Figura 9: Comparación de consumo vs producción con PVGIS.	33
Figura 10: Comparación mensual con PVGIS.....	34
Figura 11: Diseño 3D y distribución de módulos SolarEdge Designer.....	35
Figura 12: Vista del software durante la introducción de datos.	35
Figura 13: Resultados simulación Solar Edge Designer.....	36
Figura 14: Peso del soporte según catálogo fabricante.....	37
Figura 15: Sobrecargas de uso según CTE.....	37
Figura 16: Distancia de separación mínima entre módulos.....	46
Figura 17: Extracto ficha técnica baterías Huawei modelo Luna2000.....	53
Figura 18.: Esquema de conexión inversor híbrido - conectado a red.....	54
Figura 19: Smart Logger de Huawei.	54

1. RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo del presente proyecto es el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una nave industrial. Para ello, se han tomado curvas de carga y emplazamiento de diferentes empresas reales, para poder preservar la protección de datos, y realizar el diseño de la instalación fotovoltaica. Los datos referidos a la empresa que ostentará la instalación de los módulos fotovoltaicos serán meramente indicativos, no son datos reales de ninguna empresa en concreto.

Se tendrán en cuenta todos los factores, tanto económicos como técnicos, que afectan a los elementos que componen la instalación, llevando a cabo la solución óptima que mejor se ajuste a la normativa y a las necesidades del cliente.

Se utilizarán los datos de irradiación de la plataforma de la Unión Europea PVGIS para obtener la producción en el emplazamiento seleccionado, y compararlo con los datos obtenidos con un software de diseño fotovoltaico especializado como es SolarEdge Designer.

Finalmente, se expondrán los procedimientos necesarios para legalizar la presente instalación.

2. MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1. LEGISLACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

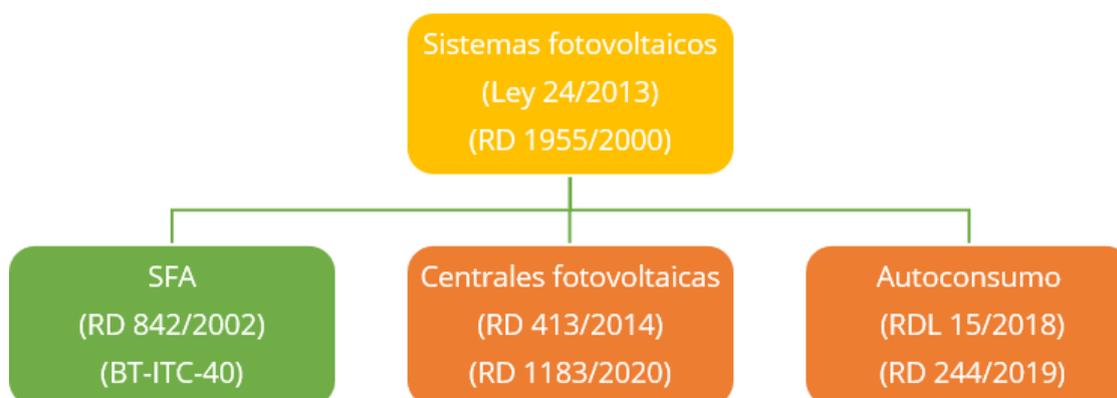


Figura 1: Esquema informativo sobre normativas en sistemas fotovoltaicos.

En cuanto a los sistemas de reglamentación, los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en 3 tipos, sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), centrales fotovoltaicas (CFV) y sistemas de autoconsumo (SFCA).

La Ley del Sector Eléctrico (Ley 24/2013) y el RD 842/2002 son de aplicación a los 3 sistemas expuestos. El RD 842/2002 es el que marca la regulación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y la Ley 24/2013 es referenciada en los diferentes Reales Decretos, especialmente en el RD 1955/2000, que marca la regulación de todas las actividades del sector eléctrico y siempre debe ser tenido en consideración.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos o sistemas aislados, son los que no tienen conexión a la red eléctrica, y por lo tanto el consumidor es totalmente autosuficiente con su energía, sin depender de ninguna comercializadora. Estos sistemas pueden estar conectados a baterías. Este tipo de instalación se rige por el REBT, y especialmente por la ITC-BT-40: Instalaciones Generadoras de baja tensión.

En cuanto a su legalización, se distinguen dos casos, para potencia superior a 10 kW:

- Es necesaria una Memoria Técnica de Diseño (MTD) del instalador o empresa de ingeniería.

- Certificado de instalaciones eléctricas (CIE). La norma que regula quienes son los técnicos competentes para poder tramitar el CIE es la ITC-BT-03, donde se explica los requisitos para ser instalador autorizado en baja tensión

En instalaciones superiores a 10 kW:

- Proyecto. Firmado por un ingeniero
- Certificado de instalación eléctrica.
- Certificado del ingeniero donde se certifica que la instalación se ha realizado conforme al proyecto.

Las centrales fotovoltaicas o huertos solares, son sistemas conectados a red con el objetivo de inyectar la máxima energía eléctrica posible a la red, por lo que no tiene consumos asociados.

Para instalaciones de potencia menor o igual a 100 kW, la legislación se rige por lo fijado en el RD 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Para potencias superiores a los 100 kW, la normativa de aplicación es la siguiente:

- RD 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- RDL 23/2020, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- RD 1183/2020, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Circular 1/2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

En cuanto a instalaciones de autoconsumo, que es en lo que se basa el presente proyecto, la normativa de aplicación es:

- RDL 15/2018 (derogó lo referente al famoso impuesto al Sol del RD 900/2015).

- RD 244/2019, que desarrolla normativamente el RDL 15/2018.



Figura 2: Clasificación modalidades de autoconsumo.

En estos Decretos se dividen las instalaciones fotovoltaicas en dos modalidades:

- Autoconsumo sin excedentes: aquellos que no vierten a la red eléctrica. Estos sistemas deben de contener un sistema antivertido que garantice que no se vierta energía excedentaria a la red. No son necesarios los puntos de acceso y conexión.
- Autoconsumo con excedentes: aquellos que vierten la energía no consumida a la red eléctrica.

Dentro del autoconsumo con excedentes, existen dos modalidades: acogidas a compensación y sin compensación. Para estar acogidas a compensación, se han de cumplir todas las condiciones presentadas en la figura 2. Con esta modalidad, la comercializadora compensa económicamente al consumidor en su factura eléctrica. En cuanto a la modalidad sin compensación, el consumidor vierte a la red sus excedentes, pero no tiene compensación en su factura por parte de la comercializadora, la energía

excedentaria se venderá al precio del mercado eléctrico en ese momento. Siendo esta la modalidad del presente proyecto.

Finalmente, la instalación próxima a través de red, se corresponde a cuando la instalación generadora se encuentra en otro lugar del punto en el que se quiere consumir esa energía. Es decir, la energía generada se distribuye a través de la red eléctrica hasta llegar al lugar del consumo asociado a dicha instalación.

En cuanto a su legalización, para instalaciones con potencia inferior a 10 kW se requiere una MTD, y para potencias superiores se requiere de proyecto.

La documentación asociada varía dependiendo de la modalidad de autoconsumo de la instalación fotovoltaica. En la comunidad Valenciana, se legaliza por medios telemáticos mediante su página web oficial. En ella, se definen los procedimientos y documentación necesaria en cada caso.

Tal como se establece en la Instrucción 05 del REBT, toda instalación fotovoltaica con potencia superior a 25 kW debe de pasar una inspección de un Organismo de Control Autorizado (OCA). Estos organismos son los encargados de verificar y certificar el cumplimiento de las condiciones de seguridad para prevenir riesgos derivados de la utilización de las instalaciones, una vez la instalación se encuentra finalizada.

Para poder actuar como organismo de control, estas entidades deben ser acreditadas por la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC).

2.2. OBJETO

La presente memoria tiene por objeto especificar las características de la instalación eléctrica de baja tensión de generación mediante tecnología solar fotovoltaica para autoconsumo individual de 200 kW de potencia nominal y 243 kWp con excedentes y sin compensación, acogida al RD 244/2019 sobre la cubierta de la fábrica industrial de una parcela del Parque Empresarial de Elche (Alicante).

2.3. DATOS DEL TITULAR

Titular: Empresa en la que se desarrolla la instalación fotovoltaica.

Domicilio social: C/ Santiago Ramón y Cajal, 27. CP 03203

CIF: B12345678

2.4. TÉCNICO REDACTOR

El titular encarga la redacción del proyecto a la empresa EFFITECH SPAIN, S.L.

Empresa: Universidad Miguel Hernández de Elche.

Representante: Sergio Ivanisov Ivanisov.

CIF: Q5350015C.

Domicilio: Avenida de la Universitat d'Elx, S/N, CP 03202 Elche (Alicante).

El técnico redactor del presente proyecto es:

Sergio Ivanisov Ivanisov.

Colegiado: nº 1 del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de la Comunidad Valenciana.

Domicilio a efectos de comunicación: Avenida de la Universitat d'Elx, S/N, CP 03202 Elche (Alicante).

2.5. LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL LUGAR DE IMPLANTACIÓN

La instalación fotovoltaica se ubicará sobre la cubierta de la nave industrial que el cliente posee en el término municipal de Elche, C/ Santiago Ramón y Cajal 27, CP 03203 Elche (Alicante).

Las coordenadas son:

Coordenadas Geográficas	
Latitud:	N: 38,294910
Longitud:	W: -0,614118

Coordenadas UTM	
HUSO: 30 ETRS89	
X:	708646,54
Y:	4241229,75

Tabla 1: Localización de la instalación fotovoltaica.

El edificio se corresponde a la referencia catastral 8714202YH0481D0001GS (fábrica y oficinas en la nave industrial), la construcción tiene una superficie total construida de 3.887 m². La instalación del generador fotovoltaico se realizará sobre la cubierta de la fábrica, y el punto de conexión de los 2 inversores a través de su cuadro de protecciones se realizará en el cuadro general de la fábrica (red interior) en la parcela catastral.

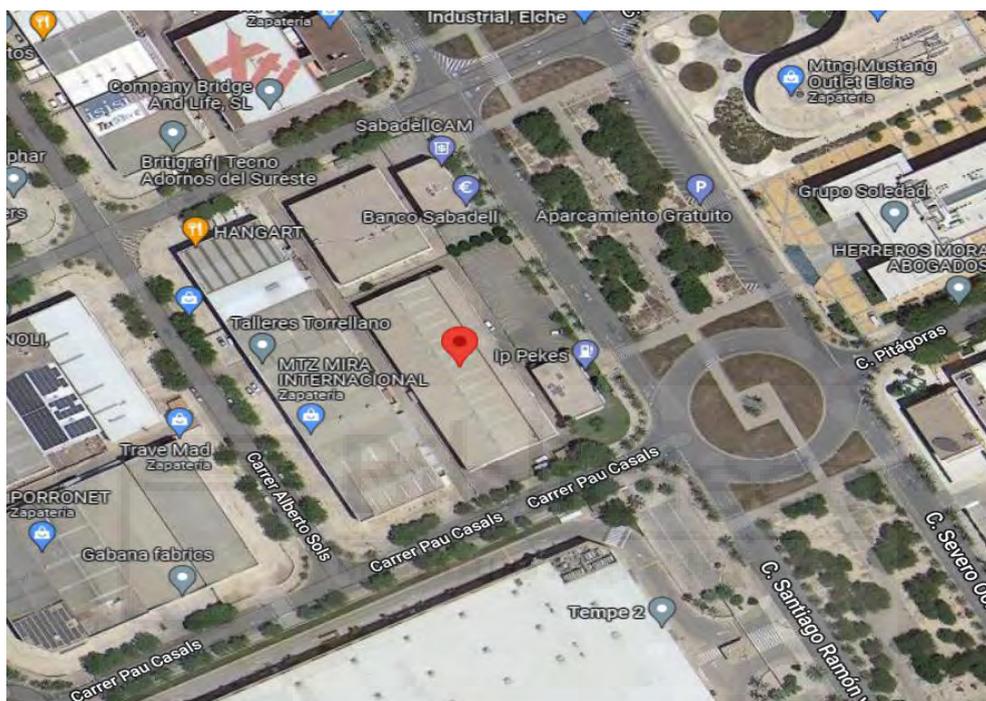


Figura 3: Ubicación de la nave industrial.

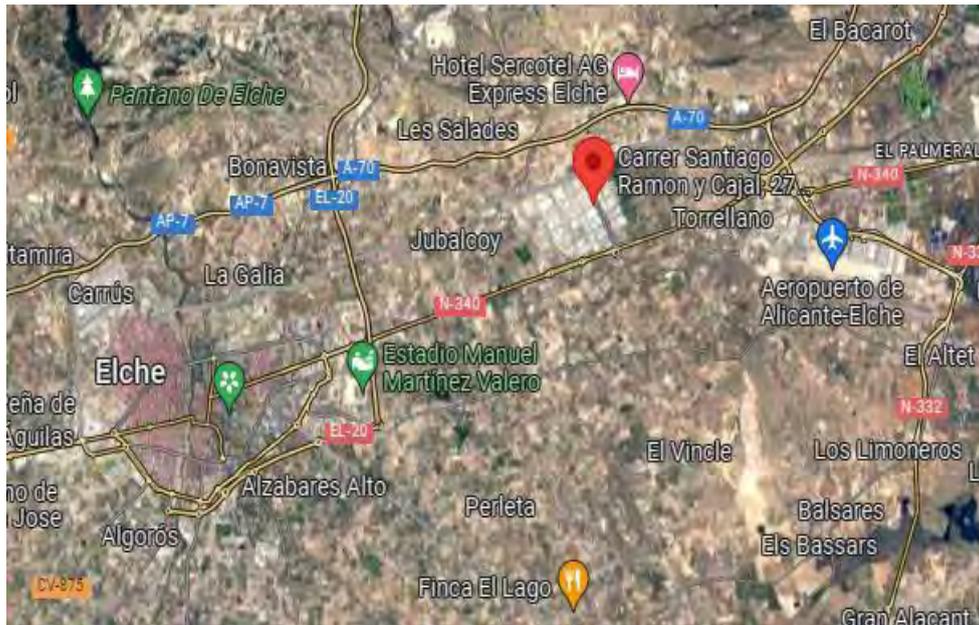


Figura 4: Ubicación de la instalación fotovoltaica.

2.6. ESTUDIO PREVIO

2.6.1. SELECCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para seleccionar el modelo adecuado para esta instalación, se han comparado módulos solares de diferentes fabricantes, y de empresas que actúan como proveedores de estos productos, como pueden ser Autosolar, Tienda dólar, o Technosun.

Marca	Potencia (W)	Precio (€)	W/€
JA Solar	540	247,37	2,18296
Canadian Solar	545	253,84	2,14702
Longi	540	242,25	2,22910
Trina Solar	500	228,46	2,18857
Seraphim	530	239	2,21757

Tabla 2: Comparación de paneles solares.

Obteniendo que el panel con mejor relación calidad-precio es el del fabricante Longi, al obtener mayor potencia por cada euro invertido.

Por lo que la instalación se dimensionará con paneles del fabricante Longi, modelo LR5-72HPH-540M, de 540 W de potencia. De manera que, la potencia pico de la instalación será de 243 kWp, al ser múltiplo de 540.

Se detallarán las características en mayor profundidad de los paneles, su distribución, y el dimensionado de la potencia de la instalación en capítulos posteriores.

2.6.2. SELECCIÓN DEL INVERSOR

En cuanto al inversor, se ha optado por el fabricante Huawei, al tener mejores características técnicas, en cuanto al rango de intensidades soportadas por MPPT, que inversores de otros fabricantes.

Uno de sus competidores directos, como es Fronius, en su modelo Taurus ECO 100-3-D soporta una corriente máxima de entrada en continua de 22 A. Mientras que su homólogo en Huawei soporta hasta 30 A por MPPT, como se puede comprobar en la ficha técnica anexada a este proyecto.

Es por esto que resulta más operativo en cuanto al diseño y seguridad de la instalación seleccionar el inversor de Huawei, modelo SUN 2000-100KTL-M2.

2.7. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo, en su artículo 4, en el que se clasifican las modalidades de autoconsumo, la instalación fotovoltaica pertenece a autoconsumo fotovoltaico con excedentes no acogida a compensación.

Se pretende la instalación de un generador fotovoltaico de 243 kWp, mediante 2 inversores de 100 kW nominales con conexión trifásica conectada a la red interior del suministro asociado con el CUPS del cliente. A modo de ejemplo, el valor numérico del Código Universal de Punto de Suministro (CUPS), tiene la siguiente forma: ES0021000001231231AA.

El campo generador estará ubicado la cubierta de la nave y los inversores en un espacio dedicado para tal fin en el interior de la nave. Los módulos fotovoltaicos se distribuirán en series sumando un total de 450 módulos. Todas las series serán formadas por paneles Longi LR5-72HPH-540M de 540 Wp. Se distribuyen en series de 16 y 17 módulos por string. En el esquema unifilar, se especifican las conexiones en detalle.

La superficie donde se colocarán los módulos fotovoltaicos comprende un área total de 2045 m² sobre la cubierta de la nave industrial, donde el área total de los módulos fotovoltaicos es 1150,22 m².

Una parte del campo generador fotovoltaico, de 225 módulos, tendrá una orientación al suroeste con azimut de 63° y una inclinación de 9° con respecto a la horizontal. La otra parte del campo generador, de 225 módulos, se corresponde con una orientación al noroeste con azimut de -117°, con la misma inclinación respecto a la horizontal de 9°.

La estructura del sistema será sobre soporte coplanar microrail de fijación a chapa metálica grecada, del fabricante Sunfer o similar.

Se instalarán dos inversores Huawei modelo SUN2000-100KTL-M1, de potencia nominal 100 kW cada uno, colgados en la pared, en lugar específico asignado para su uso. Esta ubicación se encuentra a 25 metros del cuadro general de la fábrica. Los inversores se colgarán en la pared mediante las fijaciones suministrados con los dispositivos.

Desde el inversor se ejecutará una línea eléctrica de sección 3 x 150 + 1 x 150 + TT x 95 de cobre en canalización nueva de bandeja perforada hasta el cuadro general de Baja Tensión del edificio, localizado en sala interior del mismo.

El cableado CC (strings) desde el campo generador hasta el inversor será de sección 1 x 6 + 1 x 6 + TT x 6 de cobre. Se realizará en montaje superficial mediante bandeja metálica perforada apoyada en la cubierta del edificio o rejiband apoyados en la cubierta del edificio.

La siguiente tabla resume la configuración propuesta:

Módulos fotovoltaicos por inversor	
Potencia módulo (W)	540
Nº módulos serie	13 series de 16 y 1 de 17
Nº de series paralelo/MPPT	DISPONIBLES 20, USADAS 14

Nº de entradas MPPT/inversor	10
Nº de módulos inversor	225
Potencia generador/inversor (kW)	121.5

Inversores	
Nº total inversores	2
Potencia (kW)	100
Potencia total (kW)	200

Características campo fotovoltaico	
Nº total módulos	450
Potencia total (kWp)	243
Área total módulos(m ²)	1150.22
Tipo de conexión	Trifásica

Tabla 3: Resumen de las principales características del sistema.

2.8. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS

2.8.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Las características de los módulos de la instalación son:

Características generales	
Fabricante	Longi
Modelo	LR5-72HPH-540M
Potencia máxima Pmax (W)	540
Tipo de panel	Monocristalino
Nº de células	144

Periodo de garantía de producción	25 años
-----------------------------------	---------

Características técnicas (NOCT)	
Tensión a circuito abierto (Voc)	46,41 V
Intensidad de cortocircuito (Isc)	11,20 A
Corriente de potencia máxima (Imax)	10,40 A
Tensión de potencia máxima (Vmax)	38,78 V

Dimensiones	
Longitud (mm)	2256
Ancho (mm)	1133
Fondo (mm)	35

Tabla 4: Características módulos fotovoltaicos.

2.8.2. INVERSOR

Los inversores utilizados serán del fabricante HUAWEI, modelo SUN2000-100KTL-M1 con 100 kW de potencia nominal. La tensión de salida será trifásica de 400 V con una frecuencia de trabajo de 50 Hz.

Los inversores tienen un grado de protección IP-65, y se fijarán en la pared en el interior de la nave. La instalación de los equipos se ajustará a las normas eléctricas nacionales, a las especificaciones técnicas de la Empresa Distribuidora y a las especificaciones del fabricante.

Inversor SUN2000 100KTL M1	
Potencia nominal AC	100,0 kW

Potencia máxima AC	110,0 kW
Tensión de Funcionamiento CC MPPT	200 - 1000 V
Número MPPT	10
Tensión máxima CC	1100 V
Corriente máxima CC / MPPT	26 A
Tensión nominal CA	400 V
Corriente máxima CA	160 A
Eficiencia máxima	0,986
Eficiencia europea	0,984
Frecuencia de operación	50 Hz

Tabla 5: Características inversores.

2.8.3. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

Estos modelos de inversores disponen de su propio sistema de medición de la energía generada. La compañía fabricante de los inversores en este caso, Huawei, ofrece un sistema de monitorización online a través de su página web www.fusionsolar.com, accesible desde cualquier PC, móvil u otros dispositivos. Se instalará un datalogger y un medidor de energía para la monitorización.

2.9. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

2.9.1. ACOMETIDA, LGA Y DERIVACIÓN INDIVIDUAL

La instalación fotovoltaica es una conexión en red interior de la instalación existente, por lo tanto, no afecta a la Acometida, a la LGA ni a la Derivación Individual.

En caso de que sí afectara, se diseñará conforme a lo expuesto en la ITC-BT-14 y ITC-BT-15 del reglamento de Electrotécnico de Baja Tensión.

Esquema tipo de una instalación de autoconsumo conectada a red

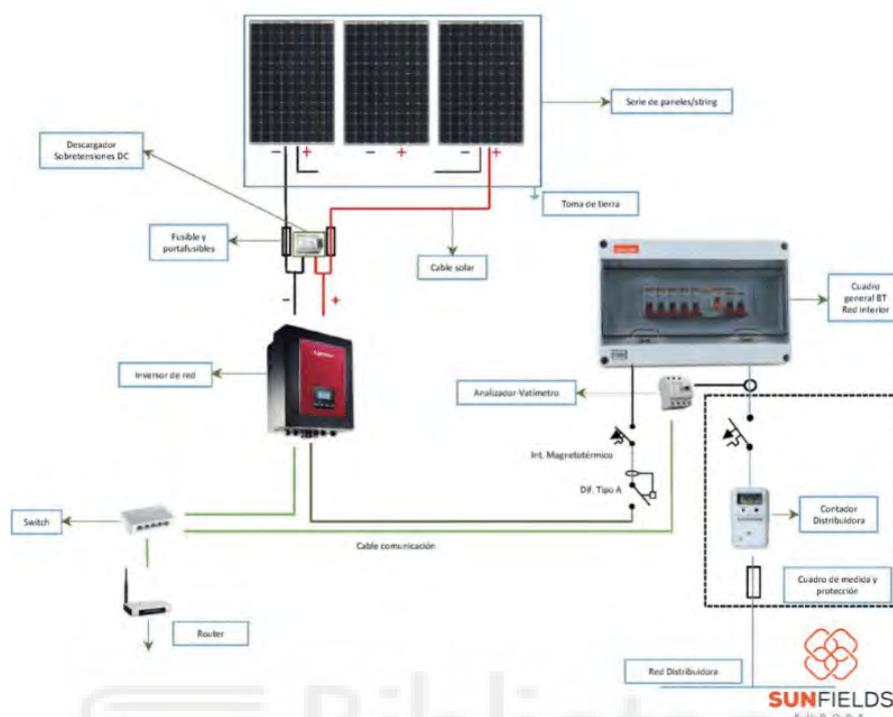


Figura 5: Esquema conexión instalación FV. (Sunfields, 2023)

2.9.2. DESCRIPCIÓN DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La distribución de las líneas se realizará mediante conductores de cobre electrolítico con un coeficiente de resistividad de 0,018 ohmios con aislamiento de 1.000/600 V para las líneas de AC y 1500V para las líneas CC. Se puede considerar la instalación de cables de aislamiento 750/450 V en caso justificado respetando las protecciones más estrictas en tema de su canalización. Se considerarán como conductores activos, los destinados a la transmisión de la energía eléctrica. Para líneas trifásicas se utilizarán tres conductores activos y un conductor de neutro y otro de tierra.

- Para las líneas monofásicas, un conductor activo, otro neutro y otro de tierra.
- Los conductores activos o de fase serán de color marrón o negro.
- Los conductores de protección o neutro serán de color azul.
- Los conductores de toma de tierra serán de color amarillo-verde.

Para el lado de corriente continua, el cableado será solar H1Z2Z2-K de 1,5kV/1,5kV de aislamiento, y se fijará a la cubierta mediante canaletas para asegurar una mayor protección.

Mientras que para el lado corriente alterna, se utilizarán tubos corrugados hasta llegar a la planta baja. El segundo tramo, en canaleta de PVC sobre pared con cables unipolares, se corresponde hasta llegar al cuadro eléctrico del interior de la nave, situado en la planta baja de la misma. Corresponde al método de instalación B1. El cableado será RZ1-K 0,6/1kV de aislamiento, cumpliendo con la norma UNE 21123.

Las canalizaciones del cableado eléctrico cumplen con las prescripciones contenidas en el ITC-BT del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, distribuidas tal como se indica en los planos.

Estos elementos de conducción de cables tendrán características equivalentes a los clasificados como no propagadores de llama de acuerdo con las Normas UNE-EN 50085-1 y UNE-EN 61386-1.

2.9.2.1. CONDUCTOR DE PROTECCIÓN

Para la sección del conductor neutro se tendrá en cuenta el máximo desequilibrio de las corrientes armónicas y su comportamiento, en función de las protecciones establecidas ante las sobrecargas y cortocircuitos que pudiesen presentarse. El conductor neutro tendrá una sección mínima al 50 por 100 de la correspondiente al conductor de fase, no siendo inferior a los valores establecidos en la tabla 1 del vigente reglamento de baja tensión.

SECCIONES (mm²)	
FASE	NEUTRO
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70

150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Tabla 6: Secciones conductor protección.

2.10. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN INTERIOR

2.10.1. CLASIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES SEGÚN RIESGO DE LAS DEPENDENCIAS DE LOS LOCALES

2.10.1.1. LOCALES MOJADOS

La instalación objeto de este proyecto está considerada como local mojado, ya que el campo generador se encuentra en la intemperie. Las instalaciones cumplirán lo establecido en la ITC-BT-30, capítulo 2, del vigente reglamento electrotécnico de baja tensión.

Las canalizaciones serán estancas, utilizándose terminales, empalmes y conexiones de las mismas, sistemas y dispositivos que presenten el grado de protección mínimo IP55.

2.10.1.2. INSTALACIONES GENERADORAS DE BAJA TENSIÓN

La instalación fotovoltaica es una instalación generadora interconectada a la red interior de la instalación de baja tensión en el cuadro de distribución principal, tal como se ha mencionado anteriormente.

Por lo tanto, deberá cumplir con todo lo establecido en la ITC-BT-40 apartado 4.3 instalaciones interconectadas, y con todas las masas metálicas de la instalación conectadas a tierra.

2.10.1.3. CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN

El cuadro da servicios a todos los usos eléctricos del edificio, y entre ellos se conecta la instalación fotovoltaica.

2.11. ESTRUCTURA DE SOPORTE

La sección se conforma a través de un soporte coplanar microrail de fijación a chapa metálica horizontal. Se instalará con un sistema kit del fabricante a través de cuál se producen anclajes a chapa y greca, con tornillos de anclaje autoroscantes con el objetivo de evitar virutas de la chapa. Se incluye una junta de estanqueidad, y la distancia entre grescas será ≤ 400 mm.



Figura 6: Estructura coplanar.

2.12. LÍNEA DE PUESTA A TIERRA

De acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su instrucción ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de Baja Tensión, capítulo 8, “Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución Pública, ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a ésta: aisladas, asistidas o interconectadas”.

Por tratarse de una red interconectada: Instalación generadora con punto de conexión en la red de distribución de baja tensión en la que hay otros circuitos e instalaciones de baja tensión conectados a ella, independientemente de que la finalidad de la instalación sea tanto vender energía como alimentar cargas, en paralelo con la red. Se demuestra que se cumple con:

- Por ser una instalación en edificio, se conectarán todas las masas metálicas (estructura soporte y módulos fotovoltaicos al borne de puesta a tierra del edificio de todas las masas metálicas de la instalación interior).
- La instalación cumple con lo establecido en la ITC- BT-24 del REBT sobre la protección contra contactos directos e indirectos, con el fin de proporcionar seguridad personal. Utilizando dispositivos de protección de corriente diferencial-residual.
- El fabricante del inversor justifica mediante ensayo que la corriente continua inyectada a red no supera el 0,5% de la corriente nominal, habiendo sido comprobado mediante ensayo por laboratorio externo, tal como indica la “Nota de interpretación de equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en Baja Tensión” del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con resultado favorable.

La toma de tierra de la instalación es existente, únicamente se instalará el conductor de protección que une las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de garantizar que no existan diferencias de potencial entre dos masas o elementos metálicos que puedan ser tocados simultáneamente por una persona.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla 2 de la ITC-BT-18.

Sección de los conductores de fase S (mm²)	Sección mínima del conductor de protección correspondiente (mm²)
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

Tabla 7: Secciones mínimas conductor de protección.

2.13. RED DE EQUIPOTENCIALIDAD

Todas las masas metálicas de los aparatos estarán conectadas a tierra, por lo que en toda la instalación no habrá diferencia de potencial.

3. MEMORIA TÉCNICA

El documento tiene como objetivo presentar la metodología y los resultados del cálculo y el dimensionamiento eléctrico (cables y conductos) de una Planta Solar Fotovoltaica de 200 kW nominales y 243 kWp conectada a la red.

3.1. SALA DE APARATOS ELÉCTRICOS O ESPACIO DELIMITADO

Los inversores se fijarán en raíles propios en las paredes existentes o espacio específicamente diseñados para esta función, será un espacio en la nave que protege los inversores ante las inclemencias del clima, como ante acceso de personal no autorizado.

Además, dentro de este recinto mencionado se instalará un cuadro de protección de CA para el Sistema Fotovoltaico (CSFV) y un Cuadro de Comunicación de Monitorización (CCOM).

3.2. MATERIAL ELÉCTRICO

3.2.1. CONDUCTORES CC

En el lado de CC el cableado será del tipo Solar, en cobre flexible con cubierta de XLPE resistente a los rayos UV y aislamiento de HEPR de 1,5 kV como mínimo, con sección unipolar de 6mm² como mínimo. Los cables serán resistentes a temperaturas de 90 °C y podrán protegerse adicionalmente de los rayos UV mediante conductos adecuados en las partes en las que pueda haber radiación solar directa aunque se evite la exposición por todos los medios.

En el campo de generación, los cables fotovoltaicos se instalarán en la cubierta plana, inclinada de 9°, del edificio sobre estructura coplanar para chapa grecada Sunfer, capaz de soportar esfuerzos mecánicos permanentes y variables, como el peso de la estructura de módulos y los cables y la acción de las inclemencias del tiempo. El sistema de estructura posee un certificado y garantía que resiste estos esfuerzos que exige la legislación (suponiendo una instalación correcta según manual del fabricante). Hay que

asegurarse de que el lugar elegido no acumule agua y de que los cables no se aflojen o se tensen. En ninguno de los dos casos se pueden estrangular los cables.

Los cables de interconexión deben circular por debajo de los módulos, debidamente fijados en los marcos de los mismos. Para la circulación entre las diferentes unidades y hacia los puntos de bajada, los cables estarán debidamente encerrados en conductos metálicos perforados con tapa atornillada. Las bandejas de cables serán galvanizadas en caliente con dimensiones adecuadas a los circuitos protegidos.

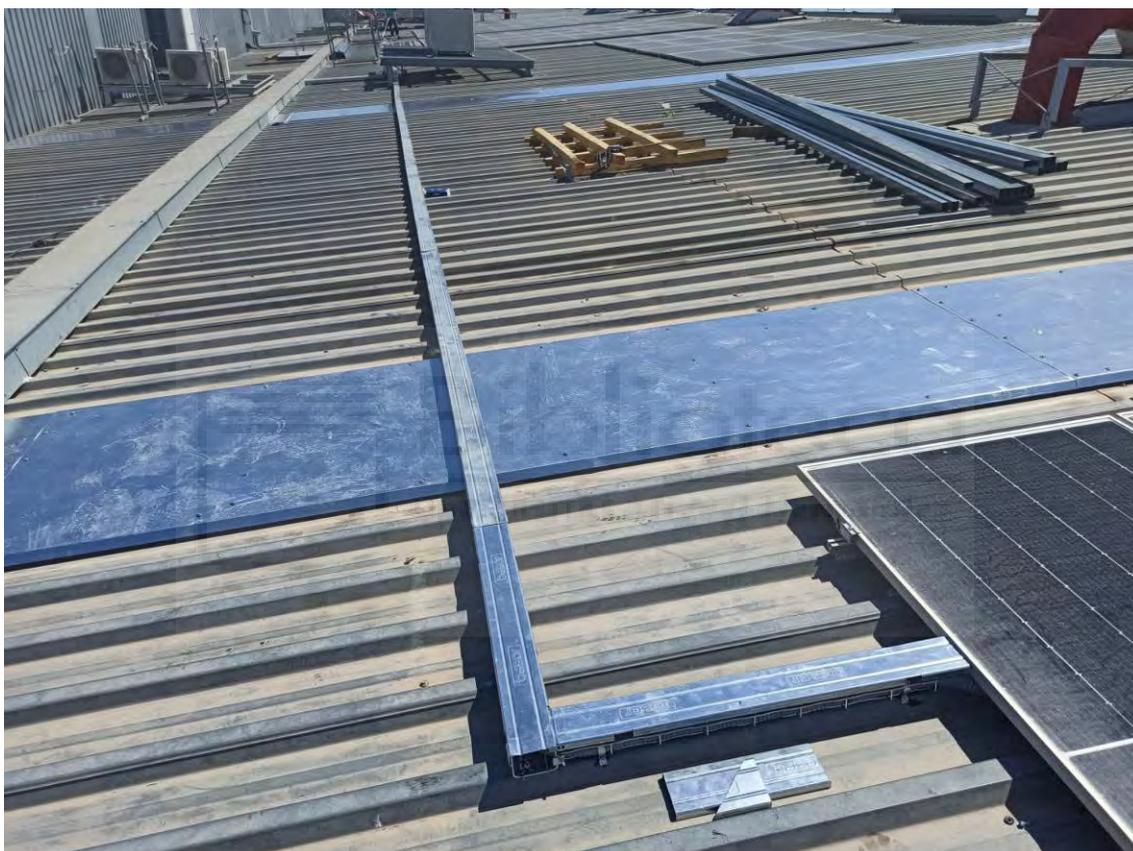


Figura 7: Ejemplo de instalación.

Los conectores de los cables deberán tener un grado de protección mínimo IP-66, ser compatibles con los conectores de los módulos e inversores, y ser resistentes a una temperatura de al menos 90 °C y a los rayos UV, si se instalan en el exterior.

3.2.2. CONDUCTORES CA

El cableado será de cobre y deberá cumplir con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Los conductores se dimensionarán respetando los límites máximos admisibles de caída de tensión, corriente máxima admisible y pérdida total de energía en los conductores.

Para su dimensionamiento, se admitirá una caída de tensión máxima del 1,5%.

3.2.3. PROTECCIONES CC

El inversor ya incorpora las protecciones de CC necesarias para el funcionamiento y el mantenimiento seguro de los equipos y las personas. En el inversor hay 20 entradas protegidas por fusible en el polo positivo para proteger contra la polarización inversa de las cadenas. Además de la protección por fusible, el inversor cuenta con un interruptor de aislamiento de CC y un SPD de CC de clase II.

- Protecciones contra choques eléctricos

Las partes activas se aislarán de cualquier contacto directo utilizando recintos o conductos que garanticen una separación adecuada.

- Protección contra sobrecargas y corto-circuito

Para proteger ante cortocircuito el inversor incluye en su interior los fusibles adecuados.

- Seccionamiento

Los inversores considerados tienen circuito de corriente continua en carga seccionado.

- Protección contra sobretensiones

Los inversores elegidos tienen incorporados las protecciones de SPD de tipo 2, destinado a equipos que pretenden la conexión a una instalación eléctrica fija, tal como se dispone en la ITC-BT-23. Según la legislación vigente es suficiente por el hecho de que el edificio tiene pararrayos en las cuatro esquinas.

- Puesta a tierra y equipotencialización

Todos los elementos metálicos de la parte de CC que no estén destinados a conducir la corriente se conectarán a la toma de tierra principal de la instalación.

3.2.4. PROTECCIONES AC

Se instalará un cuadro de protecciones a la salida del inversor, denominado como Cuadro Secundario de Fotovoltaica (CSFV), para cumplir con lo especificado la norma IEC 60947-2 y REBT. Este cuadro secundario dispondrá de un disyuntor magneto-térmico y un disyuntor magneto-térmico diferencial adaptados a las funcionalidades del circuito.

Todo el circuito de CA de baja tensión será protegido por un disyuntor magneto-térmico tetrapolar, actuando como disyuntor principal tendrá una función de desconexión de carga para la instalación.

Los disyuntores serán tetrapolares, de caja moldeada y con función magneto-térmico.

Se puede encontrar más información sobre las especificaciones de las protecciones y los componentes en el Diagrama Unifilar.

- Protección contra choque eléctrico

Con el fin de proteger a las personas y a los animales de las descargas eléctricas, debido al riesgo asociado al contacto accidental, o a los fallos que puedan poner accidentalmente una masa bajo tensión, se aislarán las partes en tensión y se utilizarán recintos bien fijados y de suficiente resistencia y durabilidad para preservar los grados de protección requeridos, así como una separación adecuada.

- Protección contra sobrecorriente, sobrecarga y corto-circuito

Se instalará un disyuntor magneto-térmico tetrapolar con curva de disparo tipo C en la salida de CA de cada inversor más uno general para el Sistema Fotovoltaico.

Al ser de curva tipo C, este dispositivo actuará como elemento de corte pasados 0,1 segundos para un valor de 5 a 10 veces la intensidad nominal del dispositivo que se seleccione.

- Dispositivo de seccionamiento

Los disyuntores magneto-térmicos actuarán también como dispositivos de desconexión voluntaria.

- Etiquetado de Advertencia de Generación Propia

Se fijará un etiquetado de advertencia, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión y con los requisitos de la Norma Técnica de la Distribuidora.

De acuerdo con el vigente Reglamento electrotécnico para baja tensión, todas las partes metálicas que no estén destinadas a conducir la corriente, como cajas, bandejas y estructura de protección, deben estar interconectadas eléctricamente y aisladas de la parte energizada, además de estar conectadas a los electrodos de tierra. La toma de tierra de la instalación fotovoltaica se conectará a la toma de tierra de la Unidad Consumidora.

La sección de los conductores de protección debe respetar las secciones mínimas establecidas en la ITC-BT-18, presentadas anteriormente.

3.2.5. CANALIZACIONES ELÉCTRICAS Y BANDEJAS DE CABLES

Todos los cables deben colocarse correctamente en los conductos o bandejas para evitar salientes, tensiones mecánicas y cuellos de botella. En ningún caso se instalarán curvas con una desviación superior a 90°.

Los conductos resistentes a la intemperie deben ser de acero galvanizado en caliente o de aluminio.

Todo el cableado de CC se canalizará con conductos resistentes a la intemperie siempre que pase por partes no protegidas de la incidencia directa de la radiación solar.

Los cables finales de la serie se conducirán por la parte trasera de los módulos fotovoltaicos hasta la bandeja de cables principal galvanizada, encargada de centralizar el cableado de CC. En el lado de la corriente alterna, los cables deben mantenerse siempre fuera del alcance de personas y animales, dentro de un conducto o canalización hasta el nivel del suelo.

Los conductos a empotrar o enterrar deben ser del tipo corrugado de HDPE (Polietileno de Alta Densidad) con hilo guía de poliéster para facilitar el paso de los cables eléctricos.

4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

4.1. DIMENSIONADO POTENCIA INSTALACIÓN

Para poder hacer un buen dimensionado de la potencia a instalar, es necesario conocer los consumos diarios del cliente. Por ello, se obtienen las curvas de carga de Iberdrola a lo largo de todo un año.

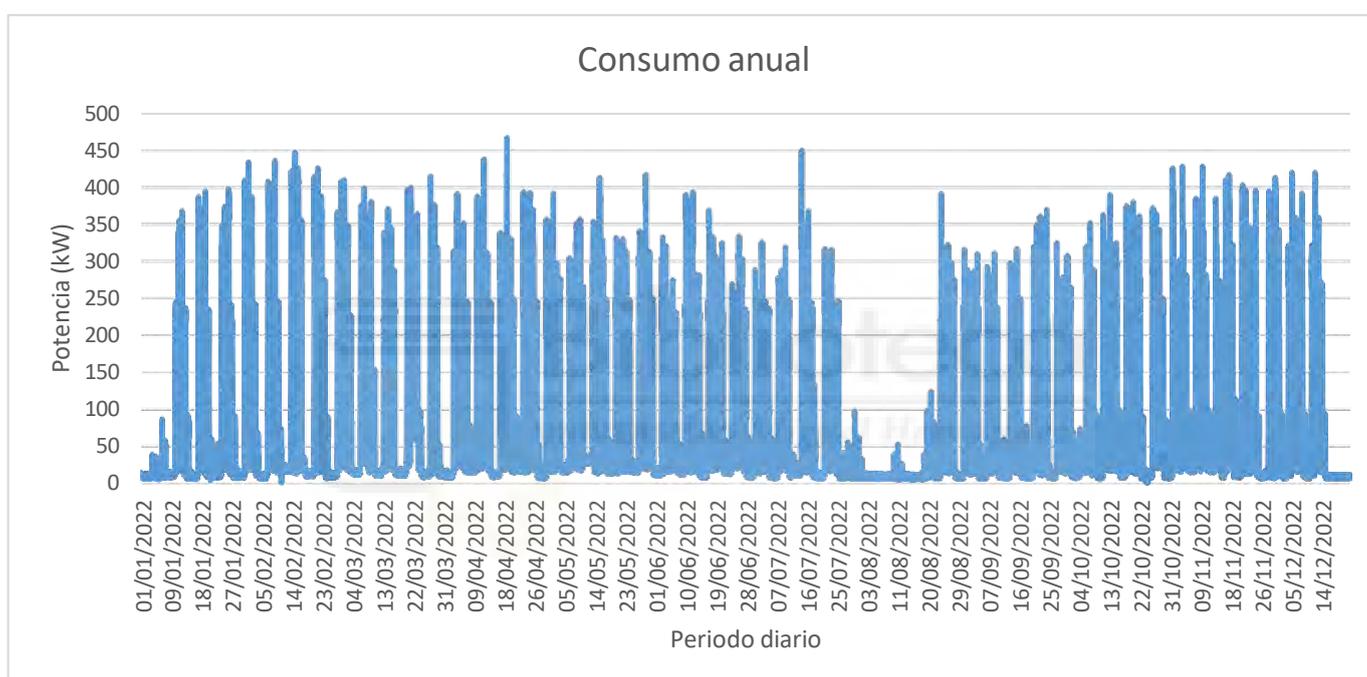


Figura 8: Consumo anual.

La nave industrial de estudio tiene grandes consumos de potencia, y una superficie reducida en la cubierta y con tragaluces. Por lo que se han colocado los módulos de la manera en la que se tapen lo menos posible los tragaluces existentes de la nave, para no limitar la entrada de sol, como requieren los clientes habitualmente. De manera que, siguiendo este criterio se ha colocado el máximo número de placas posibles en la nave industrial, tapando 2 tragaluces de los existentes para optimizar la configuración, como se puede comprobar en los planos adjuntos.

Para obtener la generación anual de la instalación fotovoltaica, se ha decidido comparar los datos diarios obtenidos a través de la herramienta web PVGIS, con los datos obtenidos

mediante las facturas mensuales mediante el software de diseño fotovoltaico SolarEdge Designer.

- PVGIS

Se han obtenido los datos de irradiación diaria durante el último año de registro de datos de la plataforma (2020).

Los datos obtenidos se corresponden a las coordenadas geográficas presentadas en el capítulo 2.4.

Se ha obtenido la inclinación de la cubierta de dos aguas y los grados azimut mediante el modelado 3D con el software SolarEdge Designer pudiéndose visualizar en el capítulo de los planos. Estos ángulos se han presentado en el capítulo 2.6.

A través de los datos de irradiación se ha obtenido la potencia producida por las placas en cada tramo horario aplicando la expresión proporcionada por el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA):

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kW}$$

Donde,

P_{mp} es la potencia pico del generador

G_{CEM} es la irradiancia en condiciones normales (1 kW/m^2)

PR es el factor de rendimiento que indica la cantidad de energía restante después de descontar las pérdidas. Es independiente de la ubicación y se ve afectado por la temperatura de los módulos, la suciedad en estos, pérdidas del cableado, etc. Se ha estimado este valor en 0,8.

La producción que se obtiene para la configuración de 243 kWp a través de esta plataforma es:

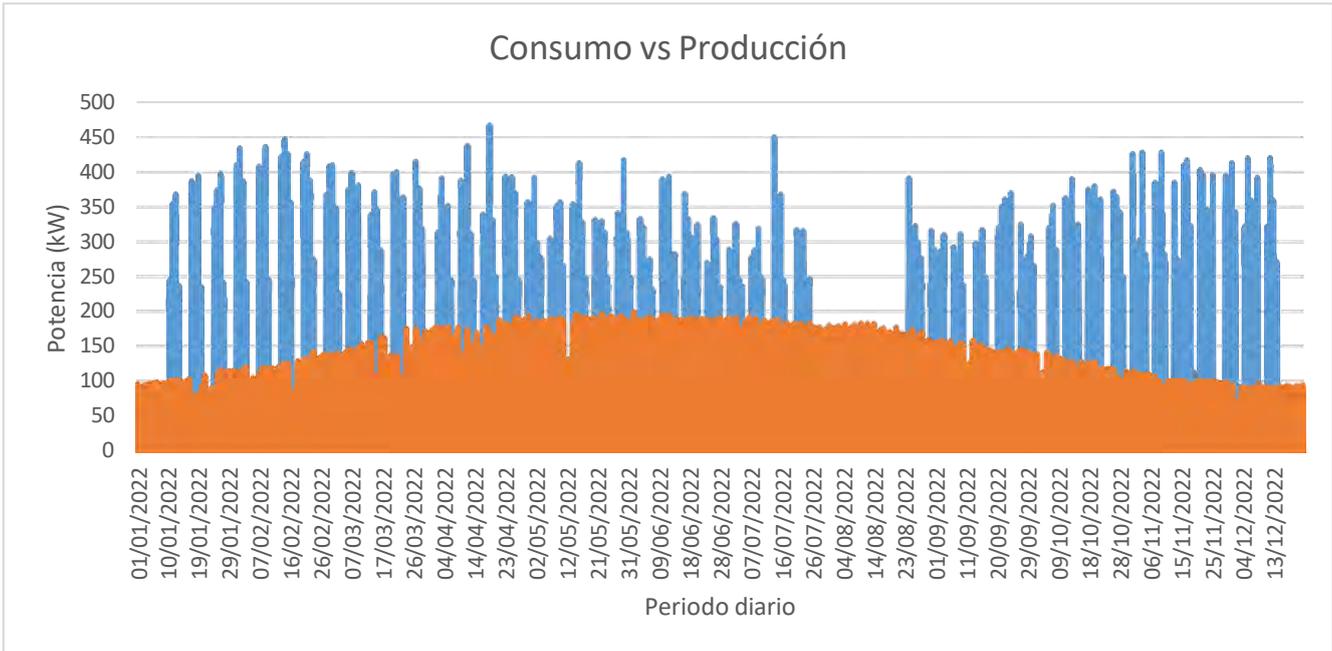


Figura 9: Comparación de consumo vs producción con PVGIS.

Para que sea más visual, se agrupan los datos por meses, obteniéndose:

Mes	Consumo (kWh)	Producción (kWh)
Enero	37873	16268,64
Febrero	52986	20621,02
Marzo	62884	24980,17
Abril	60178	33342,58
Mayo	62862	43259,67
Junio	62071	44426,84
Julio	54045	45617,47
Agosto	15066	41515,25
Septiembre	50558	31201,09
Octubre	58129	24944,32
Noviembre	67188	16838,25
Diciembre	51892	15292,08

Tabla 8: Consumo vs producción mensual.

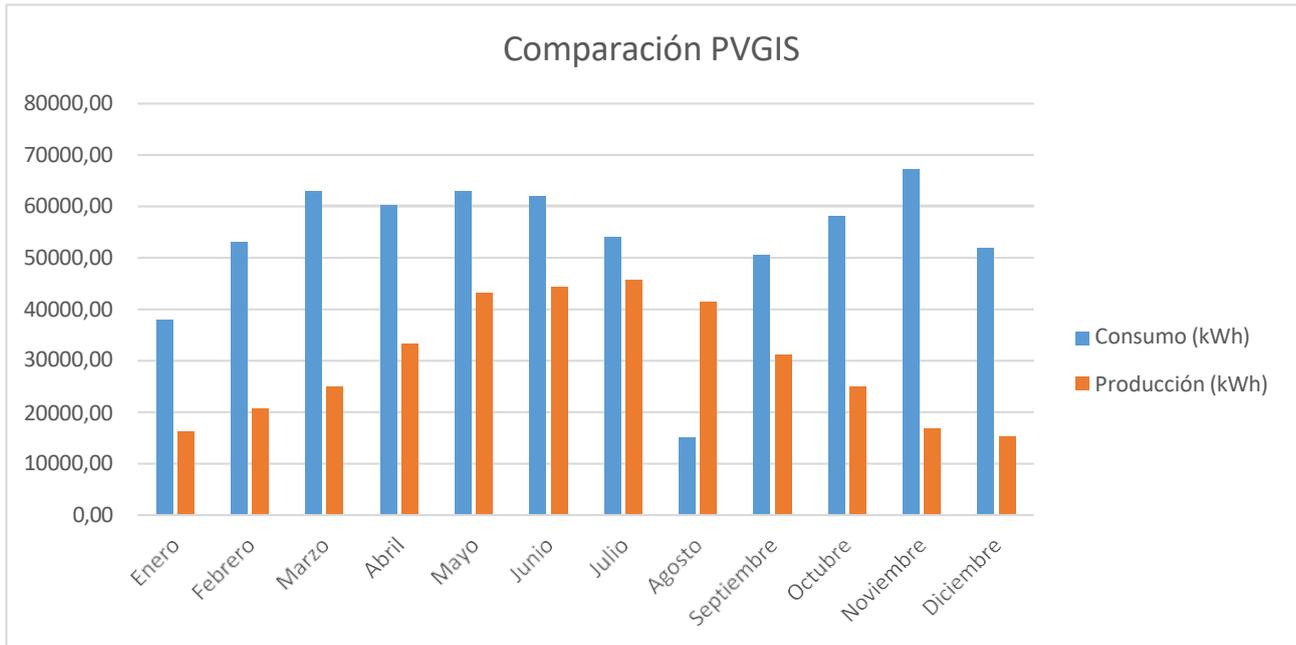


Figura 10: Comparación mensual con PVGIS.

Con esta plataforma, se obtiene una producción anual:

Producción energética anual (MWh)
358,31

Tabla 9: Producción energética anual PVGIS.

Con un ratio de producción de energía por cada kWp de:

Ratio kWh/kWp
1474,52

Tabla 10: Ratio de producción de energía por kWp PVGIS.

- SolarEdge Designer

Mediante este software, se ha modelado en 3D la nave industrial, y se han dispuesto los módulos como:



Figura 11: Diseño 3D y distribución de módulos SolarEdge Designer.

Se ha comprobado que los datos que figuran en cuanto al periodo de facturación mensual de las facturas del cliente se corresponden a los datos obtenidos mediante las curvas de carga de Iberdrola. Por lo que, realizando un estudio con este programa a través de los consumos mensuales se obtiene una simulación de la energía que se produce anualmente.



Figura 12: Vista del software durante la introducción de datos.

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN



Figura 13: Resultados simulación Solar Edge Designer.

Ratio kWh/kWp
1595,93

Tabla 11: Ratio de producción de energía por kWp Solar Edge Designer.

Como se puede comprobar, el ratio de producción de energía por cada kWp en este caso es más optimista que con la simulación mediante PVGIS. Esto se debe a que en este software tiene en cuenta diferentes factores que PVGIS obvia, como por ejemplo el uso de optimizadores para obtener la mayor producción posible, los datos son actualizados (los de PVGIS eran del año 2020), o diferentes factores de rendimientos a los estimados como 0,8 de performance ratio en la simulación con PVGIS.

La diferencia de la energía producida entre ambos métodos es del 8%. Por lo que se tomarán los datos obtenidos con el software especializado para el diseño fotovoltaico en cuanto a la presentación de las diferentes pérdidas de la instalación, dado que los datos que se obtienen son más actualizados.

4.2. SOBRECARGA EN CUBIERTA

El fabricante asegura una resistencia al viento de los soportes de hasta 150 km/h, siempre que se cumplan las condiciones de instalación que el fabricante (Sunfer en este caso) indica en su manual.

Para comprobar si el peso de los módulos y la estructura sobrepasa la sobrecarga de uso de la cubierta, se hace uso de la siguiente expresión.

$$\text{Sobrecarga} = \frac{\text{Peso}_{\text{módulos}} + \text{Peso}_{\text{estructura}}}{\text{Área ocupada}} \quad (\text{kN/m}^2)$$

El peso de los módulos se conoce a través de la ficha técnica del modelo, adjuntada en los anexos del proyecto. En este caso son 27,2 kg.

El peso de la estructura, del mismo modo, se hace uso de la ficha técnica del fabricante, aunque en este caso no se especifica el peso unitario. En el catálogo del fabricante, se especifica el peso de una caja de 2 unidades de la fijación necesaria, por lo que se estima que el peso del soporte unitario es de 0,3 kg, tomando un caso aún más desfavorable.



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S06	Caja 2 Ud.	280x100x60	0,40 kg
	Caja 25 Ud.	400x200x120	4,40 kg

Figura 14: Peso del soporte según catálogo fabricante.

Con estas consideraciones, se estima la sobrecarga en ambos lados de la cumbrera.

Lado cumbrera	nº módulos	Peso módulos (kg)	nº piezas S6	Peso estructura (kg)
118,8 kWp	220	5984	494	148
124,2 kWp	230	6256	524	157

Tabla 12: Peso módulos con estructura.

Lado cumbrera	Área (m2)	Sobrecarga (kg/m2)	Sobrecarga (kN/m2)
118,8 kWp	1022,5	6,00	0,060
124,2 kWp	1022,5	6,27	0,063

Tabla 13: Sobrecarga en cubierta.

La sobrecarga obtenida no sobrepasa el valor establecido por el CTE como sobrecarga de uso para cubierta de la tipología G1.

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ⁽⁴⁾ ⁽⁶⁾	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Figura 15: Sobrecargas de uso según CTE.

4.3. DISEÑO DE STRINGS E INVERSOR

Teniendo en cuenta las características de la ficha técnica del inversor seleccionado:

Características inversor lado CC	
Tensión máxima admisible	1100 Vcc
Nº entradas MPPT/inversor	10 dobles
Tensión en C.C. nominal/ inversor	600 Vcc
Máxima tensión de operación inversor	1000 Vcc
Mínima tensión de operación inversor	200 Vcc
Máxima corriente por MPPT	30 A
Máxima corriente de entrada	20 A
Máxima corriente de cortocircuito por MPPT	40 A

Tabla 14: Características técnicas lado CC del inversor.

Se tiene que realizar el diseño óptimo para limitar al máximo posible la pérdida de eficiencia por el diseño del campo generador fotovoltaico.

Es necesario calcular la variación de voltaje e intensidad respecto a la temperatura. Para ello, es necesario conocer los coeficientes de temperatura proporcionados por el fabricante en la ficha técnica de los módulos.

Coefc. V (β)	Coefc. I (α)
-0,0027	0,00048

Tabla 15: Coeficientes de temperatura panel Longi.

Estos coeficientes se usarán en las siguientes expresiones:

$$V_{oc(T)} = V_{oc} \times (1 + \beta \times (T - T_{STC}))$$

$$V_{mp(T)} = V_{mp} \times (1 + \beta \times (T - T_{STC}))$$

$$I_{SC} = I_{sc} \times (1 + \alpha \times (T - T_{STC}))$$

$$I_{mp(T)} = I_{mp} \times (1 + \alpha \times (T - T_{STC}))$$

Donde,

V_{oc} es la tensión a circuito abierto.

V_{mp} es la tensión a máxima potencia.

I_{sc} es la intensidad de cortocircuito.

I_{mp} es la intensidad a máxima potencia.

T_{STC} es la temperatura en condiciones estándar (25°C).

T es la temperatura del módulo.

Del mismo modo, se puede hacer una estimación con las condiciones normales de operación (NOCT), donde $T_{NOCT} = 20^\circ\text{C}$.

Tomando como referencia el rango de temperaturas en Elche proporcionadas por Aemet, se toma un rango de temperaturas todavía más desfavorable de [-5, 50] °C para los cálculos.

Los datos de los voltajes de circuito abierto y en máxima potencia son:

	Voc	Vmp
STC	49,5	41,65
NOCT	46,41	38,78

Tabla 16: Datos ficha técnica Longi de tensión.

Mediante las expresiones anteriores, se obtienen los siguientes resultados para el rango de temperaturas seleccionado.

	Voc (Tmin)	Voc (Tmax)	Vmp (Tmax)	Vmp (Tmin)
STC	53,51	46,16	38,84	45,02
NOCT	49,54	42,65	35,64	41,40

Tabla 17: Tensiones límite.

Donde se puede ver que la tensión a máxima potencia tiene un valor similar en la temperatura máxima seleccionada en ambas condiciones de operación. Las tensiones límite para el diseño son las señaladas en color naranja en la tabla.

Del mismo modo, los parámetros de corriente del módulo fotovoltaico son:

	Imp	Isc
STC	12,97	13,85
NOCT	10,40	11,20

Tabla 18: Datos ficha técnica Longi de intensidad.

Los datos obtenidos a través de las expresiones presentadas son:

	Imp (Tmin)	Imp (Tmax)	Isc (Tmin)	Isc (Tmax)
STC	12,78	13,13	13,65	14,02
NOCT	10,28	10,55	11,07	11,36

Tabla 19: Corrientes límite.

Por lo que, distribuyendo los módulos en series de 16 y 17 módulos por string, y siendo algunos strings dobles, los valores de tensión y corriente para este diseño serían:

nº paneles	Tensión ramal min (V)	Tensión ramal max (V)
17	605,86	765,40

nº paneles	Tensión ramal min (V)	Tensión ramal max (V)
16	570,22	720,38

Tabla 20: Rango de tensión para la configuración seleccionada.

nº paneles	I entrada (A)	I _{max} por MPPT (A)	I _{sc} max por MPPT (A)
17	13,13	26,25	28,03

nº paneles	I entrada (A)	I _{max} por MPPT (A)	I _{sc} max por MPPT (A)
16	13,13	26,25	28,03

Tabla 21: Rango de intensidad para la configuración seleccionada.

Cumpliendo con las condiciones de operación del inversor.

Rango Operación (V)		V _{max}	I _{max} por MPPT (A)	I _{max} entrada (A)	I _{max} sc (A)
200	1000	1100	30	20	40

Tabla 22: Condiciones de operación del inversor.

4.4. DISEÑO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO

4.4.1. CABLEADO CC

Las fórmulas utilizadas para el cálculo son:

$$\Delta V = \frac{I_{cc} \times L \times 2}{K \times S}$$

$$\Delta V (\%) = \frac{\Delta V}{\Delta V_{ramal}} \times 100$$

Donde,

ΔV es la caída de tensión.

I_{cc} es la intensidad de cortocircuito del panel.

L es la longitud del cableado.

K es la conductividad del cobre.

S es la sección del conductor.

Circuito	Método Instalación	Factor		Icc panel (A)	I corregida (A)
		Factor Temp.	Factor Agrup.		
Panel - Invers	B1	0,87	0,425	13,85	46,82

Tabla 23: Cálculos CC - Corriente.

Se aplican factores de mayoración contemplados en la norma UNE 60364-5-52, y en la ITC-BT 40.

El factor de agrupamiento se ha obtenido por agrupación de 14 circuitos, y se aplica un factor de corrección de temperatura para 50°C.

De manera que, con la intensidad corregida obtenida, se obtiene una sección del cable de 6 mm² con una I_{adm} = 49 A.

Con esta sección, se obtienen las caídas de voltaje:

Dist. (m)	Sección (mm ²)	Caída de Tensión	
		(V)	(%)
60	6	4,63	0,70

Tabla 24: Cálculos CC - Tensión.

Las tensiones de los ramales para las configuraciones seleccionadas son:

nº paneles	Vmp	Tensión ramal
17	41,65	708,05

nº paneles	Vmp	Tensión ramal
16	41,65	666,40

Tabla 25: Tensión en ramales.

Por lo que el cableado del lado de CC tendrá una sección de 2x6 mm² y el tipo de cable será solar H1Z2Z2-K 1,5/1,5kV en todas las series (strings).

4.4.1.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Se instalarán fusibles en un cuadro de CC de fotovoltaica para proteger la instalación ante corrientes reversibles que deterioren los módulos fotovoltaicos, dado que a menudo ocurre este fenómeno. El criterio a seguir es que la intensidad nominal del fusible se encuentre entre los valores de la intensidad de línea del circuito correspondiente y la intensidad admisible del conductor. En el esquema unifilar se pueden ver los detalles en profundidad.

4.4.2. CABLEADO AC

Las expresiones utilizadas son:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{\text{salida max.inversor}}}{K \times S}$$

$$\Delta V(\%) = \frac{P \times L}{K \times S \times V} \times \frac{100}{V}$$

Donde,

P es la potencia.

V es 400 V al ser conexión trifásica.

Circuito	Método Instalación	Pot. (kW)	Factor		I (A)	I corregida (A)
			Factor Temp.	Factor Agrup.		
INV-CSFV	F	110	1	1	160,40	200,50
CSFV-CGBT	F	220	1	1	320,80	401,00

Tabla 26: Cálculos AC: Corrientes.

En este caso no hay coeficientes de mayoración de temperatura y agrupamiento, al tener un único circuito en la salida del inversor, y considerar una temperatura de 40°C ambiente en el interior, según las tablas de la norma UNE 60364-5-52. Si se aplica el factor de mayoración del 125% del REBT.

La intensidad que se considera para dimensionar el conductor, es la corriente de salida máxima del inversor considerado.

Tramo	Dist. (m)	Sección (mm ²)	Por fase	Caída de Tensión	
				(V)	(%)
INV-CSFV	3	70	1	0,21	0,05
CSFV-CGBT	10	150	1	0,33	0,16

Tabla 27: Cálculos AC: Tensiones.

Como se puede comprobar, tanto en el lado CC como en el AC, se cumple con una caída de tensión porcentual menor del 1,5 % en ambos casos, como se detalla en el pliego de condiciones del IDEA y en la ITC-BT-40.

El Cuadro Secundario de Fotovoltaica (CSFV) se instalará a escasos metros de inversor, para facilitar el control y mando de la instalación. La distancia del CSFV al Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) del cliente es de 10 m.

Por lo que la sección del cableado será 3F(150) + N(95) + T(95) mm² y 3F (70) + N(35) + T(35) mm² en los tramos correspondientes y el tipo de cable será RV-K 0,6/1 kV

4.4.2.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Dispositivos	In (A)	Polos	Curva	Capac. Corto (kA)	I Circuito (A)
INV-CSFV	160	4	C	30	160,40
CSFV-CGBT	320	4	C	40	320,80

Tabla 28: Disyuntores seleccionados lado AC.

Los dispositivos seleccionados son Relés diferenciales regulables para la intensidad nominal indicada, que actuarán como protecciones ante sobrecargas y cortocircuitos. Se puede obtener mayor detalle en el esquema unifilar.

Los fusibles se dimensionan como:

$$I_{\text{línea}} < I_{\text{n fusible}} < I_{\text{admisible por cable}}$$

De este modo, el fusible dejara pasar la corriente para que la instalación funcione, pero nunca dejará pasar corriente que pueda deteriorar el cableado de la instalación.

4.5. PÉRDIDAS

Se tomarán como datos los valores obtenidos por el software SolarEdge Designer, con la excepción de las pérdidas por orientación e inclinación, que se calcularán tal como establece el Anexo II del IDAE, al no proporcionar esta pérdida el programa.

Se consideran los valores del programa debido a la poca diferencia respecto al cálculo, o con otros programas de diseño.

4.5.1. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

$$Pérdidas (\%) = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \varphi + 10)^2]$$

Donde,

β = Inclinación (9°)

φ = Latitud (38,29°)

$$Pérdidas (\%) = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (9 - 38,29 + 10)^2] = 4,47 \%$$

Siendo menores al 10 % establecido como límite por el IDAE.

4.5.2. PÉRDIDAS POR SOMBRA

Las pérdidas por sombras en la instalación son de 0,01%.

4.5.3. PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Las pérdidas por el efecto de la temperatura y baja irradiancia es del 6,56 %.

4.5.4. PÉRDIDAS POR EFICIENCIA DEL CABLEADO

Las pérdidas por la eficiencia del cableado son 0,8 %.

4.5.5. PÉRDIDAS POR DISPERSIÓN DE PARÁMETROS Y SUCIEDAD

Las pérdidas por polvo se pueden encontrar entre el 0% y el 8% cuando los módulos se ven muy sucios. Dado que la instalación no se encuentra próxima a caminos u otras fuentes de polvo similares, se pueden considerar unas pérdidas del 2% por este factor.

4.5.6. PÉRDIDAS POR ERRORES DE SEGUIMIENTO DEL MPP

Al tratarse de una Instalación fija no hay perdidas por seguimiento.

4.5.7. EFICIENCIA DEL INVERSOR

La eficiencia energética del inversor en operación definida conforme a las características de tensión y frecuencia de salida de alterna del inversor, reguladas por el punto 4 del artículo 11 del R.D. 1663/2000 se encuentra en el 98,4 %. Por lo que tiene unas pérdidas de conversión de energía de 1,6 %.

4.6. BALANCE MEDIOAMBIENTAL

La generación solar fotovoltaica evita la quema de combustibles fósiles para electricidad. Esto implica disminuir la emisión de contaminantes a la atmósfera que tienen

consecuencias medioambientales muy negativas. Las más perjudiciales es el efecto invernadero (provocado por emisiones de CO₂).

El factor de emisión de CO₂ de la generación de energía establecido por la red eléctrica española en su base de datos es de 0,16 t CO₂/MWh. Por lo que las emisiones ahorradas son:

Duración	Emisiones ahorradas (t CO ₂)
Anual	62,05

Tabla 29: Emisiones ahorradas.

4.7. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PLACAS

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

Siendo:

h = Diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior.

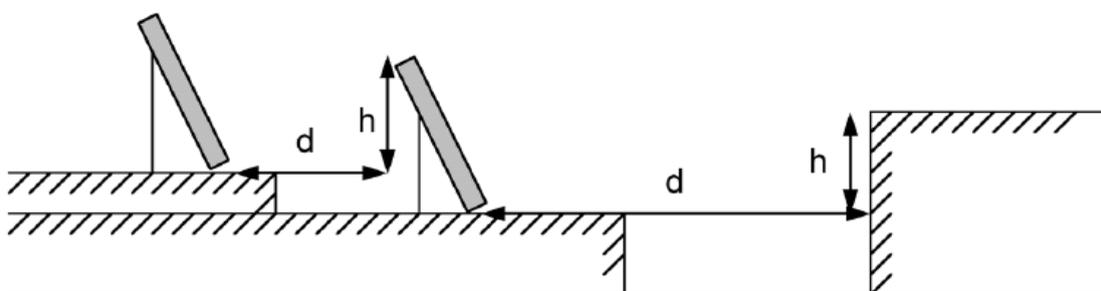


Figura 16: Distancia de separación mínima entre módulos.

Como la instalación se realiza con estructura coplanar, los módulos fotovoltaicos están superpuestos en la cubierta y no producen sombras entre ellos.

5. PRESUPUESTO

El presupuesto en cuanto a equipos y mano de obra es el siguiente:

PRESUPUESTO					
Pos.	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unit	P. Total
Capítulo 1. Materiales Fotovoltaicos					
01.01	450	Ud	Suministro de módulo fotovoltaico del tipo monocristalino, de la marca LONGI modelo LR5-72HPH-540M de 540 Wp	170,00	76.500,00
01.02	2	Ud	Suministro de Inversor fotovoltaico trifásico de la marca Huawei modelo SUN2000-100KTL M1 de 100 kW de potencia nominal	4.500,00	9.000,00
01.03	1	Ud	Sistema de monitorización Huawei Smart Logger 3000A con unidad de medida Solarlog Utility Meter	500,00	500,00
01.04	1	Ud	Suministro de Estructura SUNFER 06H en aluminio para módulos fotovoltaicos y todos aquellos pequeños materiales necesarios para su montaje en cubierta	2.450,00	2.450,00
Subtotal Capítulo 1. Materiales Fotovoltaicos					88.450,00 €
Capítulo 2. Materiales Instalación eléctrica CC y CA					
02.01	1	Ud	Suministro de todo el material eléctrico necesario para el correcto funcionamiento y puesta en marcha de la instalación, incluyendo armario de protecciones, cableado de CC y AC y todo el pequeño material.	6.400,00	6.400,00
Subtotal Capítulo 2. Materiales instalación eléctrica CC y CA					6.400,00 €
Capítulo 3. Mano de Obra y Sistemas de protección contra accidentes					
03.01	1	mes	Mano de Obra necesaria para la instalación del lado de Baja Tensión (CC, CA y Comunicaciones) de la instalación Fotovoltaica, incluyendo montaje de estructuras, montaje de paneles, tendido de cables, instalación y conexionado de inversores y cuadros eléctricos de generación y comunicaciones. Totalmente instalado y probado.	8.760,00	8.760,00
03.02	4	días	Medios auxiliares necesarios para descargas, elevación de materiales y acceso del personal a la cubierta.	150,00	600,00
03.03	1	PA	Medios de protección anti caídas de personas y materiales de acuerdo con lo establecido en el estudio de seguridad y salud.	840,00	840,00
Subtotal Capítulo 3. Mano de Obra y Sistemas de protección contra accidentes					10.200,00 €
Subtotal Capítulo 1. Materiales Fotovoltaicos					88.450,00 €
Subtotal Capítulo 2. Materiales instalación eléctrica CC y CA					6.400,00 €
Subtotal Capítulo 3. Mano de Obra y Sistemas de protección contra accidentes					10.200,00 €

PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	105.050,00 €
HONORARIOS TÉCNICOS	8.085,22 €
BENEFICIO INDUSTRIAL 6%	6.303,00 €
GASTOS GENERALES 13%	13.656,50 €
PRESUPUESTO DE CONTRATA (PEM+HONORARIOS TÉCNICOS+BENEFICIO INDUSTRIAL+GASTOS GENERALES)	133.094,72 €
IVA 21%	27.949,89 €
PRESUPUESTO TOTAL (PRESUPUESTO DE CONTRATA+IVA)	161.044,61 €

Tabla 30: Presupuesto.

5.1. ESTUDIO ECONÓMICO

Se ha llevado a cabo un estudio del coste de la energía con y sin instalación fotovoltaica a lo largo de todo el año, tomando el precio de la energía eléctrica por periodos de las facturas existentes del cliente.

	€ sin FV	€ con FV	€ con excedentes	Ahorro sin excedentes (€)	Ahorro con excedentes (€)	
Enero	5.067,22	3.714,05	651,00	1.353,17	2.004,17	
Febrero	7.319,42	5.204,47	624,34	2.114,95	2.739,29	
Marzo	7.776,07	5.437,44	674,70	2.338,63	3.013,34	
Abril	5.972,20	3.642,18	886,13	2.330,02	3.216,16	
Mayo	6.222,16	3.163,44	1.109,83	3.058,73	4.168,56	
Junio	6.761,44	3.278,21	1.152,49	3.483,23	4.635,72	
Julio	7.411,91	3.153,63	1.458,12	4.258,28	5.716,41	
Agosto	1.636,10	677,48	2.709,24	958,62	3.667,87	
Septiembre	5.481,91	3.105,96	891,16	2.375,96	3.267,11	
Octubre	5.738,07	3.921,05	614,96	1.817,02	2.431,98	
Noviembre	8.276,44	6.357,90	274,30	1.918,54	2.192,84	
Diciembre	7.089,67	5.585,40	499,54	1.504,27	2.003,81	
				27.511,43	39.057,26	Total ahorro anual

Tabla 31: Estudio económico.

El precio de los excedentes se ha obtenido como el promedio para el mercado español marcado por el Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE) del presente año. Dado

que, al superar los 100 kW, para poder vender los excedentes, la empresa tiene que salir al mercado eléctrico, donde los precios cambian cada día.

5.2. ESTUDIO DE AHORRO Y RETORNO DE INVERSIÓN SIN FRACCIONAR

Posteriormente, se han realizado 2 hipótesis de cálculo para analizar el retorno de la inversión y el ahorro anual durante un periodo de 25 años, al ser el tiempo en el que el fabricante garantiza la eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

La primera hipótesis, se refiere a realizar la inversión inicialmente de forma completa, sin fraccionar pagos.

	Ahorro/Año de Energía	Mantenimiento y Seguro	Desembolso inicial	Ahorro Anual	Ahorro Acumulado
AÑO 0			-161.045		
AÑO 1	39.057,26	-3.000		36.057,26	-124.987,35
AÑO 2	39.057,26	-3.000		36.057,26	-88.930,10
AÑO 3	39.057,26	-3.000		36.057,26	-52.872,84
AÑO 4	39.057,26	-3.000		36.057,26	-16.815,58
AÑO 5	39.057,26	-3.000		36.057,26	19.241,67
AÑO 6	39.057,26	-3.000		36.057,26	55.298,93
AÑO 7	39.057,26	-3.000		36.057,26	91.356,19
AÑO 8	39.057,26	-3.000		36.057,26	127.413,44
AÑO 9	39.057,26	-3.000		36.057,26	163.470,70
AÑO 10	39.057,26	-3.000		36.057,26	199.527,96
AÑO 11	39.057,26	-3.000		36.057,26	235.585,21
AÑO 12	39.057,26	-3.000		36.057,26	271.642,47
AÑO 13	39.057,26	-3.000		36.057,26	307.699,73
AÑO 14	39.057,26	-3.000		36.057,26	343.756,99
AÑO 15	39.057,26	-3.000		36.057,26	379.814,24
AÑO 16	39.057,26	-3.000		36.057,26	415.871,50
AÑO 17	39.057,26	-3.000		36.057,26	451.928,76
AÑO 18	39.057,26	-3.000		36.057,26	487.986,01
AÑO 19	39.057,26	-3.000		36.057,26	524.043,27
AÑO 20	39.057,26	-3.000		36.057,26	560.100,53
AÑO 21	39.057,26	-3.000		36.057,26	596.157,78
AÑO 22	39.057,26	-3.000		36.057,26	632.215,04
AÑO 23	39.057,26	-3.000		36.057,26	668.272,30
AÑO 24	39.057,26	-3.000		36.057,26	704.329,55
AÑO 25	39.057,26	-3.000		36.057,26	740.386,81

Tabla 32: Estudio de ahorro y retorno de inversión.

Detalles de la simulación	
Potencia de la Instalación (kW)	200
Potencia Pico de la Instalación (kWp)	243
Producción Energética Anual (MWh)	358,31
Coste de la Instalación	161.045
Ratio kWh/kWp anual	1.474,52
Precio Estimado de Energía Vendida (€/kWh)	0,082
Total Ahorro Anual	36.057,26
Retorno de la Inversión	4,47

Tabla 33: Detalles simulación 1.

5.3. ESTUDIO DE AHORRO Y RETORNO DE INVERSIÓN FRACCIONANDO

Si se fracciona el pago durante 10 años:

	Ahorro/Año de Energía	Mantenimiento y Seguro	Desembolso inicial	Ahorro Anual	Ahorro Acumulado
AÑO 0			-16.104		
AÑO 1	39.057,26	-3.000	-16.104	36.057,26	19.952,80
AÑO 2	39.057,26	-3.000	-16.104	36.057,26	56.010,05
AÑO 3	39.057,26	-3.000	-16.104	36.057,26	92.067,31
AÑO 4	39.057,26	-3.000	-16.104	36.057,26	128.124,57
AÑO 5	39.057,26	-3.000	-16.104	36.057,26	164.181,82
AÑO 6	39.057,26	-3.000	-16.104	36.057,26	200.239,08
AÑO 7	39.057,26	-3.000	-16.104	36.057,26	236.296,34
AÑO 8	39.057,26	-3.000	-16.104	36.057,26	272.353,59
AÑO 9	39.057,26	-3.000	-16.104	36.057,26	308.410,85
AÑO 10	39.057,26	-3.000		36.057,26	344.468,11
AÑO 11	39.057,26	-3.000		36.057,26	380.525,36
AÑO 12	39.057,26	-3.000		36.057,26	416.582,62
AÑO 13	39.057,26	-3.000		36.057,26	452.639,88
AÑO 14	39.057,26	-3.000		36.057,26	488.697,14
AÑO 15	39.057,26	-3.000		36.057,26	524.754,39
AÑO 16	39.057,26	-3.000		36.057,26	560.811,65
AÑO 17	39.057,26	-3.000		36.057,26	596.868,91
AÑO 18	39.057,26	-3.000		36.057,26	632.926,16
AÑO 19	39.057,26	-3.000		36.057,26	668.983,42

AÑO 20	39.057,26	-3.000		36.057,26	705.040,68
AÑO 21	39.057,26	-3.000		36.057,26	741.097,93
AÑO 22	39.057,26	-3.000		36.057,26	777.155,19
AÑO 23	39.057,26	-3.000		36.057,26	813.212,45
AÑO 24	39.057,26	-3.000		36.057,26	849.269,70
AÑO 25	39.057,26	-3.000		36.057,26	885.326,96

Tabla 34: Estudio de ahorro y retorno de la inversión fraccionado.

Donde en este caso la empresa no tiene pérdidas en ningún año.

Detalles de la simulación	
Potencia de la Instalación (kW)	200
Potencia Pico de la Instalación (kWp)	243
Producción Energética Anual (MWh)	358,31
Coste de la Instalación	16.104
Ratio kWh/kWp anual	1.474,52
Precio Estimado de Energía Vendida (€/kWh)	0,082
Total Ahorro Anual	36.057,26
Retorno de la Inversión	10

Tabla 35: Detalles simulación 2.

5.4. BATERÍAS VIRTUALES

Algunas compañías ofrecen actualmente baterías virtuales, que actúan de forma similar a las baterías físicas.

La diferencia es que la batería virtual acumula excedentes para utilizarlos de cara al mes siguiente de facturación del consumidor, siempre y cuando el suministro de electricidad esté dado de alta con la misma empresa.

Estos excedentes pueden recompensarse en forma de cantidad monetaria en la próxima factura del mes, dependiendo del pacto con la empresa suministradora de energía, pero generalmente es el precio más bajo del mercado marcado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía).

Existe la posibilidad de compensar los excedentes generados en una instalación en la que no se usen, con otra instalación en la que no se tenga un campo generador, y que se encuentre bajo el nombre de la misma persona.

Sin embargo, esta modalidad no se encuentra disponible para instalaciones mayores a 100 kW nominales.

Esta opción resulta asequible si no existe la posibilidad de verter excedentes a través de la red eléctrica en casos residenciales. Sin embargo, no reemplaza la utilidad de las baterías físicas, con las que se puede consumir energía incluso cuando no hay red.

5.5. BATERÍAS FÍSICAS

Las baterías físicas no se usan comúnmente en naves industriales con inversores de altos rangos de potencia, al no estar las baterías tan desarrolladas para este sector. Se suelen utilizar más en el sector residencial.

Los inversores del presente proyecto, no son compatibles con baterías existentes en el mercado, tal como marca su ficha técnica, adjunta en los anexos.

Huawei posee baterías en el mercado, en las que se indica claramente en su ficha técnica que no son compatibles con este tipo de inversor.

Especificaciones generales			
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)
Dimensión del módulo de potencia (AxDxA)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)		
Peso del módulo de potencia	12 kg (26.5 lb)		
Dimensión del módulo de batería (AxDxA)	670 * 150 * 360 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)		
Peso del módulo de batería	50 kg (110.2 lb) ²		
Instalación	Soporte de suelo (estándar), montaje en pared (opcional)		
Rango de temperatura en operación	-20°C ~ + 55°C (-4°F ~ 131°F) ³		
Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating por encima de 2,000 m)		
Medio ambiente	Exterior ⁴ (*Consulte el manual de usuario para las condiciones de instalación)		
Humedad relativa	5% ~ 95%		
Ventilación	Convección natural		
Grado de protección	IP 66		
Emisión de sonidos	<29 dB		
Tecnología de célula	Litio-ferrofosfato(LiFePO4)		
Garantía	10 años ³		
Escalabilidad	Max. 2 sistemas funcionando en paralelo		
Compatibilidad con inversores	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁵ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1		
Cumplimiento de normas (más disponibles a pedido)			
Certificados	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3		
Pedido y pieza entregable			
Product ordering model ⁶	LUNA2000-5KW-C0, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket		

Figura 17: Extracto ficha técnica baterías Huawei modelo Luna2000.

En casos de extrema necesidad de tener baterías en una industria, actualmente, con los nuevos modelos de inversores Huawei se puede combinar inversores híbridos con los conectados a red.

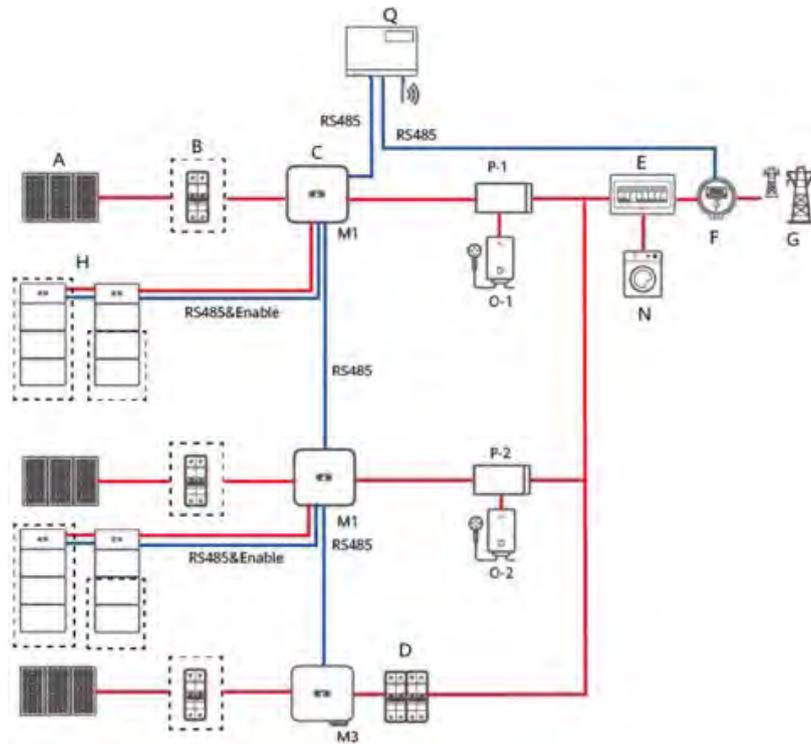


Figura 18.: Esquema de conexión inversor híbrido - conectado a red.

En este caso, se tiene que usar el Smart Logger con una versión V300R001C00SPC100 o superior para que el proceso funcione. Este dispositivo actúa de centralita de la instalación.



Figura 19: Smart Logger de Huawei.

El Smart Logger se debe utilizar para gestionar más de 10 inversores, para autoconsumo de potencia contratada superior a 250 A por fase, para conductores de sección superior a 150 mm², o cuando se requiere gestionar la inyección cero conforme al RD 244/2019

cuando se tenga más de un inversor en la instalación (permite el control de potencia en menos de 2 segundos).

Para el resto de casos, se puede utilizar el Smart Dongle de Huawei, con posibilidad de conexión Wi-Fi, por tarjeta SIM o con cable de Ethernet.

En este esquema hay dos inversores híbridos conectados a batería y un inversor conectado a red, conectados entre sí.

El inversor no híbrido produce energía mediante el campo fotovoltaico que envía la energía para el consumo de la instalación. En el caso de que la energía producida sea superior a la requerida por el consumidor, esta energía se puede utilizar para cargar las baterías conectadas a los inversores híbridos en lugar de ser vertida a la red.

Los inversores híbridos transforman la energía de alterna a continua para cargar dichas baterías.

El inversor conectado a red, tiene que tener un campo generador fotovoltaico para poder funcionar, sin embargo, los inversores híbridos no requieren de módulos para poder funcionar. Se pueden utilizar simplemente para cargar baterías, y que se puedan utilizar estas baterías posteriormente.

Para utilizar este sistema se debe respetar una condición de diseño. Como máximo se pueden colocar 3 inversores en el sistema, de los cuales, uno tiene que ser híbrido.

6. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

6.1. OBJETO

El Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción; y modificado por el Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; determina en su artículo 4 la obligatoriedad e elaboración de un estudio de seguridad y salud o de un estudio básico de seguridad y salud, según las características de la obra.

En concreto, establece que será perspectiva la redacción de estudio básico de seguridad y salud cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- a) Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en la memoria sea inferior a 450.759,08 euros.
- b) Que la duración estimada sea igual o inferior a 30 días laborables, no empleándose en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c) Que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea igual o inferior a 500.
- d) Que no se trate de obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

En el presente proyecto se cumplen las cuatro condiciones anteriores, por lo que se redacta el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud.

De acuerdo con lo indicado en el artículo 6 del citado Real Decreto 1627/1997, en su apartado 2, el presente estudio contiene la siguiente información:

- a) Las normas de seguridad y salud aplicables a la obra.
- b) La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias.
- c) Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas (en su caso, se tendrá en cuenta cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma y contendrá medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del Anexo II del Real Decreto).
- d) Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

6.2. NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD APLICABLES A OBRA

A continuación, se recoge una relación de las normas de seguridad de aplicación a la obra objeto del presente proyecto. El presente listado no pretende ser exhaustivo. Se persigue recoger la normativa legal vigente en el momento de la edición de este documento y con mayor interés para la edición de los trabajos objeto del contrato al que se adjunta este Estudio Básico de Seguridad y Salud.

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.

- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.

6.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EVITABLES Y MEDIDAS PREVENTIVAS

- Introducción

A continuación, se detallan los diferentes riesgos previsible que pueden existir durante la ejecución de las obras. Además, se indican las medidas preventivas para evitar la aparición de accidentes y los EPIs necesarios.

- Movimientos de tierra

RIESGOS	MEDIDAS PREVENTIVAS	EPIs NECESARIOS
<ul style="list-style-type: none"> • Caídas de operarios al mismo nivel • Caídas de operarios al interior de la excavación • Caídas de objetos sobre operarios • Caídas de materiales transportados • Choques o golpes contra objetos • Atrapamientos y aplastamientos por partes móviles de maquinaria • Lesiones y/o cortes en manos y pies • Sobreesfuerzos • Ruido, contaminación acústica • Vibraciones • Ambiente pulvígeno • Cuerpos extraños en los ojos • Contactos eléctricos directos e indirectos • Ambientes pobres en oxígeno • Inhalación de sustancias tóxicas • Ruinas, hundimientos, desplomes en edificios colindantes. • Condiciones meteorológicas adversas • Trabajos en zonas húmedas o mojadas • Problemas de circulación interna de vehículos y maquinaria. • Desplomes, desprendimientos, hundimientos del terreno. • Contagios por lugares insalubres • Explosiones e incendios • Derivados acceso al lugar de trabajo 	<ul style="list-style-type: none"> • Talud natural del terreno • Entibaciones • Limpieza de bolos y viseras • Apuntalamientos, apeos. • Achique de aguas. • Barandillas en borde de excavación. • Tableros o planchas en huecos horizontales. • Separación tránsito de vehículos y operarios. • No permanecer en radio de acción máquinas. • Avisadores ópticos y acústicos en maquinaria. • Protección partes móviles maquinaria • Cabinas o pórticos de seguridad. • No acopiar materiales junto borde excavación. • Conservación adecuada vías de circulación • Vigilancia edificios colindantes. • No permanecer bajo frente excavación • Distancia de seguridad líneas eléctricas 	<ul style="list-style-type: none"> • Casco de seguridad • Botas o calzado de seguridad • Botas de seguridad impermeables • Guantes de lona y piel • Guantes impermeables • Gafas de seguridad • Protectores auditivos • Cinturón de seguridad • Cinturón antivibratorio • Ropa de Trabajo • Traje de agua (impermeable).

Tabla 36: EPI's movimientos de tierra.

- Cimentaciones y estructuras

RIESGOS	MEDIDAS PREVENTIVAS	EPIs NECESARIOS
<ul style="list-style-type: none"> • Caídas de operarios al mismo nivel • Caídas de operarios a distinto nivel. • Caída de operarios al vacío. • Caída de objetos sobre operarios. • Caídas de materiales transportados. • Choques o golpes contra objetos. • Atrapamientos y aplastamientos. • Atropellos, colisiones, alcances y vuelcos de camiones. • Lesiones y/o cortes en manos y pies • Sobreesfuerzos • Ruidos, contaminación acústica • Vibraciones • Ambiente pulvígeno • Cuerpos extraños en los ojos • Dermatitis por contacto de hormigón. • Contactos eléctricos directos e indirectos. • Inhalación de vapores. • Rotura, hundimiento, caídas de encofrados y de entibaciones. • Condiciones meteorológicas adversas. • Trabajos en zonas húmedas o mojadas. • Desplomes, desprendimientos, hundimientos del terreno. • Contagios por lugares insalubres. • Explosiones e incendios. • Derivados de medios auxiliares usados. • Radiaciones y derivados de la soldadura • Quemaduras en soldadura oxiacorte. • Derivados acceso al lugar de trabajo 	<ul style="list-style-type: none"> • Marquesinas rígidas. • Barandillas. • Pasos o pasarelas. • Redes verticales. • Redes horizontales. • Andamios de seguridad. • Mallazos. • Tableros o planchas en huecos horizontales. • Escaleras auxiliares adecuadas. • Escalera de acceso peldañeada y protegida. • Carcasas resguardos de protección de partes móviles de máquinas. • Mantenimiento adecuado de la maquinaria. • Cabinas o pórticos de seguridad. • Iluminación natural o artificial adecuada. • Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito. • Distancia de seguridad a las líneas eléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Casco de seguridad. • Botas o calzado de seguridad. • Guantes de lona y piel. • Guantes impermeables. • Gafas de seguridad. • Protectores auditivos. • Cinturón de seguridad. • Cinturón antivibratorio. • Ropa de trabajo. • Traje de agua (impermeable).

Tabla 37: EPI's Cimentaciones y estructuras.

- Instalaciones eléctricas

RIESGOS	MEDIDAS PREVENTIVAS	EPIs NECESARIOS
<ul style="list-style-type: none"> • Caídas de operarios al mismo nivel • Caídas de operarios a distinto nivel. • Caída de operarios al vacío. • Caídas de objetos sobre operarios • Choques o golpes contra objetos • Atrapamientos y aplastamientos • Lesiones y/o cortes en manos • Lesiones y/o cortes en pies • Sobreesfuerzos • Ruido, contaminación acústica • Cuerpos extraños en los ojos • Afecciones en la piel • Contactos eléctricos directos • Contactos eléctricos indirectos • Ambientes pobres en oxígeno • Inhalación de vapores y gases • Trabajos en zonas húmedas o mojadas • Explosiones e incendios • Derivados de medios auxiliares usados • Radiaciones y derivados de soldadura • Quemaduras • Derivados del acceso al lugar de trabajo • Derivados del almacenamiento inadecuado de productos combustibles 	<ul style="list-style-type: none"> • Marquesinas rígidas. • Barandillas. • Pasos o pasarelas. • Redes verticales. • Redes horizontales. • Andamios de seguridad. • Mallazos. • Tableros o planchas en huecos horizontales. • Escaleras auxiliares adecuadas. • Escalera de acceso peldañeada y protegida. <ul style="list-style-type: none"> • Carcasas o resguardos de protección de partes móviles de máquinas. • Mantenimiento adecuado de la maquinaria • Plataformas de descarga de material. • Evacuación de escombros. • Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito. • Andamios adecuados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Casco de seguridad • Botas o calzado de seguridad • Botas de seguridad impermeables • Guantes de lona y piel • Guantes impermeables • Gafas de seguridad • Protectores auditivos • Cinturón de seguridad • Ropa de trabajo • Pantalla de soldador

Tabla 38: EPIs instalaciones eléctricas.

- Riesgos inherentes a la instalación fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas pueden generar algunos de los riesgos citados anteriormente como consecuencia de las particulares características de estas instalaciones. Podemos citar como características inherentes a la instalación fotovoltaica que pueden derivar a algunos riesgos citados anteriormente las siguientes:

- Existen dos fuentes de electricidad, la de la red principal y también el suministro procedente del sistema fotovoltaico con las siguientes tensiones de funcionamiento:
 - Hasta 49,50 Vcc en los terminales de un módulo fotovoltaico y hasta 841,50 Vcc a través de una cadena de 17 módulos o en terminales de entrada de CC de un inversor en vacío en condiciones STC.
 - 400 Vca trifásicos, 50 Hz de CA (red principal).
- En los terminales de cada módulo fotovoltaico hay una tensión presente durante todo el tiempo que están expuestos a la luz solar.

- Los laminados son materiales voluminosos y poco pesados, puede resultar peligroso su manipulación con fuerte viento. Se deberá evitar trabajar en esas condiciones.
 - La existencia de lluvia o aparato eléctrico puede suponer la aparición de tensiones inducidas o corrientes de descarga elevadas. Por ello, se intentará evitar trabajar en condiciones climatológicas de lluvia o con tormentas cercanas.
 - Los módulos deberán manipularse con cuidado ya que uno de sus componentes es cristal. Para evitar cortes en las manos la manipulación de los laminados se realizará con guantes.
 - Serán de aplicación las medidas preventivas recogidas en el presente anexo sobre instalaciones eléctricas, así como las de los medios auxiliares, maquinaria o herramientas que se emplean para realizar la instalación.
 - La estructura se conectará a tierra de acuerdo al REBT.
- Medidas preventivas generales

Durante el montaje de la instalación fotovoltaica se seguirán las siguientes directrices:

- Antes de realizar cualquier operación de instalación deberá cerciorarse de que dispone de todos los equipos de seguridad necesarios y que están en buen estado. Además, se debe asegurar que el personal está capacitado para realizar trabajos bajo tensión y en alturas y que conoce las medidas preventivas.
- El contratista está obligado al cumplimiento del Reglamento de Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de obras. Condiciones Generales”.
- Los instaladores tendrán la titulación requerida para la realización de instalaciones solares fotovoltaicas.
- Seguridad en el trabajo: El contratista está obligado a cumplir la siguiente reglamentación:
 - Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002 el 2 de agosto, e instrucciones complementarias.
 - Ordenanza de Seguridad y Salud en el Trabajo, aprobada por Orden el 09.03.1971 del Ministerio de Trabajo.

- Cuantos preceptos sobre Seguridad y Salud en el trabajo contengan las Ordenanzas laborales, Reglamentos de Trabajo, Convenios Colectivos y Reglamentos de Régimen Interior en vigor.
 - Especificaciones técnicas específicas para instalaciones solares fotovoltaicas en comunidades autónomas.
 - Especificaciones técnicas de la empresa eléctrica que vamos a hacer la conexión a red.
- Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en las debidas condiciones de seguridad.
 - Mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos en tensión, o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal. Se llevarán herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en las suelas.
 - El personal de la contrata viene obligado a usar todas las disposiciones y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidas para eliminar o reducir los riesgos profesionales tales como caso, gafas, etc. Pudiendo el director de obra suspender los trabajos, si estima que el personal de la contrata está expuesto a peligros que son corregibles.
 - Seguridad Pública
 - El contratista deberá tomar todas las precauciones en las operaciones y usos de equipos a proteger a las personas, animales o cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que tales accidentes ocasionen.
 - El contratista mantendrá póliza de seguros que proteja suficientemente a él, y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades de daños, civil, etc. en que uno y otro pudieran incurrir para con el contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.
 - Todos los elementos de seguridad personal deben estar homologados, en buen uso y bien conservados.

6.4 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

- Ropa de trabajo

Ropa de trabajo, adecuada a la tarea a realizar por los trabajadores del contratista.

- Equipos de protección

Se relacionan a continuación los equipos de protección individual y colectiva de uso más frecuente. El contratista deberá seleccionar aquellos que sean necesarios según el tipo de trabajo.

- Equipos de protección Individual (EPI), de acuerdo con las normas UNE-EN.
 - Calzado de seguridad.
 - Casco de seguridad.
 - Guantes aislantes de la electricidad BT y AT.
 - Guantes de protección mecánica.
 - Pantalla contra proyecciones.
 - Gafas de seguridad.
 - Cinturón de seguridad.
 - Discriminador de baja tensión.
 - Protecciones colectivas.
 - Señalización: cintas, banderolas, etc.
 - Cualquier tipo de protección colectiva que se pueda requerir en el trabajo a realizar.
- Equipos de primeros auxilios
 - Botiquín con los medios necesarios para realizar curas de urgencia en caso de accidente. Ubicado en la oficina de obra, a cargo de una persona capacitada designada por el Contratista.
- Equipos de protección contra incendios
 - Extintores de polvo seco clase A, B, C.

6.5. SERVICIOS GENERALES DE LA OBRA

En este apartado se indican las directrices a seguir para la definición de servicios generales necesarios en la obra.

- Descripción de la obra y situación

Las actuaciones contempladas en este documento se situarán en la nave industrial situada en el Parque Industrial de Elche, en Calle Santiago Ramón y Cajal, 27, 03203 Elche, (Alicante). Por tanto, todos los servicios necesarios para la obra, como suministro de energía eléctrica, agua potable o saneamiento se obtendrán de los servicios ya existentes en la nave.

6.6. PREVISIONES E INFORMACIONES ÚTILES PARA TRABAJOS POSTERIORES

En la realización de los trabajos de mantenimiento u otros posteriores en la instalación fotovoltaica, se deberá de prever las siguientes medidas de prevención:

- Instrucciones de operación normal y de emergencia.
- Señalización clara de mandos de operación y emergencia.
- Dispositivos de protección personal y colectiva para trabajos posteriores de mantenimiento.
- Existencia de equipos de rescate y auxilio para casos necesarios.

7. ESTUDIO DE RESIDUOS

La Planta Solar Fotovoltaica es una instalación para la generación de energía eléctrica, no resulta equiparable al resto de industrias, en relación a la generación de residuos; también teniendo en cuenta que la instalación queda dentro de los límites de un edificio de industria alimenticia y la instalación eléctrica de la planta fotovoltaica igualmente queda dentro de los límites de la red eléctrica interior de la nave (autoconsumo).

Durante su vida útil en funcionamiento no genera residuos (ni en forma de gas, ni líquidos como podría ser el aceite (la planta no requiere propio transformador), ni sólidos; por lo tanto, se contempla solo la fase de construcción para planificar la gestión de residuos.

La legislación vigente que le es de aplicación es:

- Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.
- Real Decreto 105/2008 de Producción y Gestión de Residuos en la Construcción.

7.1. FASE DE CONSTRUCCIÓN

En relación a los residuos generados durante la fase de construcción de la Planta Solar Fotovoltaica y la línea eléctrica de evacuación inexistente, podemos diferenciar entre los residuos no peligrosos y los residuos peligrosos, según se definen en la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados.

Durante la fase de obras, acondicionamiento de terrenos y colocación de estructuras y cableados podrá generarse una pequeña cantidad de residuos propios de esta fase. Estos residuos serán almacenados correctamente, evitando mezclas de distintos tipos de residuos y serán retirados por las empresas constructoras, que asegurará su correcta reutilización o eliminación controlada.

Una vez terminada la obra se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, retirando las instalaciones temporales, restos de máquinas. A continuación, se muestra la lista de posibles residuos generados.

- Hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos

La cantidad de este tipo de residuos es despreciable (menos de 0,01 m³ de escombros, su generación es posible en el momento de colocar las picas de puesta a tierra cerca del edificio rompiendo la acera en una superficie de 0,2 m². Su gestión es a través de la empresa titular del proyecto. La estructura ocuparía un tejado de chapa metálica de grecas de 24 cm que no se generan residuos durante la instalación.

- Madera

Se generan palés de transporte de los módulos, en su totalidad reutilizables; en caso que no sean estandarizados, se las entregan en plantas de ecoparque de Jijona (8-10 palés). Las bobinas de cableado tienen valor estable, así que se devuelven al distribuidor.

- Vidrio

No se genera debido al tamaño de la instalación, (ratio de roturas de paneles normal: 0,5%) si se rompe algún módulo solar, su reciclaje se hace por vías de ecoparques del municipio de Jijona.

- Plástico

Se genera una cantidad despreciable ($0,2 \text{ m}^3$), el origen es el embalaje de las vigas de aluminio de la estructura y embalaje de cuadros eléctricos. Su reciclaje está previsto por las vías de reciclaje habituales de la empresa titular de la instalación (contenedores para plástico y para cartón). Las puntas recortadas del cableado son de PVC o polietileno, se reciclan con su núcleo de cobre en las plantas de reciclaje para metales.

- Vidrio, plástico y madera que contienen sustancias peligrosas o están contaminados por ellas

No se generan.

- Cobre

Se generan en el proceso de conectar las puntas del cableado, se recicla en plantas de este fin. Su reciclaje es fácil por su elevado precio.

- Aluminio

Se genera una cantidad despreciable (0,003 t) por instalar un kit ajustado para el tamaño exacto de la estructura. En algunos puntos de la instalación es inevitable el recorte del material. El marco de un módulo solar roto se recicla igualmente, es de aluminio.

- Semiconductores de la película fina del módulo solar

En caso de rotura, se recicla en puntos de recogida autorizados para este fin; su cantidad es despreciable, teniendo en cuenta que solo se genera si un módulo se rompe y queda inservible (cantidad en gramos).

- Papel y cartón

Se genera al desembalar los módulos fotovoltaicos (1 m³), se recicla por las vías habituales de la fábrica del cliente (contenedores de cartón).

- Tierra (incluida la excavada de zonas contaminadas), piedras y lodos de drenaje

No se genera, los trabajos se realizarán en el tejado de la nave y en su interior.

- Materiales de aislamiento y materiales de construcción que contienen amianto

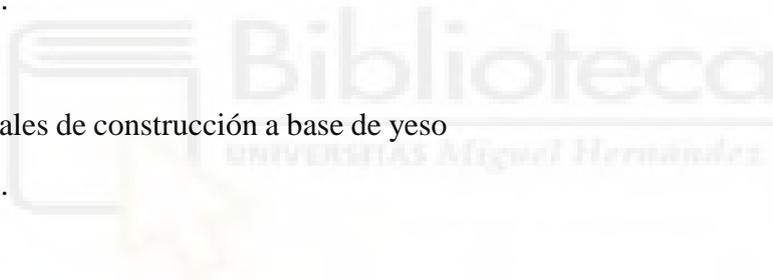
No se generan.

- Materiales de construcción a base de yeso

No se generan.

- Otros residuos de construcción y demolición

No se generan.



**ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS DE
LOS COMPONENTES DE LA
INSTALACIÓN**



Hi-MO

LRS-72HPH 530 SSOM

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Smart Soldering
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2015: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2015: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

ISO 45001: 2018: Occupational Health and Safety

21.5%
EFFICIENCY

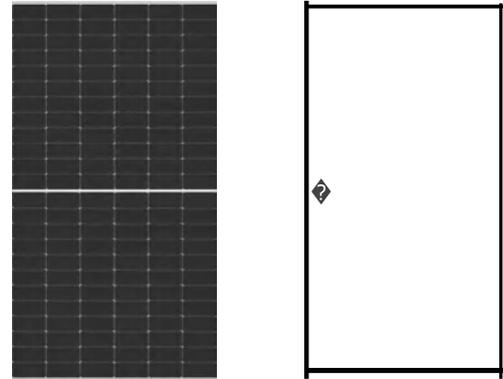
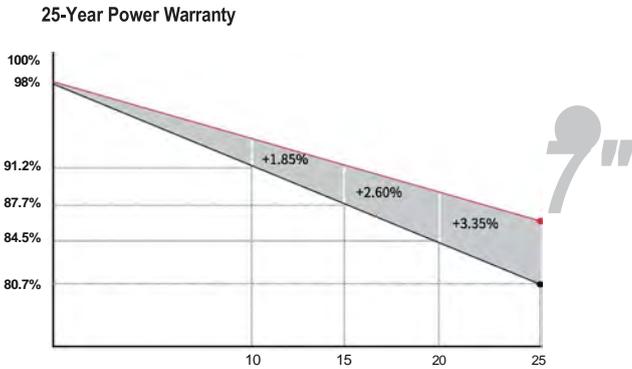
0~+5W
POWER TOLERANCE

<2%
FIRST YEAR POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 25 POWER DEGRADATION

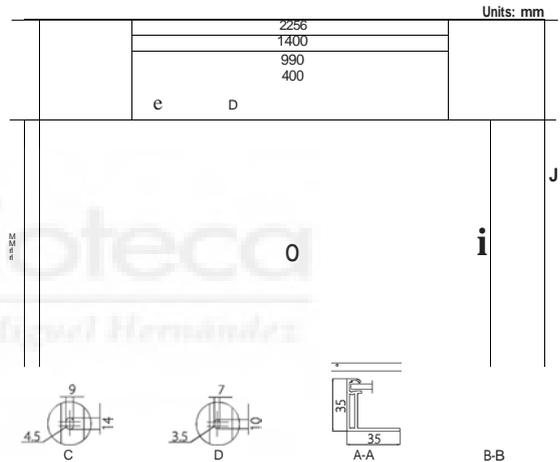
HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6X24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256 X 1133 X 35mm
Packaging	3pcs per pallet/ 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C Im/s

Test uncertainty for P_{max}: ±3%

Module Type	LR5-72HPH-530M		LR5-72HPH-535M		LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M		LR5-72HPH-550M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (P _{max} /W)	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0	550	410.7
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55	49.80	46.69
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92	41.95	39.06
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46	13.12	10.52
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40° (~+85°C)
Power Output Tolerance	0~+5W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (1EC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C

SUN2000-100KTL-M2 Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



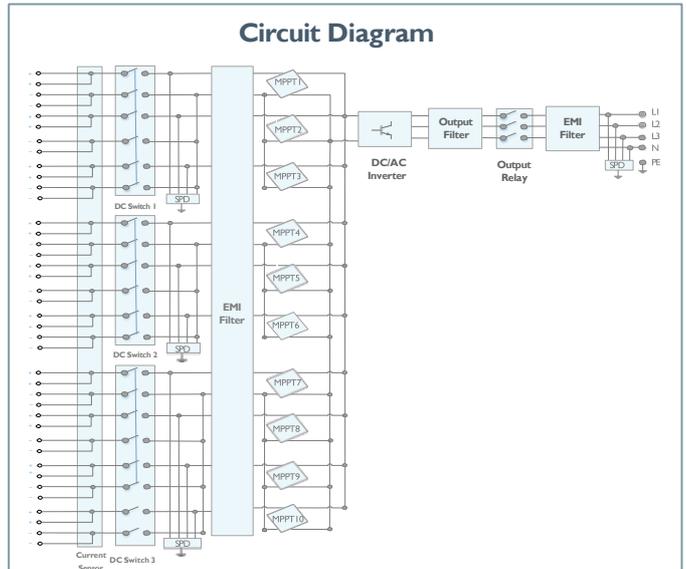
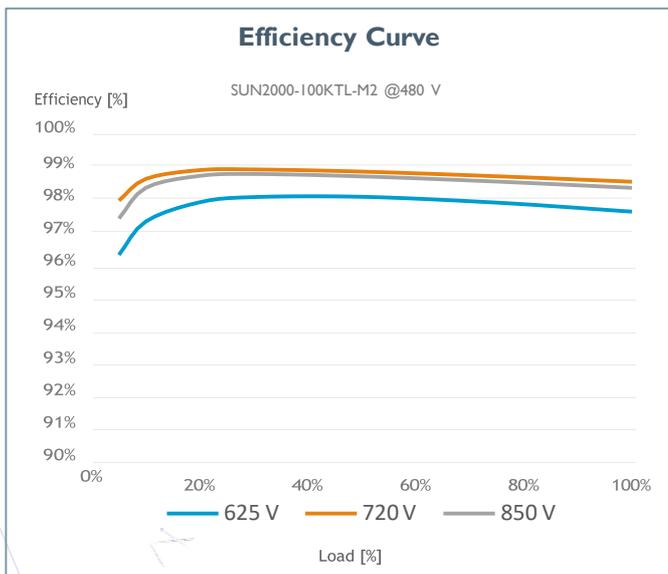
Support AFCI &
Smart String Level
Disconnecter



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



Technical Specification SUN2000-100KTL-M2

Efficiency	
Max. efficiency	98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency	98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V

Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2

Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	400 V/ 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading...0.8 lagging
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
Arc Fault Protection	Yes
Smart String Level Disconnecter	Yes

Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle - 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)

General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	93 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

06H Soporte coplanar microrail fijación a chapa metálica, horizontal

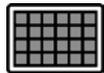
Sistema Kit

Anclaje a chapa, anclaje sobre la greca.

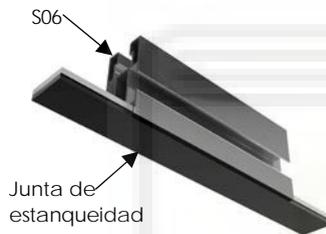
Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas de la chapa.

Incluye junta de estanqueidad.

Distancia recomendada entre grecas ≤ 400 mm



Módulo ancho máximo:
Todos los tamaños



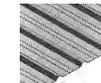
Componentes del Kit



S06

S10

S11



Chapa
grecada



Chapa
sándwich
5 nervios



EPDM



Anclaje a
chapa

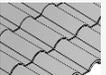


Tornillería
incluida

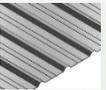


Ficha
técnica del
producto

Coplanar para
cubierta de teja



Coplanar para
cubierta
metálica



Soportes
Inclinados



Soportes para
terreno



Marquesinas
para
aparcamiento



Accesorios



Soportes Coplanares
Cubiertas metálicas



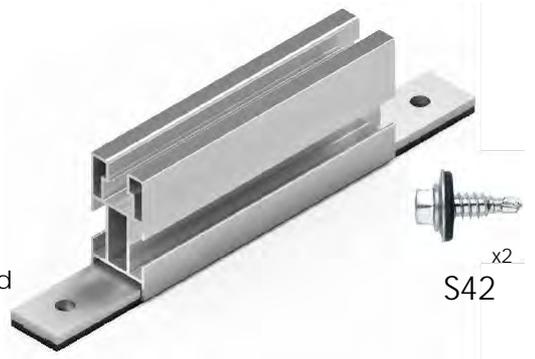
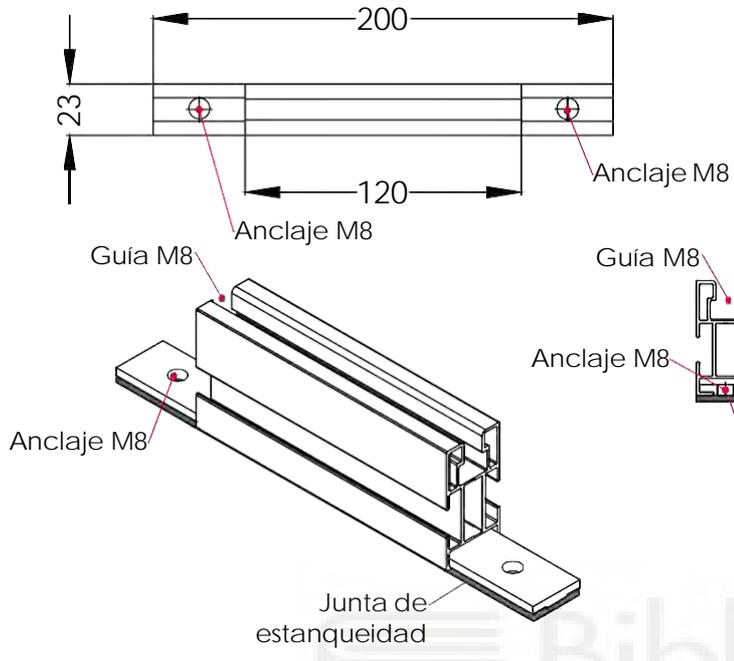
Escanear el código QR para
descargar documentación técnica

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original

Ficha técnica

Fijación para anclaje directo a chapa, sobre greca

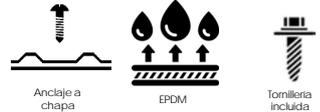
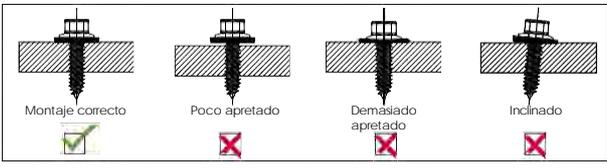
S06



**Para distancias entre grecas ≤400 mm*



⚠ Espesor mínimo de la chapa 0.5 mm



Herramientas necesarias:



Par de apriete:
Tornillo 6,3 Hexagonal 10 Nm

Seguridad:



S06
Fijación para todo tipo de cubiertas metálicas,
Anclaje sobre la greca.

Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6

Incluye tornillos zincados con arandelas de sellado.
Incluye junta de estanqueidad EPDM.

Material 100% reciclable.
CÓMODO instalación.

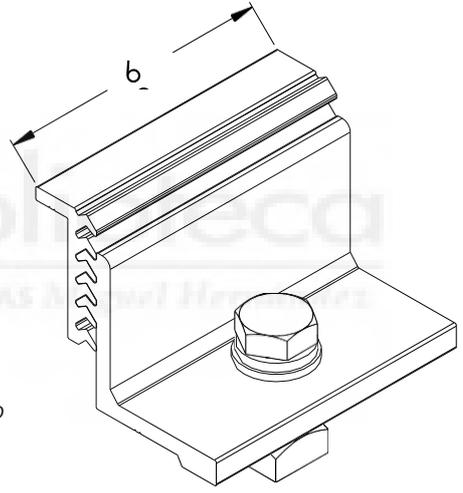
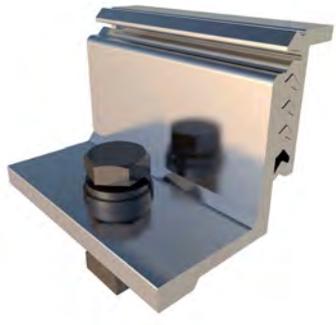


Marcado ES19/86524 **CE**

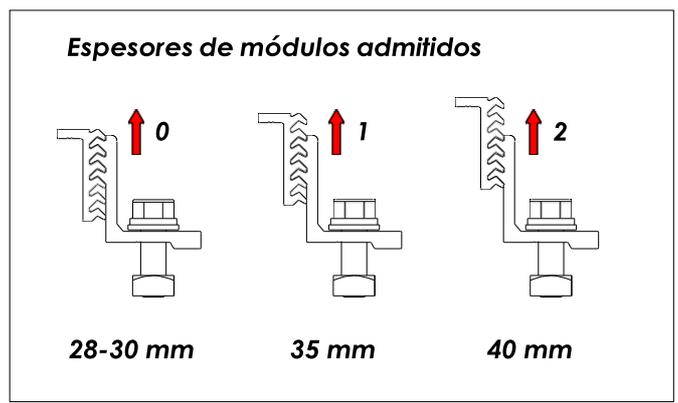
Ficha técnica

Presor lateral regulable para fijar paneles en inicio y final

S10



Válido para medidas de espesor de módulo de 28 mm a 40 mm. Para espesores diferentes solicitar bajo pedido.



Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Herramientas necesarias:



Par de apriete:
Tornillo presor 7 Nm

Seguridad:



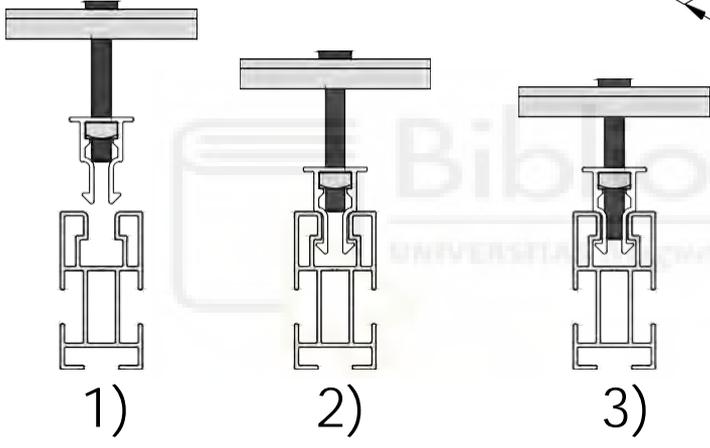
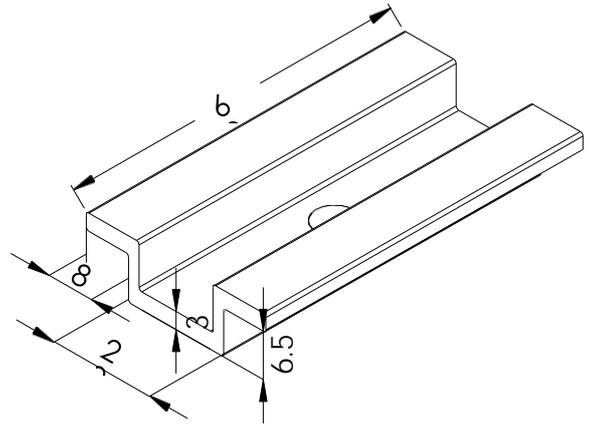
Marcado
ES19/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

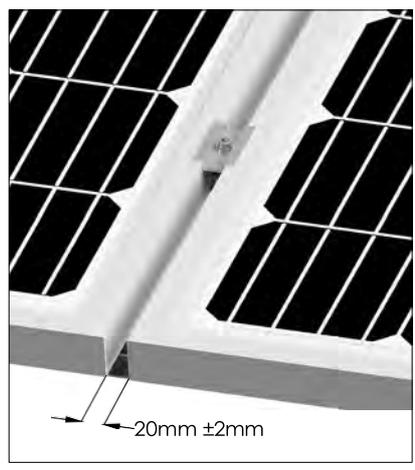
Ficha técnica

Presor central para fijar paneles uno con otro

S11



- 1) Alinear presor con el perfil
- 2) bajar hasta hacer clic
- 3) roscar el tornillo.



Válido para medidas de espesor de módulo de 28 mm a 40 mm. Para espesores diferentes solicitar bajo pedido.

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Herramientas necesarias:



Par de apriete:
Tornillo Presor 7 Nm

Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S01.1	Caja 2 Ud.	280x100x60	0,40 kg
	Caja 10 Ud.	400x200x80	1,50 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S04	Caja 20 Ud.	175x100x60	1,10 kg
	Caja 150 Ud.	400x200x120	7,50 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S05	Caja 2 Ud.	420x100x60	0,60 kg
	Caja 25 Ud.	400x200x250	5,10 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S06	Caja 2 Ud.	280x100x60	0,40 kg
	Caja 25 Ud.	400x200x120	4,40 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S07.1	Caja 2 Ud.	400x200x80	0,50 kg
	Caja 20 Ud.	400x200x250	4,90 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S40	Caja 2 Ud.	260x105x60	0,50 kg
	Caja 40 Ud.	400x200x250	5,10 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S41	Caja 2 Ud.	280x105x65	0,50 kg
	Caja 20 Ud.	400x200x250	10,70 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S03	Caja 2 Ud.	175x100x60	0,30 kg
	Caja 25 Ud.	400x200x80	3,40 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S04.1	Caja 20 Ud.	175x100x60	1,10 kg
	Caja 150 Ud.	400x200x120	7,50 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S05.1	Caja 2 Ud.	420x100x60	1,05 kg
	Caja 25 Ud.	400x200x250	12,90 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S07	Caja 2 Ud.	400x200x80	0,70 kg
	Caja 20 Ud.	400x200x250	6,00 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
Imprimación 50 ml	Caja 1 Ud.	175x100x60	0,12 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
Imprimación 250 ml	Caja 1 Ud.	Sin caja	0,23 kg



Ref.	Unidades	Volumen	Peso
S46-89x20 mm	100 Ud.	Rollo precortado	0,10 kg
S46.1-50x60 mm	100 Ud.	Rollo precortado	0,15 kg
S46.2-20mm	25 metros	Rollo	0,25 kg



ANEXO II: FICHA TÉCNICA DE INVERSOR A COMPARAR





Designed to perform.

Principales características

- 01 Resistencia y larga vida útil
- 02 Costes más bajos y servicio eficiente
- 03 Control inteligente y sistema abierto
- 04 Flexibilidad de diseño
- 05 Reparación y sostenibilidad

Máxima flexibilidad en el diseño del sistema con mínimos costes operativos: gracias al resistente inversor Fronius Tauro, las grandes instalaciones fotovoltaicas pueden resultar aún más rentables. Ya sea con radiación solar directa o en condiciones de calor extremo, su carcasa de doble capa y la ventilación activa ofrecen el máximo rendimiento incluso en las condiciones ambientales más adversas. Además, la instalación y el mantenimiento de este resistente inversor para proyectos se realizan de forma rápida y sencilla. Fronius Tauro. Designed to perform.

La solución para grandes instalaciones fotovoltaicas

01



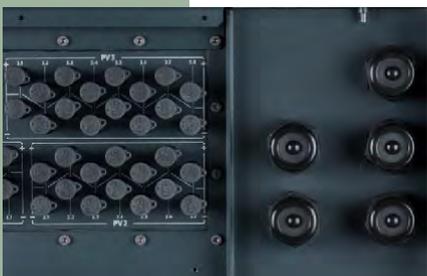
02



03



04



01 Resistencia y larga vida útil

Diseñado para soportar la radiación solar directa y el calor extremo: su carcasa de doble capa y la ventilación activa hacen del Fronius Tauro un inversor duradero y resistente que ofrece el máximo rendimiento.

02 Costes más bajos y servicio eficiente

Mínimos costes operativos: el Fronius Tauro es rápido de instalar y fácil de mantener. En caso de avería, basta con sustituir la etapa de potencia afectada en lugar de todo el inversor. Esto garantiza un funcionamiento seguro y permite realizar los trabajos de mantenimiento de forma rápida y rentable.

03 Control inteligente y sistema abierto

Al igual que el resto de productos Fronius, el Fronius Tauro se puede monitorizar, controlar y mantener cómodamente mediante un smartphone o un ordenador. Con Fronius Solar.web puedes supervisar tu instalación en todo momento. La arquitectura abierta del sistema permite integrar fácilmente componentes de terceros.

04 Flexibilidad de diseño

Centralizado, descentralizado, vertical u horizontal: la serie Fronius Tauro ofrece la máxima flexibilidad en el diseño e instalación de grandes instalaciones fotovoltaicas. La flexibilidad del Tauro y la rentabilidad del Tauro ECO se pueden combinar según las necesidades. La protección contra sobretensiones y la función AC Daisy Chaining integradas reducen la necesidad de componentes y cableado adicionales.

05 Reparación y sostenibilidad

El Fronius Tauro demuestra la importancia de la sostenibilidad en cada fase del ciclo del producto. Este inversor para proyectos está diseñado para tener una larga vida útil y se ha diseñado y producido en Austria con la menor cantidad posible de componentes intercambiables. Esto hace del Tauro un dispositivo particularmente resistente que, en caso de necesitar mantenimiento, basta con cambiar las piezas individuales in situ, consiguiendo un ahorro de tiempo y recursos.



El Fronius Tauro está disponible en dos versiones:

- Fronius Tauro | 50 kW | 3 seguidores MPP
- Fronius Tauro ECO | 50 y 100 kW | 1 seguidor MPP

Datos técnicos

			Tauro			Tauro ECO						
			50-3-D			50-3-D			100-3-D			
Datos de entrada	Número de seguidores MPP		3			1			1			
	Máxima corriente de entrada (I _{dc} máx)	A	134			87,5			175			
	Máx. corriente de entrada por serie fotovoltaica opción 20 A (I _{dc} máx, string)	A	14,5			14,5			14,5			
	Máx. corriente de entrada por serie fotovoltaica opción 30 A (I _{dc} máx, string)	A	22			22			22			
	Máxima corriente de cortocircuito (I _{sc} máx, inversor)	A	240			178			365			
	Rango de tensión de entrada CC (U _{dc} mín - U _{dc} máx)	V	200 - 1000			580 - 1000			580 - 1000			
	Tensión de puesta en servicio (U _{dc} arranque)	V	200			650			650			
	Rango de tensión MPP (U _{mpp} mín - U _{mpp} máx)	V	400 - 870			580 - 930			580 - 930			
	Máxima potencia del generador FV (P _{dc} máx)	kWp	75			75			150			
			FV1	FV2	FV3	FV1	FV2	FV1	FV2	FV3		
	Máx. corriente de entrada del conjunto de series FV por canal (I _{dc} máx, pv)	A	36	36	72	75	75	75	75	75		
	Máx. corriente de cortocircuito del conjunto de series FV por canal (I _{sc} pv) ¹	A	72	72	125	125	125	125	125	125		
Número de entradas CC opción 20 A		4	3	7	7	7	7	7	8			
Número de entradas CC opción 30 A		4	5	5	4	5	4	5	5			
Datos de salida	Potencia nominal CA (P _{ac,r})	W	50.000			50.000			100.000			
	Máxima corriente de salida	VA	50.000			50.000			100.000			
	Corriente de salida CA (I _{ac} máx)	A	76			76			152			
	Acoplamiento a la red (U _{ac,r})	V	3~ NPE 400/230; 3~ NPE 380/220									
	Frecuencia (rango de frecuencia f _{mín} - f _{máx})	Hz	50 / 60 (45 - 65)									
Factor de potencia (cos φ _{ac,r})		0 - 1 ind. / cap.										
Datos generales	Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	mm	755 × 1109 × 346 mm (sin montaje en pared)									
	Peso	kg	92			74			103			
	Tipo de protección		IP 65			IP 65			IP 65			
	Clase de protección		1			1			1			
	Consumo nocturno	W	< 16			< 16			< 16			
	Refrigeración		Tecnología de Ventilación Activa y sistema de doble carcasa									
	Instalación		Interior y exterior ²									
	Rango de temperatura ambiente	°C	-40 a +65 °C ³									
Certificados y cumplimiento de normas ⁴		AS/NZS 4777.2:2020 IEC62109-1/-2 VDE-AR-N 4105:2018 IEC62116 EN50549-1:2019 & EN50549-2:2019 VDE-AR-N 4110:2018 CEI 0-16:2019 CEI 0-21:2019										
Tecnología de conexión	CA	Diámetro del cable	mm ²	35 - 240			35 - 240			70 - 240		
		Material conductor		Al y Cu								
		Terminales de conexión		Terminal de cable o pinzas en V								
		Opción con un único núcleo (cable unipolar)		Prensaestopa: 5 × M40 (10 - 28 mm)								
	Opción con varios núcleos (cable multipolar)		Prensaestopa: 1 × conexión multipolar Ø 16 - 61,4 mm + 1 × M32									
	Opción de conexión en serie de la CA (cable unipolar)		Prensaestopa: 10 × M32 (10 - 25 mm)									
	CC	Diámetro del cable	mm ²	4 - 6								
Material conductor			Cu									
Terminales de conexión			DC-Direktanschluss Stäubli Multi Contact MC4									
Rendimiento	Máx. rendimiento	%	98,5			98,5			98,5			
	Rendimiento europeo (η _{EU})	%	98,3			98,2			98,2			
	Rendimiento de adaptación MPP	%	> 99,9			> 99,9			> 99,9			

¹ I_{sc} pv = I_{sc} max. ≥ I_{sc} (STC) × 1.25, de acuerdo, por ejemplo, a IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021.

² Posibilidad de radiación solar directa

³ Seccionador CA integrado en el inversor: desde -30 hasta +65 °C

⁴ Certificados previstos. Para ver los certificados actuales, consulta www.fronius.com/tauro-cert

		Tauro	Tauro ECO	
		50-3-D	50-3-D	100-3-D
Equipamiento de seguridad	Seccionador CC	Integrado		
	Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento al punto de trabajo, limitación de potencia		
	Protección contra polaridad inversa	Integrado		
	RCMU	Integrado		
	Medición de aislamiento CC	Integrado		
	Interruptor de circuito por fallo de arco (Fronius Arc Guard)	Opcional (Solo para opción 20 A)		
	Protección contra sobretensiones CC/CA	Tipo 1 + 2 integrados ⁵ , tipo 2 opcional		
	Fusible de serie fotovoltaica	Integrado, 20 A o 30 A		
Interfaces	WLAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP Sunspec, Fronius Solar API (JSON)		
	Ethernet LAN RJ457	10/100 Mbit; máx. 100 m Fronius Solar.web, Modbus TCP Sunspec, Fronius Solar API (JSON)		
	USB (tipo A)	1 A @ 5 V máx. ⁶		
	Desconexión por cable (WSD)	Parada de emergencia		
	2 x RS485	Modbus RTU SunSpec		
	6 entradas digitales 6 salidas digitales	Interfaz programable para el receptor de control de ondas, gestión de energía, control de carga		
	Datalogger y Servidor web ⁷	Integrado		

⁵ Tipo 1 + 2: limp 5 kA

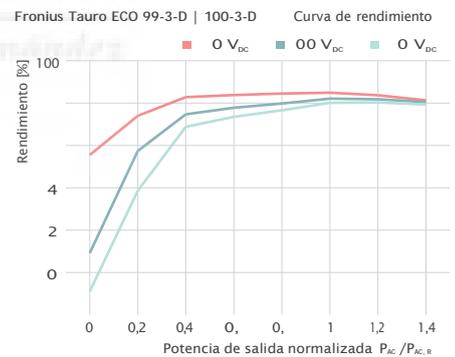
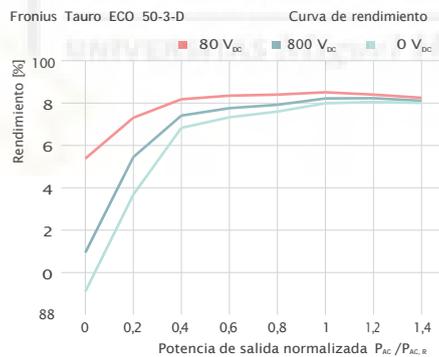
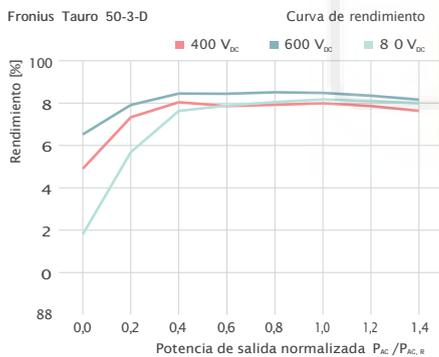
⁶ Solo para suministro eléctrico

⁷ Para la comunicación con varios inversores se utiliza una conexión Ethernet. Cada inversor se comunica de forma individual con la red/internet a través de su Datalogger integrado

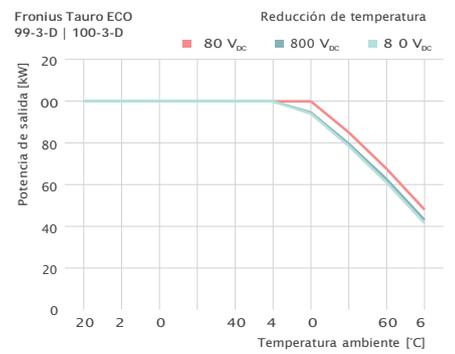
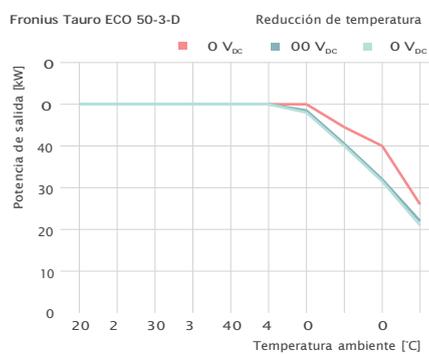
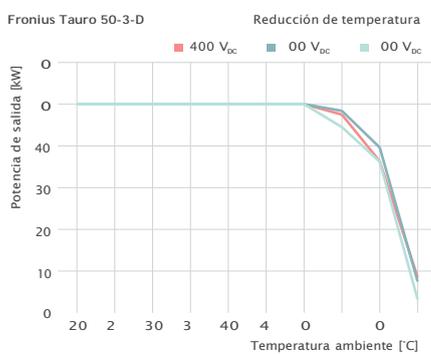
Eficiencia demostrable

Su eficiencia habla por sí sola: el Fronius Tauro impresiona por ofrecer el máximo rendimiento de forma constante a temperaturas de hasta 50 °C.

Rendimiento



Reducción de potencia



Más información sobre el producto: www.fronius.com/tauro

Fronius México S.A. de C.V.
Carretera Monterrey-Saltillo 3279
Landus Business Park
Santa Catarina, NL 66367
México
pv-sales-mexico@fronius.com

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial La Carpetania
Calle Miguel Faraday 2
28906 Getafe, Madrid
España
pv-sales-spain@fronius.com

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

ES V02-Ene 2023

El texto y las ilustraciones corresponden al estado de la técnica en el momento de la impresión. Sujeto a cambios sin previo aviso. A pesar de la cuidadosa edición, toda la información se proporciona sin garantía. Fronius no asume ninguna responsabilidad a este respecto. Copyright © 2022 Fronius™. Todos los derechos reservados.

ANEXO III: SIMULACIÓN SOLAREEDGE



Carrer Santiago Ramon y Cajal 27, Elx, 03203, Spain | 8 abr 2023



RESUMEN DEL SISTEMA

 450 Módulos FV

 2 Inversores

 450 Optimizadores

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN


Potencia CC Instalada
243,00 kWp


Máx. Pca Alcanzada
199,80 kW

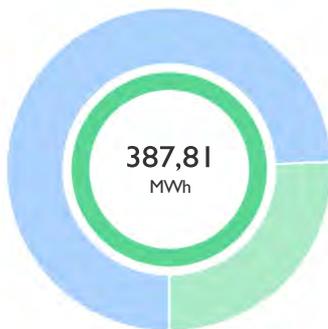

Energía Producida Anual
387,81 MWh


Emisiones CO2 Ahorradas
102,77 t


Arboles Equivalentes Plantados
4720

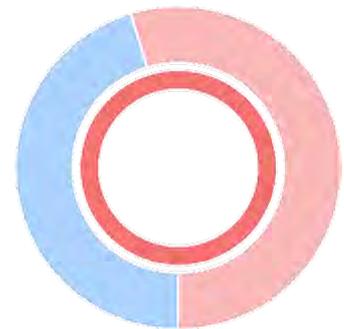
PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

-  Producción Total - 100 %
387,81 MWh
-  Autoconsumo - 74 %
287,90 MWh
-  Exportación - 26 %
99,91 MWh



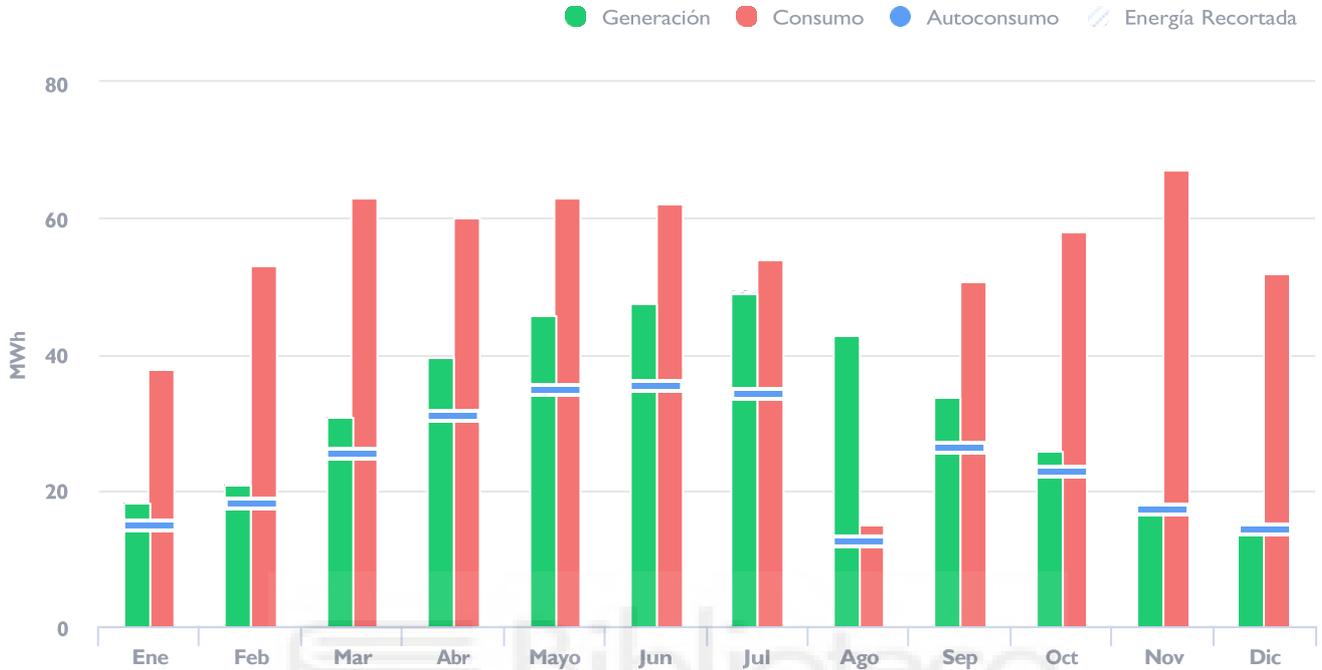
CONSUMO

-  Consumo Total - 100 %
635,73 MWh
-  Autoconsumo - 45 %
287,90 MWh
-  Importación - 55 %
347,83 MWh



Carrer Santiago Ramon y Cajal 27, Elx, 03203, Spain | 8 abr 2023

ENERGÍA MENSUAL ESTIMADA



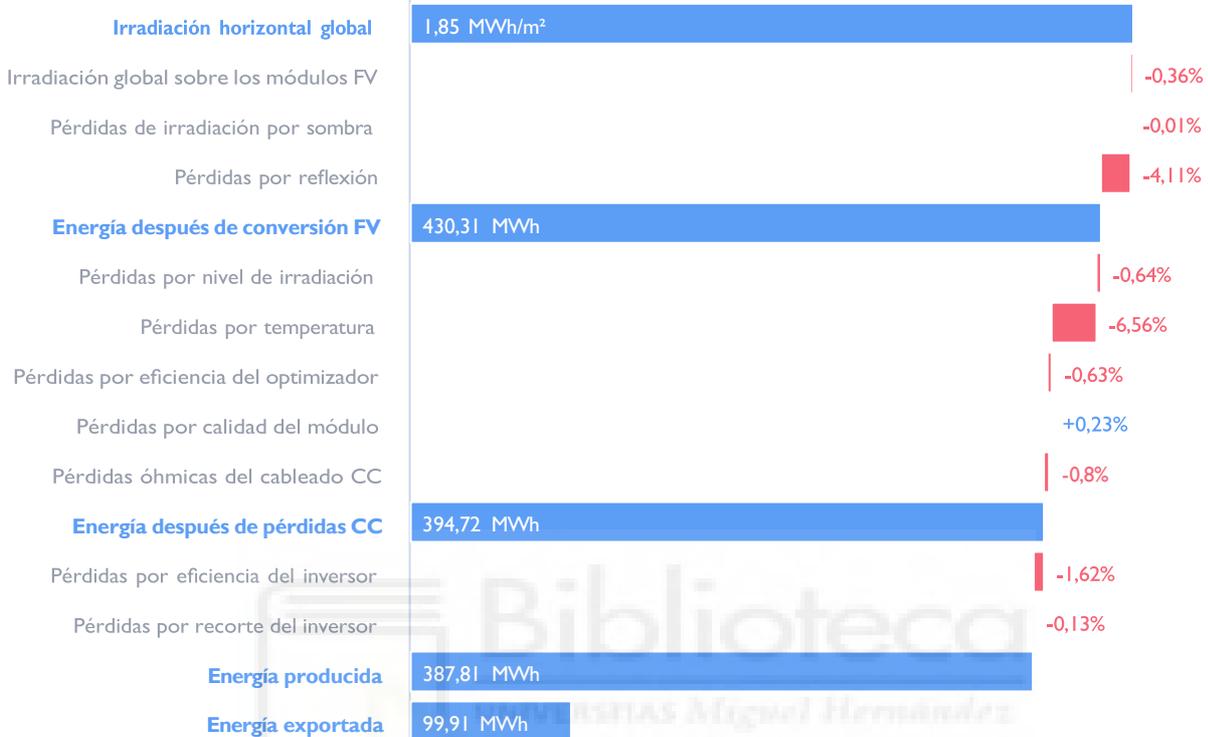
Total de energía recortada: 0,13%

MÓDULOS FV

Nº Módulo	Modelo	Potencia pico	Tipo de estructura	Orientación	Azimut	Inclinación
220	Longi Solar, LR5-72HPH-540M	118,8 kWp			243°	9°
230	Longi Solar, LR5-72HPH-540M	124,2 kWp			63°	9°
Total: 450		243 kWp				

Carrer Santiago Ramon y Cajal 27, Elx, 03203, Spain | 8 abr 2023

DIAGRAMA DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA



PARÁMETROS DE SIMULACIÓN



UBICACIÓN Y RED

Zona horaria	CEST (Madrid)
Estación meteorológica	Alicante (distancia 5,75 km)
Altitud estación	18 m
Fuente de datos estación	Meteonorm 7.1
Red	400V L-L, 230V L-N

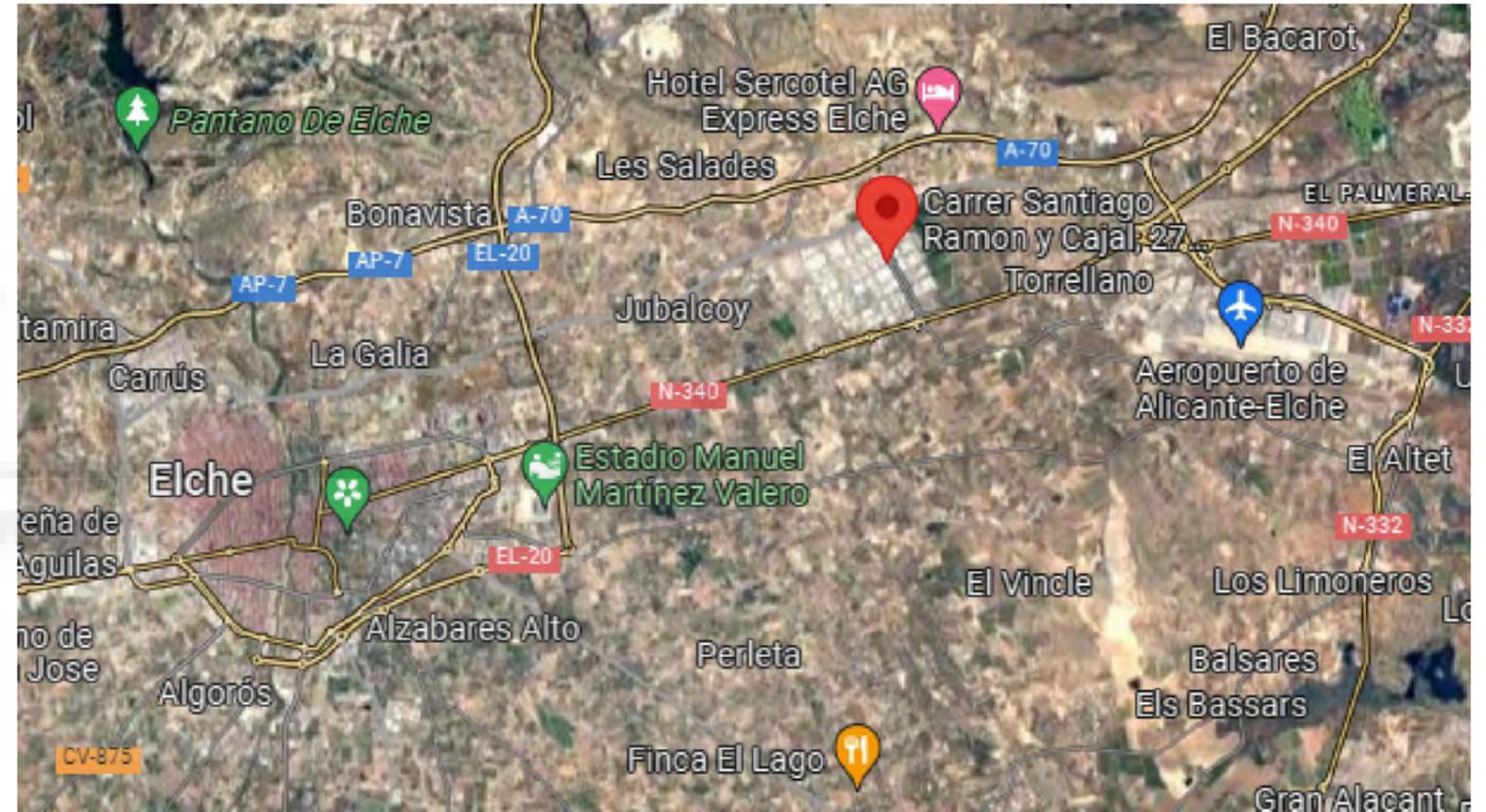
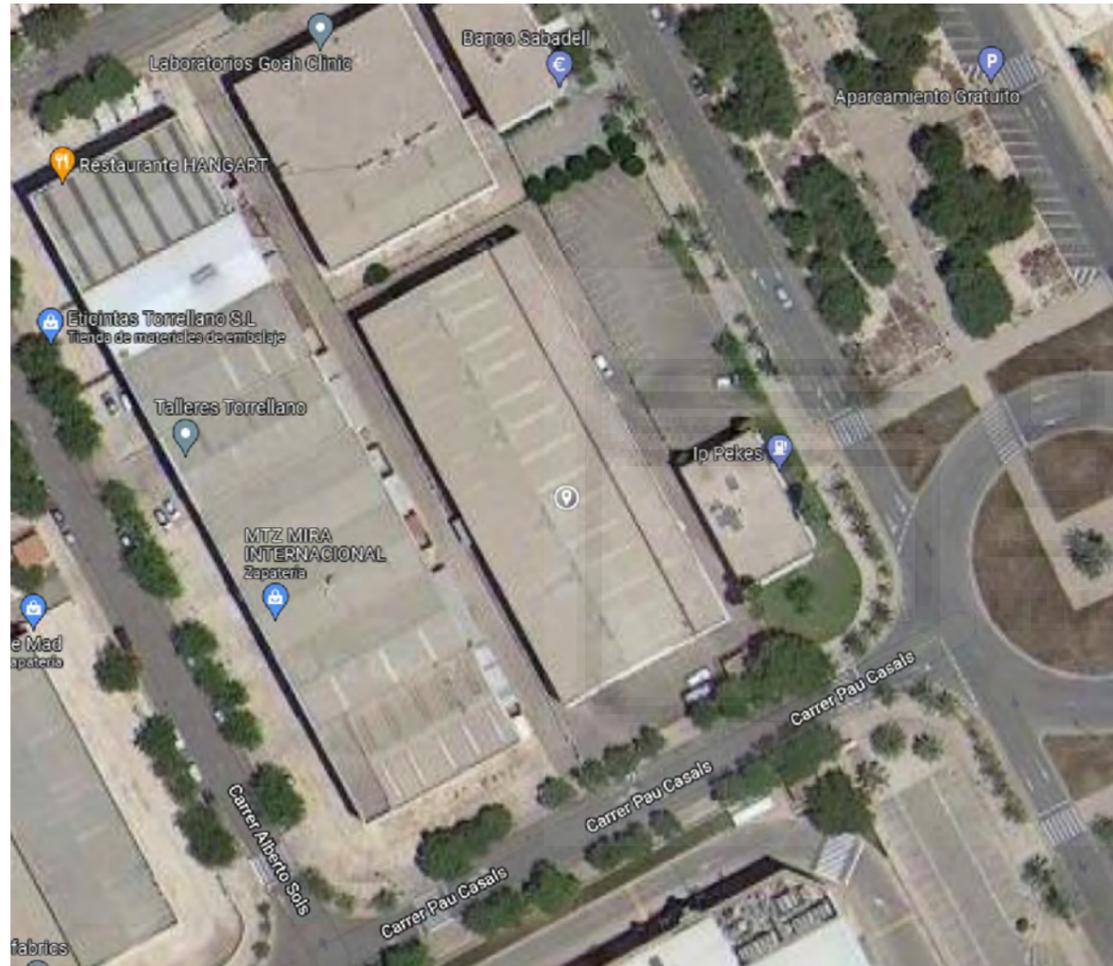


FACTORES DE PERDIDAS

Sombra cercana	Habilitado
Albedo	0,20
Suciedad y Nieve	0%
Modificador de ángulo de incidencia, param. ASHRAE b0	0,05
Coefficiente de pérdidas térmicas U _c (const) Coplanar	20
Coefficiente de pérdidas térmicas U _c (const) Inclinado	29
Factor de pérdidas por LID	0%
Indisponibilidad del sistema	0%

ANEXO IV: PLANOS

- 1. Situación y emplazamiento
- 2. Situación de cuadros de protección e inversores
- 3. Vista de los módulos fotovoltaicos 3D
- 4. Distribución de los módulos fotovoltaicos
- 5. Distribución de los “STRINGS”
- 6. Esquema unifilar
- 7. Línea de vida de seguridad



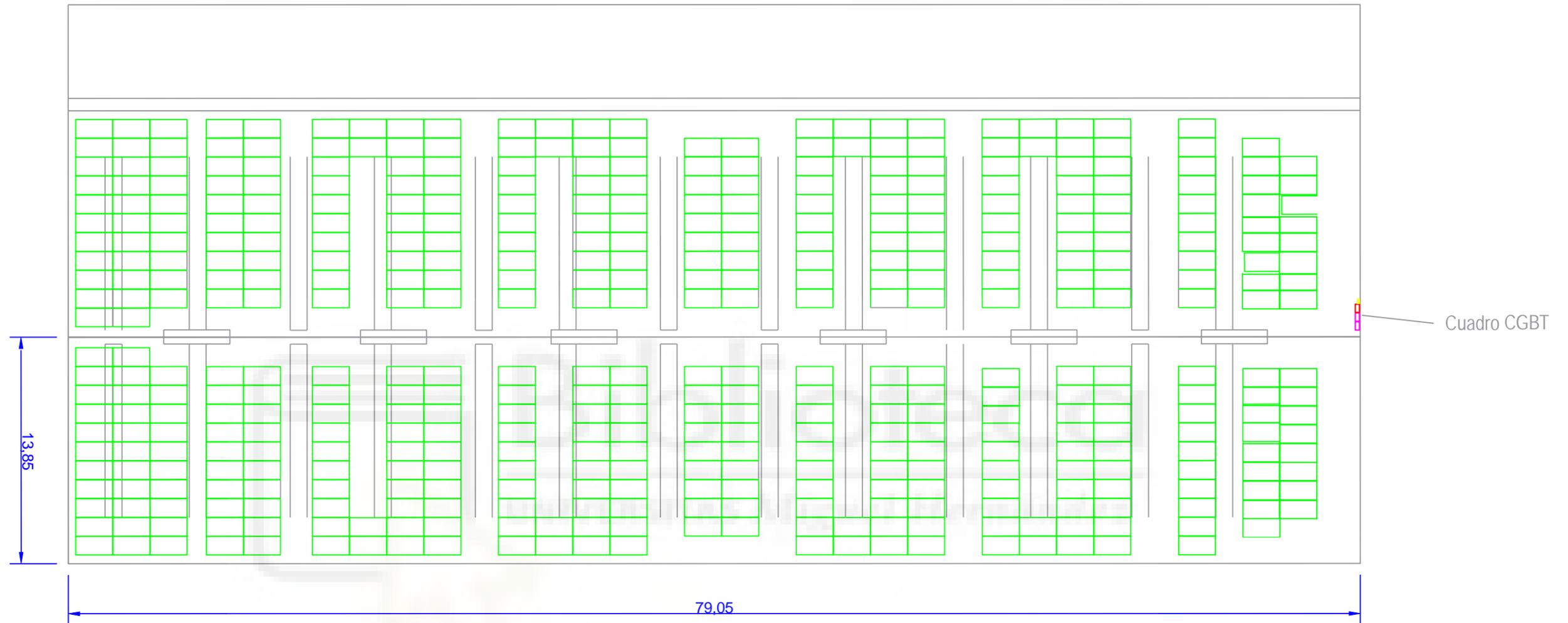
Plano de situación y emplazamiento		Proyectado	Fecha	Nombre
		Dibujado	26/05/2023	Sergio Ivanisov
Escalas: S/E				El autor del proyecto: Sergio Ivanisov
Plano nº: 1		Nave Industrial, C/ Santiago Ramón y Cajal, 27, 03203 Elche, Alicante		



Fotografía de la fachada septentrional del edificio		Fecha	Nombre
		Proyectado	
		Dibujado	26/05/2023 Sergio Ivanisov
		Comprobado	
Escalas: S/E	Nave Industrial, C/ Santiago Ramón y Cajal, 27, 03203 Elche, Alicante	El autor del proyecto: Sergio Ivanisov	
Plano nº: 2			



Vista de distribución de módulos fotovoltaicos 3D		Fecha	Nombre
		Proyectado	
		Dibujado	26/05/2023 Sergio Ivanisov
		Comprobado	
Escalas: S/E	Nave Industrial, C/ Santiago Ramón y Cajal, 27, 03203 Elche, Alicante	El autor del proyecto: Sergio Ivanisov	
Plano nº: 3			

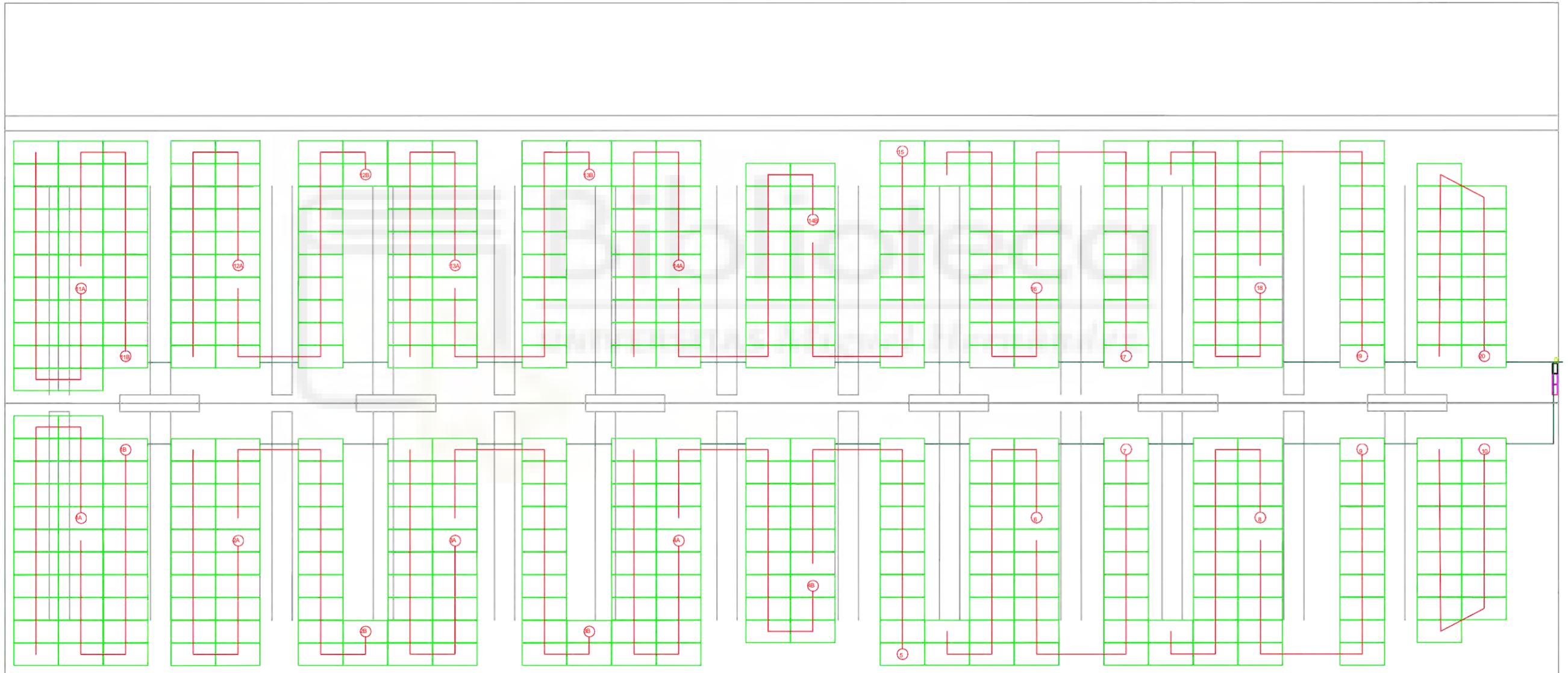


LEYENDA

-  MÓDULO SOLAR LONGI 540 Wp
-  CUADRO AC
-  INVERSOR
-  CUADRO DE COMUNICACIONES

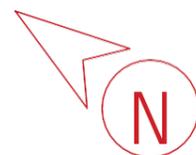


Plano de distribución de módulos fotovoltaicos		Cotas en m	Fecha	Nombre		
		Proyectado				
Escalas: S/E	Nave Industrial, C/ Santiago Ramón y Cajal, 27, 03203 Elche, Alicante			Dibujado	26/05/2023	Sergio Ivanisov
Plano nº: 4				Comprobado		
				El autor del proyecto: Sergio Ivanisov		



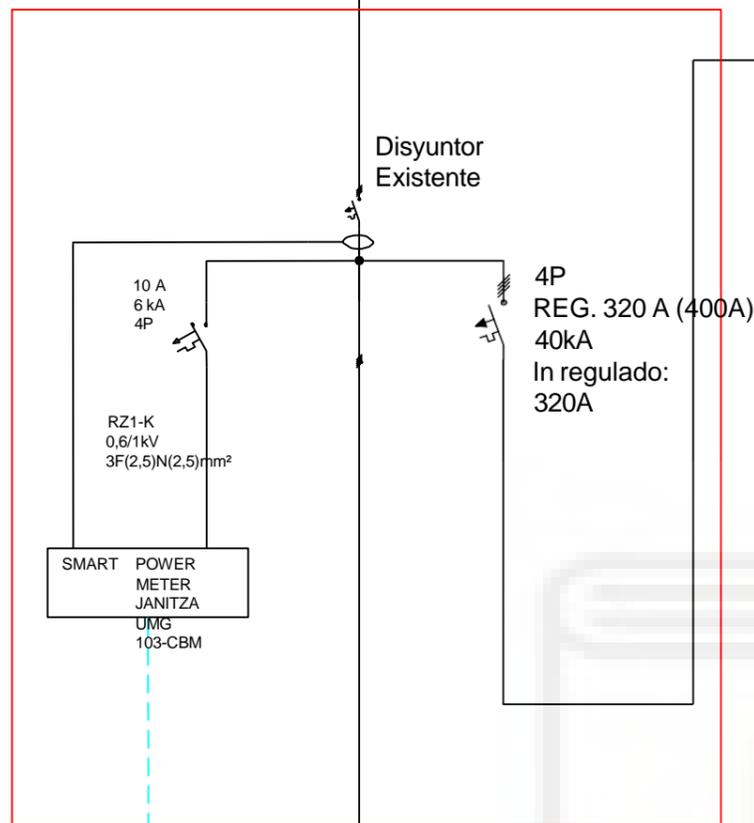
LEYENDA

- MÓDULO SOLAR LONGI 540 Wp
- CONEXIÓN "STRINGS"
- LÍNEA AC ENTRE CUADROS
- CUADRO AC
- INVERSOR
- CUADRO DE COMUNICACIONES
- 16 POLO POSITIVO "STRING"
- CANALIZACIÓN LÍNEA CC

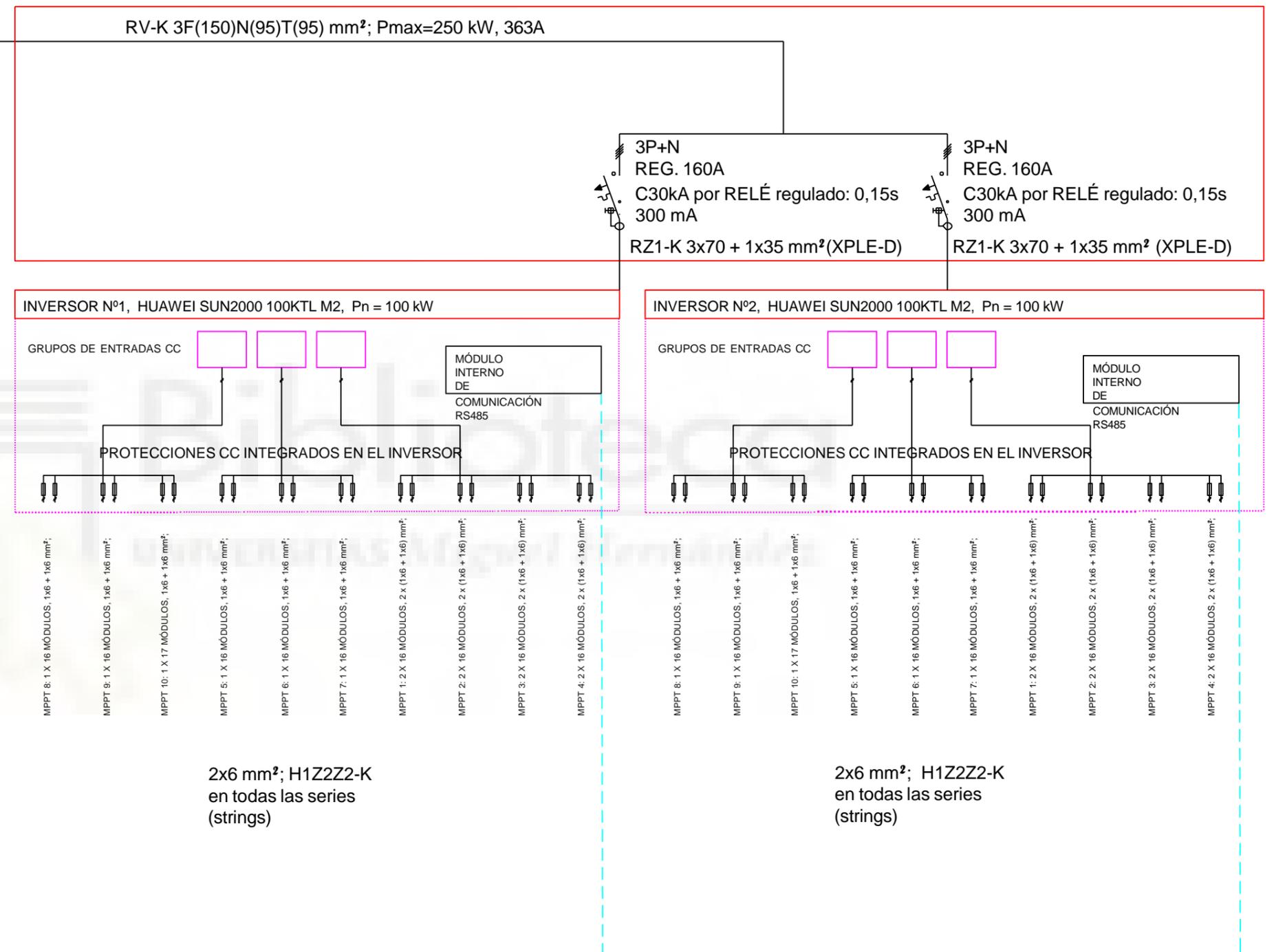


Plano de distribución de "strings"		Cotas en m	Fecha	Nombre
		Proyectado		
		Dibujado	26/05/2023	Sergio Ivanisov
		Comprobado		
Escalas: S/E	Nave Industrial, C/ Santiago Ramón y Cajal, 27, 03203 Elche, Alicante		El autor del proyecto: Sergio Ivanisov	
Plano nº: 5				

CUADRO GENERAL DE BT DEL CLIENTE

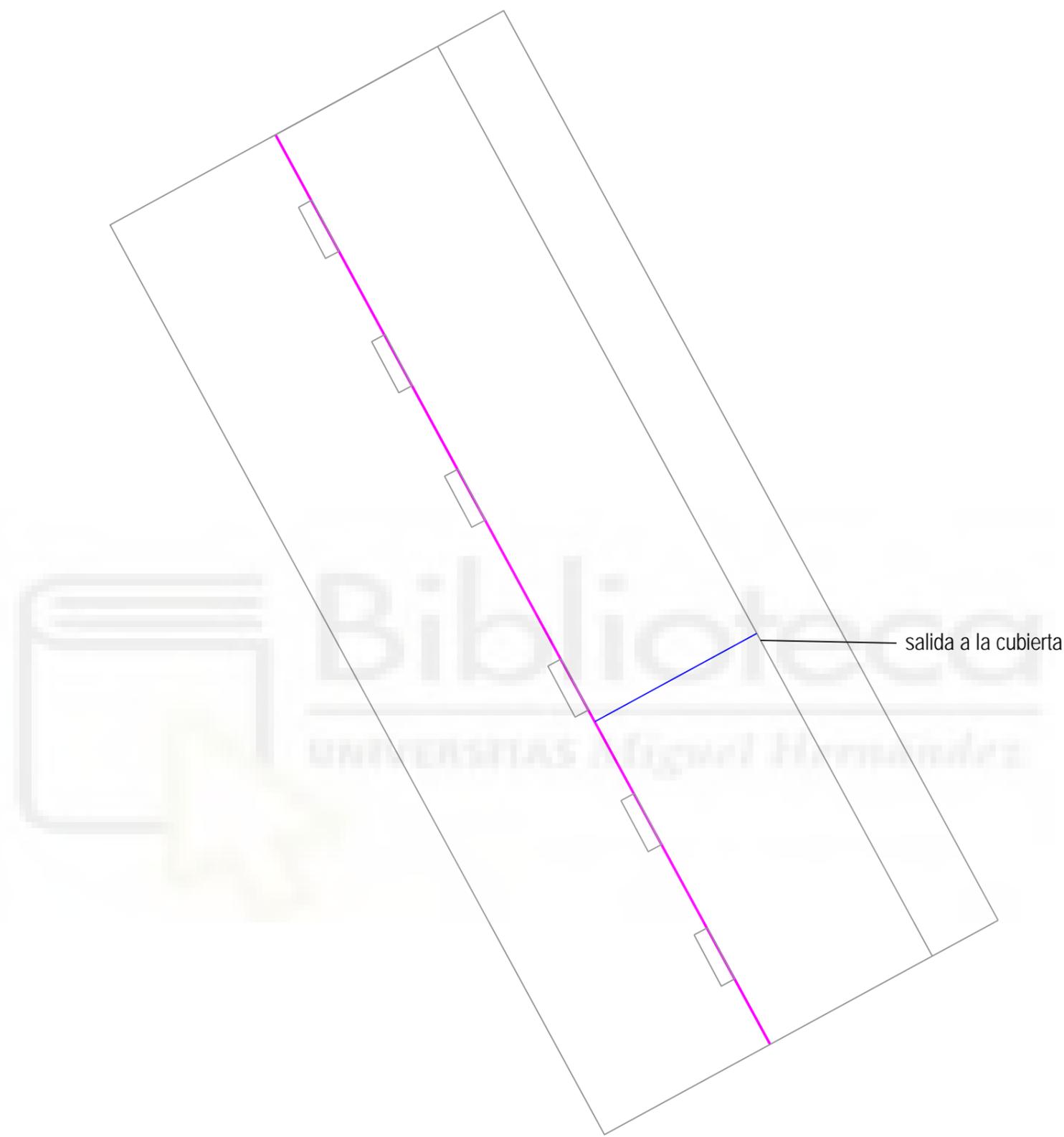


CUADRO INST. FV



Se distribuirá en toda la instalación eléctrico conductor de tierra de la misma sección que el conductor activo correspondiente, no se refleja en el plano presente.

Esquema unifilar		Fecha	Nombre
		Proyectado	
Escalas: S/E	Nave Industrial, C/ Santiago Ramón y Cajal, 27, 03203 Elche, Alicante	Dibujado	26/05/2023 Sergio Ivanisov
Plano nº: 6		Comprobado	
		El autor del proyecto: Sergio Ivanisov	



LEYENDA

— LÍNEA DE VIDA DE CABLE DE ACERO CART DE 8 mm DE DIÁMETRO SUJETADO POR HEMBRILLAS (ARGOLLAS) DE ROSCA DE 10 mm

Plano de línea de seguridad		Fecha	Nombre
		Proyectado	
		Dibujado	26/05/2023 Sergio Ivanisov
		Comprobado	
Escalas: S/E	Nave Industrial, C/ Santiago Ramón y Cajal, 27, 03203 Elche, Alicante		El autor del proyecto: Sergio Ivanisov
Plano nº: 7			

8. REFERENCIAS

- IDAE. Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones
- conectadas a la Red.
- Código técnico de la edificación.
- Código técnico de la edificación.
- <https://autosolar.es/>
- <https://www.technosun.com/es/>
- <https://tienda-solar.es/es/>
- <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>
- <https://www.renacpower.com/es/application/solar-inverter-string-design-calculations/>
- <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-50-kw-para-autoconsumo-industrial/>
- <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Paginas/guia-tecnica-aplicacion.aspx>
- <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>
- <https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/baterias-virtuales/>
- <https://www.fenieenergia.es/es/hogar/solar/monedero-solar>
- <https://www.cambioenergetico.com/blog/bateria-virtual-industria/>
- <https://www.proximaenergia.com/bateria-virtual/>
- <https://www.omie.es/>
- <https://www.cnmc.es/>
- <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/autoconsumo-fotovoltaico/>
- <https://www.censolar.org/>