



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

RESUMEN

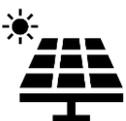
Este Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo colectivo para dos consumos industriales diferentes, así como la justificación técnica, económica y administrativa de esta instalación y su conveniencia frente a otras posibilidades.

Con esto se pretende abarcar un trabajo más completo que el de una instalación de autoconsumo individual, ya que las instalaciones colectivas requieren un estudio técnico-económico más complejo y detallado debido al mayor número de variables respecto a las primeras.

El procedimiento seguido ha sido el siguiente:

1. Estudio de perfil de consumos y precios de las instalaciones consumidoras.
2. Evaluación de superficie disponible (tipología, espacio, sombras).
3. Estudio de viabilidad para solución de autoconsumo.
4. Diseño de la instalación.

Todo el procedimiento queda explicado con detalle en la memoria, y las representaciones correspondientes pueden encontrarse en los planos. El coste de la instalación se encuentra desglosado en el documento de presupuesto.



RESUM

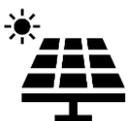
Aquest Treball de Fi de Màster té com a objectiu el disseny d'una instal·lació fotovoltaica d'autoconsum col·lectiu per a dos consums industrials diferents, així com la justificació tècnica, econòmica i administrativa d'aquesta instal·lació i la seva conveniència enfront d'altres possibilitats.

Amb això es pretén comprendre un treball més complet que el d'una instal·lació d'autoconsum individual, ja que les instal·lacions col·lectives requereixen un estudi tècnic-econòmic més complex i detallat a causa del major nombre de variables respecte a les primeres.

El procediment seguit ha sigut el següent:

1. Estudi de perfil de consums i preus de les instal·lacions consumidores.
2. Avaluació de superfície disponible (tipologia, espai, ombres).
3. Estudi de viabilitat per a solució d'autoconsum.
4. Disseny de la instal·lació.

Tot el procediment queda explicat amb detall en la memòria, i les representacions corresponents poden trobar-se en els plans. El cost de la instal·lació es troba desglossat en el document de pressupost.



ABSTRACT

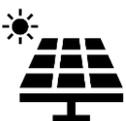
This Master's Thesis aims to design a photovoltaic installation for collective self-consumption for two different industrial consumptions, as well as the technical, economic and administrative justification of this installation and its convenience compared to other possibilities.

With this, it is intended to cover a more complete work than that of an individual self-consumption installation, since collective installations require a more complex and detailed technical-economic study due to the greater number of variables compared to the former.

The procedure has been as follows:

1. Study of the consumption profile and prices of the consuming facilities.
2. Evaluation of available surface (typology, space, shadows).
3. Feasibility study for self-consumption solution.
4. Design of installation..

The entire procedure is explained in detail in the memory, and the corresponding representations can be found in the drawings. The cost of the installation is detailed in the budget document.

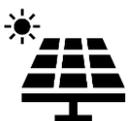




AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a mi madre y mis tíos todo el esfuerzo y sacrificio constantes durante la carrera.

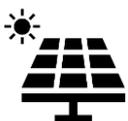
También un agradecimiento especial a Adrián Calero, el ser con más paciencia que existe, sin cuya ayuda durante estos años no habría llegado hasta aquí, o lo habría hecho mucho más tarde.





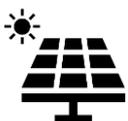
ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 1 – MEMORIA.....	8
DOCUMENTO 2 – PRESUPUESTO	60
DOCUMENTO 3 – PLANOS.....	68
ANEXOS	79



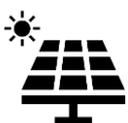


DOCUMENTO 1 – MEMORIA



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	12
1.1. Objeto del proyecto	12
1.2. Alcance del proyecto.....	12
1.3. Emplazamiento de la instalación.....	12
2. NORMATIVA CONTEMPLADA	13
3. ESTUDIO DE SOLUCIÓN FOTOVOLTAICA	15
3.1. Estudio de consumos	15
3.1.1. Nave 1.....	15
3.1.2. Nave 2.....	16
3.2. Evaluación de superficie disponible	17
3.2.1. Nave 1.....	17
3.2.2. Nave 2.....	18
3.3. Resumen.....	19
3.4. Dimensionado de la instalación	19
3.4.1. Autoconsumo con excedentes compensados	20
3.4.2. Autoconsumo colectivo	21
3.4.3. Instalación escogida.....	23
3.5. Diseño de la instalación	26
3.5.1. Módulos fotovoltaicos	26
3.5.2. Inversores	27
3.5.2.1. Fronius.....	27
3.5.2.2. Ingeteam	27
3.5.2.3. SMA	28
3.5.2.4. Huawei	28
3.5.3. Conexionado de módulos y diseño de strings	28
3.5.4. Cableado.....	31
3.5.4.1. Corriente continua.....	31
3.5.4.2. Corriente alterna	31

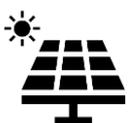


3.5.5. Protecciones eléctricas	32
3.5.5.1. Protección contra sobrecorrientes	32
3.5.5.2. Protección contra contactos directos	33
3.5.5.3. Protección contra contactos indirectos	33
3.5.5.4. Protección contra sobretensiones	34
3.5.5.5. Instalación de puesta a tierra	35
3.5.6. Estructura	35
3.5.6.1. Nave 1	35
3.5.6.2. Nave 2	36
3.5.7. Equipo de monitorización	37
3.5.8. Otros equipos	38
3.5.8.1. Optimizadores	38
3.5.8.2. Contador.....	38
4. DIAGRAMA DE GANTT.....	39
4.1. Descripción de actividades.....	39
4.2. Tabla de actividades.....	41
4.3. Cronograma de ejecución de la instalación.....	42
5. PLAN DE MANTENIMIENTO.....	43
6. ESTUDIO ECONÓMICO	45
7. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	48
7.1. Datos de partida y fórmulas empleadas.....	48
7.2. Régimen de corriente continua.....	49
7.2.1. Inversor Huawei SUN2000 36KTL.....	50
7.2.2. Inversor Huawei SUN2000 100KTL.....	50
7.3. Régimen trifásico y de corriente alterna	50
7.3.1. Inversor Huawei SUN2000 36KTL.....	50
7.3.2. Inversor Huawei SUN2000 100KTL.....	51
7.3.3. Salida cuadro de protecciones de alterna a Cuadro General de Distribución.....	51
7.4. Resumen.....	52





8. SEGURIDAD Y SALUD.....	53
8.1. Descripción de la obra y actividades principales	53
8.2. Identificación de riesgos	54
8.3. Medidas preventivas.....	55
8.3.1. Colectivas.....	55
8.3.2. Individuales.....	55
8.4. Acceso a cubiertas	55
9. RELACIÓN DE ILUSTRACIONES.....	57
10. RELACIÓN DE TABLAS.....	57
11. RELACIÓN DE IMÁGENES	58
12. BIBLIOGRAFÍA	59



1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objeto del proyecto

Mediante la instalación fotovoltaica proyectada se pretende dar el servicio en dos naves industriales destinadas a albergar oficinas y equipos informáticos y de telecomunicaciones, cuyas instalaciones eléctricas ya fueron legalizadas en su momento.

1.2. Alcance del proyecto

En el proyecto se realizan tanto el diseño de la instalación fotovoltaica completa, incluyendo equipos generadores, estructura de soporte, cableado y protecciones, como el estudio económico que respalda la inversión a acometer para llevar a cabo su ejecución.

1.3. Emplazamiento de la instalación

Las naves objeto de la instalación están situadas en el término municipal de Paterna. Se trata de las naves que se muestran en la cartografía catastral. Una de ellas cuenta con doble cubierta a dos aguas. La otra con una serie de geometrías abovedadas, ambas exentas de lucernarios.

La nave con cubierta a dos aguas (nave 1 en adelante) está ubicada en la dirección calle Gustave Eiffel (ingeniero) nº3, con referencia catastral 8606405YJ1880N0001PO.

La otra nave (nave 2 en adelante) está situada en la Avenida Leonardo Da Vinci 5-BIS 1. Se trata de una nave con cubierta ligera abovedada, con referencia catastral 8606406YJ1880N0001LO.

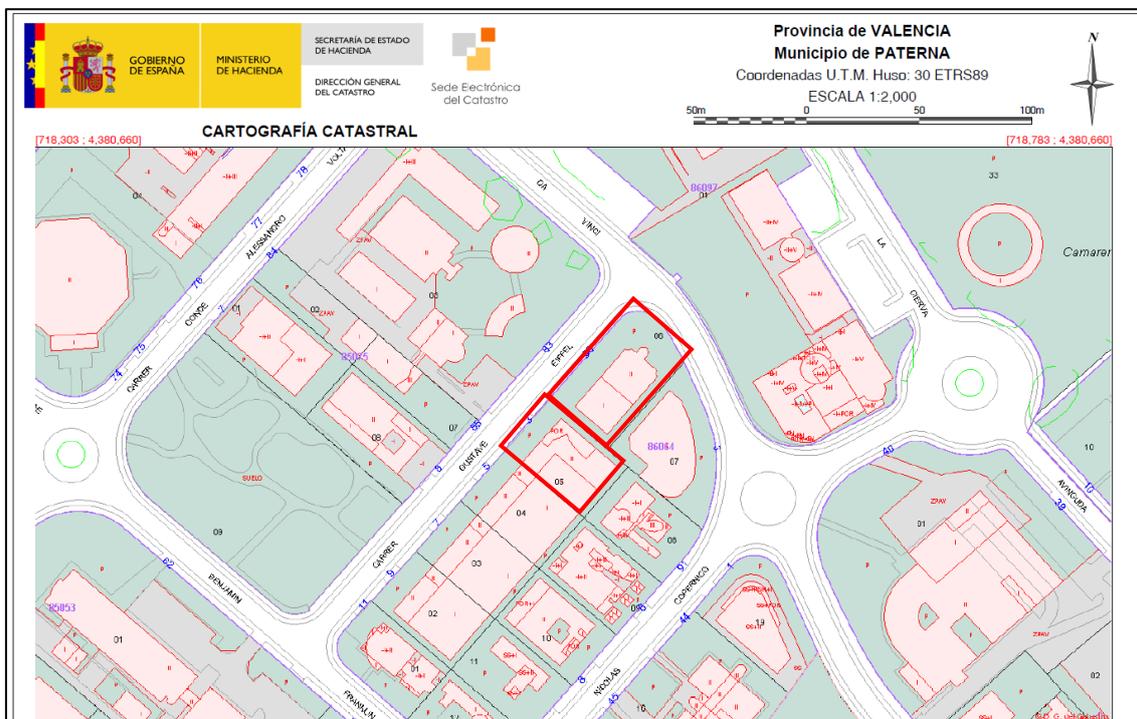
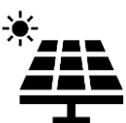


Ilustración 1: Cartografía catastral de las naves de la instalación - sedecatastro.gob.es



2. NORMATIVA CONTEMPLADA

El presente proyecto recoge las características de los materiales, los cálculos que justifican su empleo y la forma de ejecución de las obras a realizar, dando con ello cumplimiento a las siguientes disposiciones:

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002).

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto por el que se regula para las actividades de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

Real Decreto 1433/2003 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Norma UNE IEC TS 62548:2013 sobre parámetros de diseño de strings fotovoltaicos.

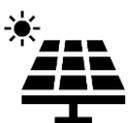
Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.

Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

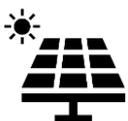




Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de servidumbres aeronáuticas.

Real Decreto 856/2008 de 16 de mayo, por el que se modifican las servidumbres aeronáuticas del aeropuerto de Valencia



3. ESTUDIO DE SOLUCIÓN FOTOVOLTAICA

3.1. Estudio de consumos

3.1.1. Nave 1

El consumo anual agregado por meses y periodos de la nave 1 se muestra a continuación:

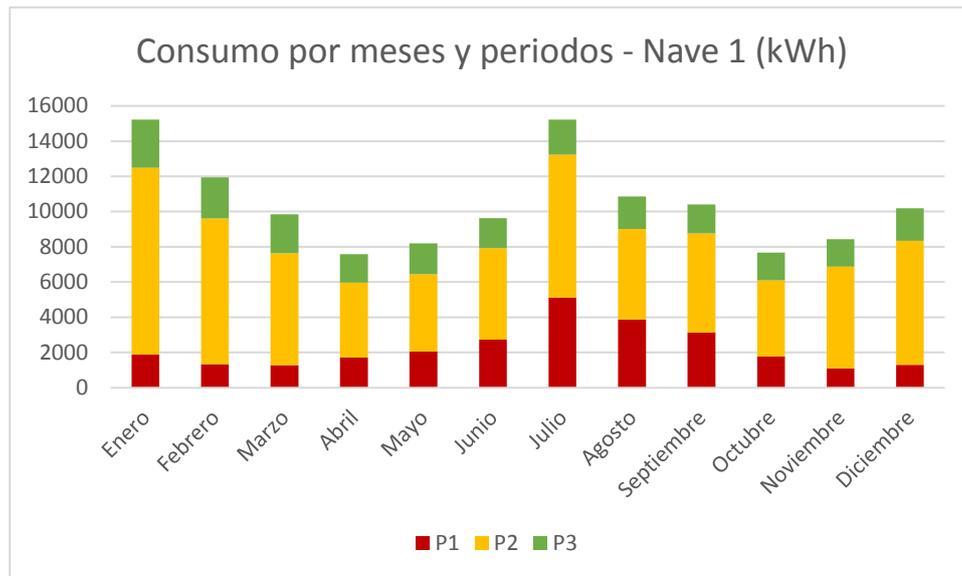
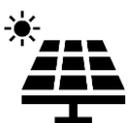


Ilustración 2: Consumo por meses y periodos de la nave 1

	P1	P2	P3
Enero	1873	10622	2722
Febrero	1342	8267	2334
Marzo	1275	6355	2218
Abril	1712	4251	1621
Mayo	2060	4380	1754
Junio	2730	5195	1703
Julio	5115	8118	1993
Agosto	3868	5152	1841
Septiembre	3122	5639	1642
Octubre	1763	4341	1566
Noviembre	1109	5763	1562
Diciembre	1298	7050	1841

Tabla 1: Consumo por meses y periodos de la nave 1

El consumo total de esta nave es de 125197 kWh/año, y consiste esencialmente en puestos de oficina y equipos auxiliares. Esto genera una curva horaria de consumo con picos en horario laboral y un consumo base permanente debido a estos equipos auxiliares, esencialmente servidores. Para visualizar mejor esta curva, se ha generado un gráfico con el perfil semanal medio de los consumos, que se muestra a continuación.



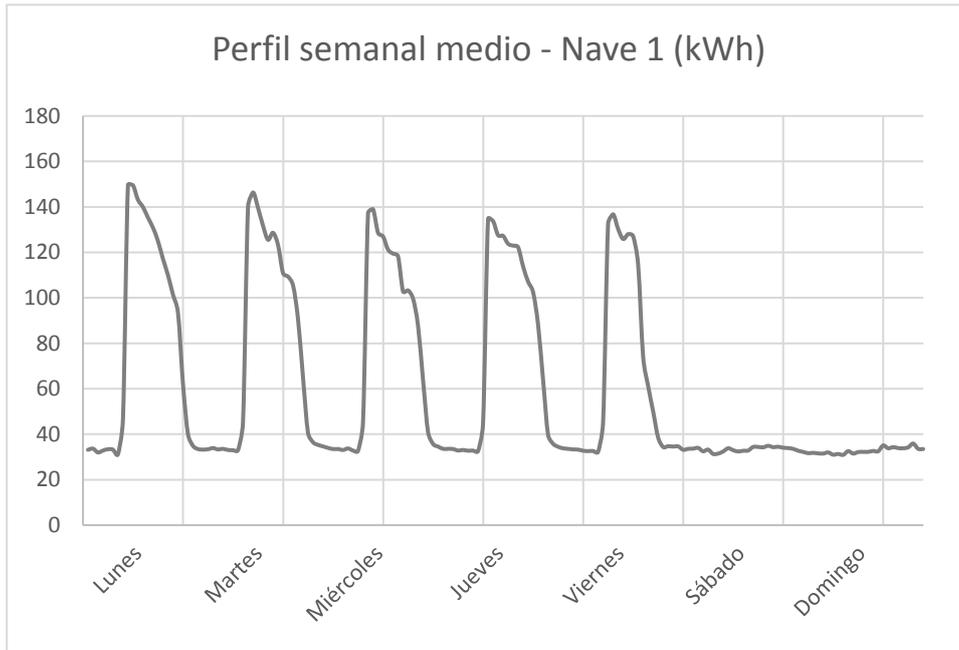


Ilustración 3: Perfil de consumo semanal medio de la nave 1

3.1.2. Nave 2

El consumo anual agregado por meses y periodos de la nave 2 se muestra a continuación:

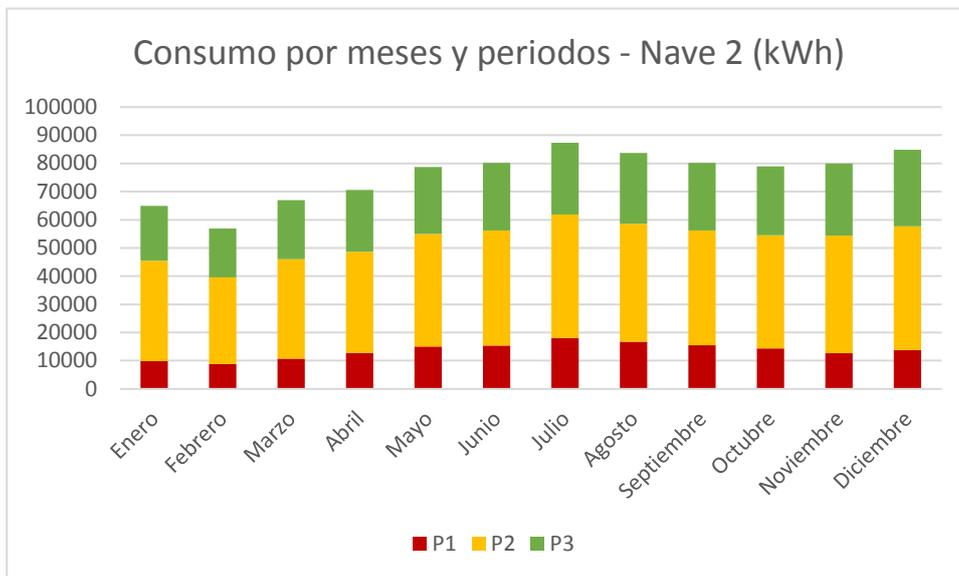
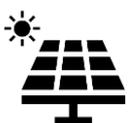


Ilustración 4: Consumo por meses y periodos de la nave 2

	P1	P2	P3
Enero	9838	35606	19539
Febrero	8766	30806	17362
Marzo	10728	35295	20980
Abril	12786	35821	21950
Mayo	15047	39952	23733



	P1	P2	P3
Junio	15402	40778	23971
Julio	18034	43819	25523
Agosto	16682	41925	25141
Septiembre	15469	40726	23988
Octubre	14367	40192	24421
Noviembre	12655	41756	25622
Diciembre	13814	43853	27173

Tabla 2: Consumo por meses y periodos de la nave 2

La tipología de consumo de esta nave es similar a la de la nave 1, aunque con una magnitud completamente diferente. El consumo está compuesto por unos consumos constantes y por picos que se dan en horario de oficina. Los picos son de una magnitud similar; sin embargo, hay mucha más cantidad de este tipo de consumos respecto a la nave 1. El perfil semanal medio se muestra a continuación.

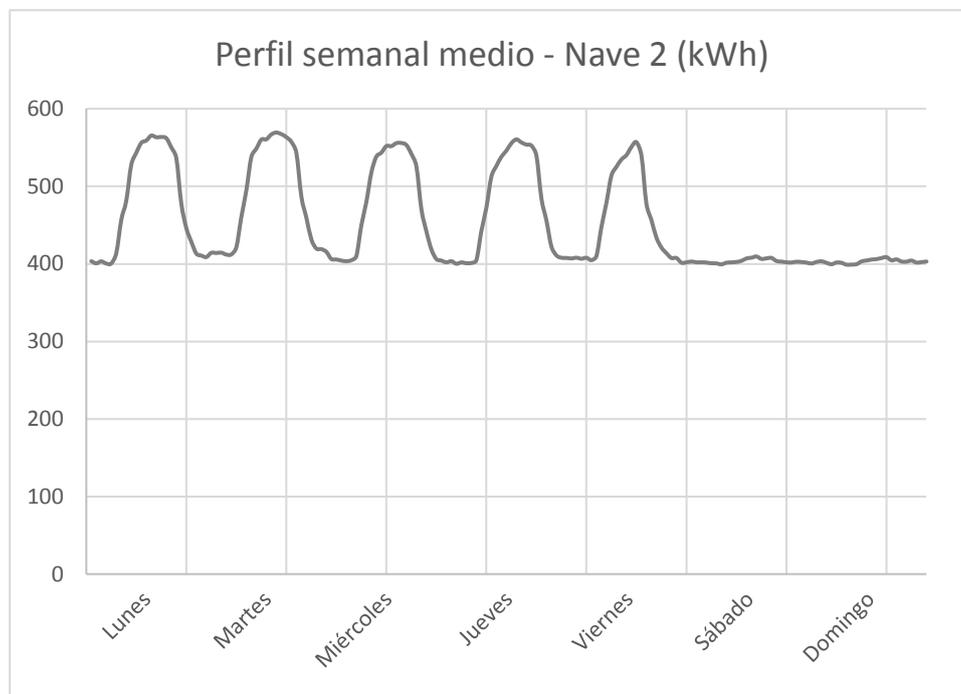
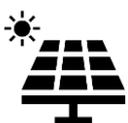


Ilustración 5: Perfil de consumo semanal medio de la nave 2

3.2. Evaluación de superficie disponible

3.2.1. Nave 1

Esta nave cuenta con dos cubiertas a dos aguas de chapa grecada galvanizada de 0.8 mm de espesor, con 10 grados de inclinación. Cuenta con amplio espacio para instalar módulos con una orientación adecuada (suroeste, azimut 43º), y también en su vertiente noreste, con orientación poco idónea para producción solar (azimut -137º) con pocos obstáculos que puedan producir sombreado.



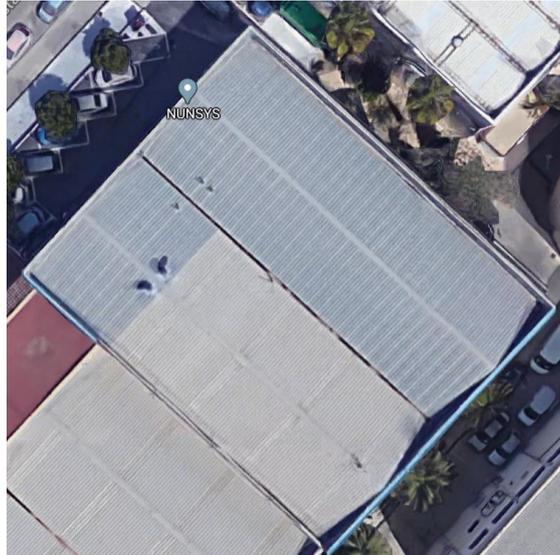


Imagen 1: Vista aérea de la nave 1 – Google Maps

Teniendo en cuenta obstáculos y retranqueos para evitar sombras, hay superficie útil disponible para instalar un total de 251 módulos de 2x1, unos 502 m².

3.2.2. Nave 2

Esta nave tiene una tipología más compleja para instalar paneles; el material es similar al de la nave 1, pero está dispuesto en una serie de geometrías abovedadas que hacen necesario un tipo específico de estructura inclinada para la correcta sujeción de los módulos.

A pesar de tener mayor superficie en planta, cuenta con menos espacio disponible que la nave 1.



Imagen 2: Vista aérea de la nave 2 – Google Maps



Teniendo en cuenta obstáculos y retranqueos para evitar sombras, hay superficie útil disponible para instalar un total de 102 módulos de 2x1, unos 204 m².

3.3. Resumen

Los datos analizados en los apartados anteriores se resumen en la siguiente tabla, a la que se han añadido los precios y tarifas según los datos de la comercializadora de energía:

		Nave1	Nave 2
Superficie útil disponible (m ²)		502	204
Consumo anual (kWh)		125.197	913.520
Tarifa		3.0A	3.1A
Precio energía (€/kWh)	P1	0,138735	0,09175
	P2	0,121738	0,084552
	P3	0,09188	0,065499
Precio potencia (€/kW año)	P1	40,72889	59,173435
	P2	24,43748	36,49051
	P3	16,29141	23,907135
Potencia contratada (kW)	P1	75	200
	P2	75	200
	P3	40	257,3

Tabla 3: Resumen del estudio previo de ambas naves

3.4. Dimensionado de la instalación

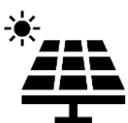
Según puede verse, el consumo de la nave 2 es mayor que 7 veces el consumo de la nave 1. Además, en una primera aproximación, la superficie de cubierta disponible es insuficiente para realizar una instalación fotovoltaica que cubra un porcentaje razonable del consumo de la nave 2; según su perfil horario toda instalación de potencia inferior a 200kW nominales tendrá un aprovechamiento del 100%.

Este es un caso muy particular dado que, por motivos de superficie disponible y tecnología actual, la mayor instalación posible no puede satisfacer la demanda energética en el ratio usual en este tipo de instalaciones (entre un 30% y un 40% de la demanda dependiendo de diferentes factores). Además, hay mayor superficie disponible en la nave de menor consumo, y viceversa.

Puesto que la máxima instalación disponible no será suficiente para satisfacer el nivel usual de demanda, se instalará el máximo número posible de paneles, y la variable a determinar será qué proporción de generación suministra a cada instalación y de qué manera. La potencia total instalada será de 141,2kWp.

Con esta información se abren tres posibilidades; una instalación para cada nave, una única instalación que abastezca a una de las dos naves, o una única instalación que de suministro a ambas naves.

Para ver qué opción es más adecuada hay que tener en cuenta los siguientes factores:



Consumo horario. Un mayor aprovechamiento implica un mayor ahorro. En este aspecto sería más conveniente una única instalación para la nave 2, dado que su aprovechamiento será completo.

Precio de la energía. La nave 1 paga un precio más elevado por la energía en cualquiera de los periodos, por lo que suministrar 1kWh útil a la nave 1 siempre resultará más rentable que suministrarlo a la nave 2.

Modelo de autoconsumo. Los modelos de autoconsumo actualmente vigentes están definidos en el RD 244/2019, según el cual una instalación menor de 100kW (entre otras condiciones) podría acogerse a compensación simplificada, por medio de la cual la parte de la producción que no haya sido directamente aprovechada se inyecta a la red, y se realiza una compensación a precio reducido al final del período de facturación (un mes máximo). No se puede compensar más de lo que se ha consumido, es decir, no puede haber beneficios en el término de energía de la factura.

Las instalaciones que superen estos 100 kW de potencia no podrán acogerse a esta modalidad, por lo que tendrán que, o bien tramitarse como instalaciones con excedentes no acogidas a compensación para la venta a red a un precio equivalente por kWh previsiblemente menor que en la modalidad anterior, o instalar un dispositivo que asegure el vertido 0 de la instalación a la red y legalizarse como instalación de autoconsumo sin excedentes.

Para determinar qué solución es la óptima, se van a comparar dos modelos diferentes; uno en el que la instalación destinada a la nave 1 puede acogerse a compensación de excedentes (hasta 100 kW), y otro en que dicha instalación venda el los excedentes de producción (la instalación de la nave 2 no tiene excedentes posibles en el rango de potencias disponibles).

3.4.1. Autoconsumo con excedentes compensados

Para dimensionar la instalación se ha utilizado la curva de carga horaria de cada nave facilitada por la compañía distribuidora, así como los datos de producción solar para el máximo número instalable de paneles con sus respectivas inclinaciones y orientaciones (89,6 kWp con azimut 43° y 51,6 kWp con azimut -137°, todos con una inclinación de 15°). Los datos de producción solar han sido obtenidos de la herramienta PVGIS, cuyos registros pueden verse en el anexo.

Con estos datos, y teniendo en cuenta los periodos de sus diferentes tarifas y sus respectivos precios, se ha calculado el ahorro anual que arrojarían instalaciones de diferente potencia para cada nave, de manera que la potencia total instalada queda repartida entre dos instalaciones diferentes, que podrán acogerse a compensación de excedentes siempre que su potencia nominal sea inferior a 100kW.

Para el cálculo del ahorro por compensación de excedentes se ha utilizado un precio de referencia igual al 90% del precio del kWh en período valle, y se ha calculado de manera que la compensación se haga mes a mes, y no horaria.

Todas las posibilidades quedan reflejadas en la siguiente gráfica, en la que el eje X representa la proporción de potencia instalada destinada a la nave 1 (el resto va a la nave 2), y el eje Y representa el ahorro anual en €. Las tres curvas representan los ahorros de las dos instalaciones por separado y la suma de ambos, cuyo máximo está en un 37,01% de generación para la nave 1; es decir, 52,25 kWp para la nave 1 y 88,95kWp para la nave 2, sumando un ahorro anual de 16.008,00 €.



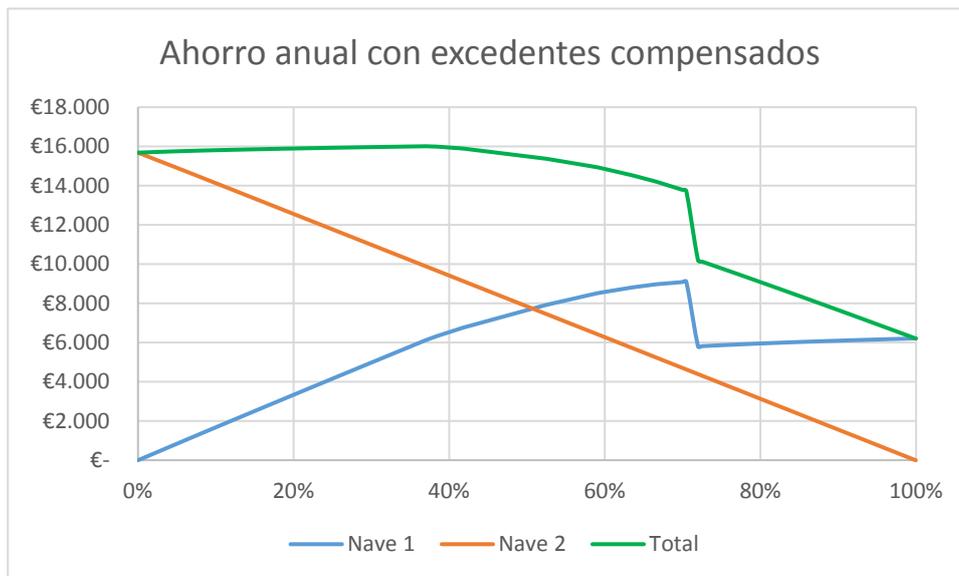


Ilustración 6: Ahorro anual con excedentes compensados

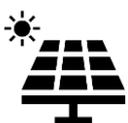
En la gráfica se puede observar cómo el ahorro en 0% y en 100% es nulo para las naves 1 y 2 respectivamente, así como el escalón de ahorro de la nave 1 en el punto 70,82%, a partir del cual la potencia destinada a la nave 1 supera los 100 kW y deja de compensar excedentes para pasar a ser una instalación sin excedentes.

El ahorro en la nave 2 no sufre este escalón dado que su consumo es muy superior a la generación a cualquier hora, por lo que no se genera ningún excedente y toda la generación de esa nave es autoconsumida. Por esto no se produce un descenso de ahorro al superar los 100 kW, ya que antes de llevar a esta potencia no tenía excedentes que compensar y no se produce este salto al pasar de una modalidad a otra, sino que sigue un descenso lineal.

3.4.2. Autoconsumo colectivo

En esta modalidad no se ejecutarían dos instalaciones diferentes, sino una instalación próxima a las de consumo y asociada a las mismas. Se trataría de una sola instalación de generación que suministrara a las dos instalaciones receptoras, que respecto a la instalación de generación serían próximas a través de red según las condiciones del RD 244/2019:

- Estar conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estar unidas a éstos a través de líneas directas.
- Estar conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.
- Conexión, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.
- Ubicación, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la



actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En este caso se cumplen la tercera y la cuarta condición, por lo que es posible el autoconsumo compartido a través de red. La potencia de esta instalación sería la máxima instalable; 141,2 kWp, por lo que no podría acogerse a compensación simplificada, pero sí a la modalidad de excedentes no compensados.

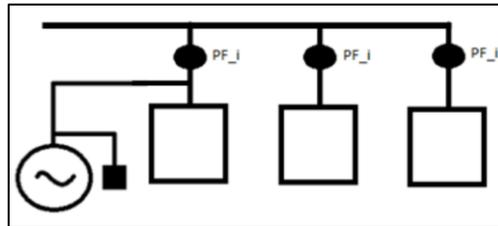


Ilustración 7: Esquema de conexión para autoconsumo colectivo – energia.gob.es

Partiendo de este supuesto, quedaría por determinar el coeficiente de reparto para decidir la proporción de generación destinada a esta instalación. Éste se ha determinado de la misma manera que en el modelo anterior, explorando los ahorros con un reparto desde el 0% al 100% y buscando el óptimo. Esta vez se ha supuesto un precio de venta del excedente de 2 c/kWh

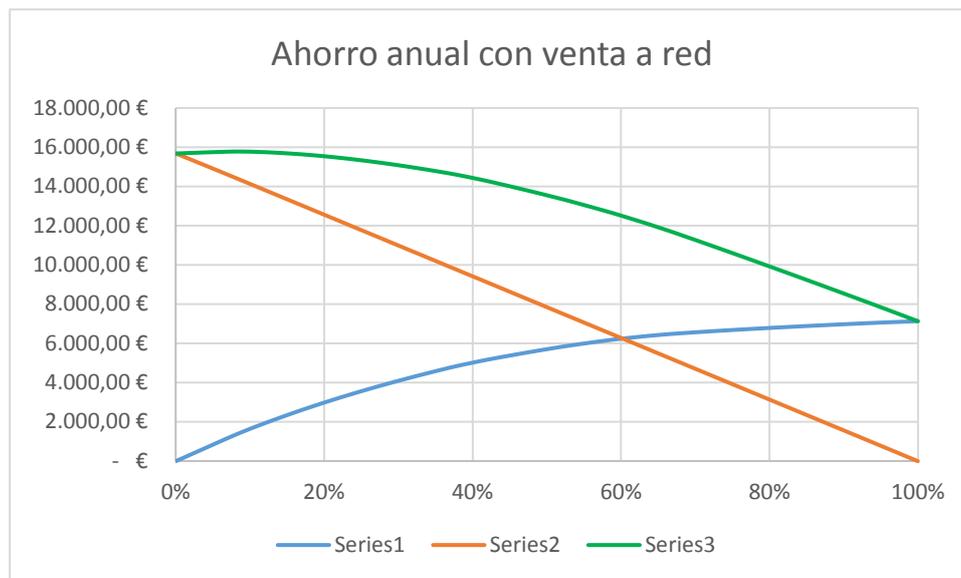
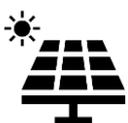


Ilustración 8: Ahorro anual con venta a red

En este modelo el ahorro en la nave 2 es idéntico al anterior ya que no tiene excedentes que compensar. El ahorro en la nave 1 sigue una curva creciente con la potencia, pero con una menor tasa de crecimiento, ya que al no compensar excedentes el único ahorro procede de la energía que deja de consumir de la red.

En este caso el máximo ahorro se alcanza para un 7,52% de generación para la nave 1; es decir, 10,88 kWp para la nave 1 y 133,85 kWp para la nave 2, con un ahorro total de 15.778,42€ anuales, menos que en el caso anterior.



Aunque los mecanismos legales para implementar coeficientes de reparto no estáticos aún no están definidos, se han calculado los coeficientes de reparto óptimos a cada hora para maximizar el ahorro, y se muestran en la siguiente tabla:

Hora	Nave 1	Nave 2
0	Indiferente	
1	Indiferente	
2	Indiferente	
3	Indiferente	
4	Indiferente	
5	Indiferente	
6	Indiferente	
7	7,52%	92,48%
8	24,50%	75,50%
9	14,30%	85,70%
10	10,08%	89,92%
11	8,93%	91,07%
12	8,12%	91,88%
13	8,24%	91,76%
14	7,97%	92,03%
15	7,54%	92,46%
16	9,29%	90,71%
17	11,86%	88,14%
18	7,47%	92,53%
19	7,54%	92,46%
20	7,52%	92,48%
21	Indiferente	
22	Indiferente	
23	Indiferente	

Tabla 4: Reparto optimizado con coeficientes dinámicos

3.4.3. Instalación escogida

El ahorro anual de todas las posibilidades valoradas puede verse en la siguiente tabla:

Solución	Máximo ahorro anual posible		
	Nave 1	Nave 2	Total
Única instalación para nave 1	9.092,71 €	-	9.092,71 €
Única instalación para nave 2	-	15.682,99 €	15.682,99 €
Dos instalaciones diferentes	6.117,11 €	9.890,89 €	16.008,00 €
Instalación colectiva	1.258,87 €	14.519,54 €	15.775,67 €

Tabla 5: Ahorro anual de las diferentes soluciones

Las horas en las que no hay producción solar el coeficiente reparto es indiferente, puesto que no hay energía que repartir.

En este caso, el ahorro anual calculado es de 15.793,32 €. Esta cifra, aunque superior a la obtenida mediante un coeficiente de reparto estático, supone una mejora casi imperceptible a nivel económico, lo que indica que, dada la tipología de los consumos, el coeficiente estático definido anteriormente ya quedaba bastante cerca del óptimo hora a hora.

Sin embargo, como el reparto de energía se define mediante contrato y no mediante parámetros técnicos, podría optarse por esta opción sin ningún tipo de coste adicional más allá de completar un formulario ligeramente más complejo cuando éste se implemente.

Por otro lado, aunque en este caso no sea aplicable por la tipología de consumo (oficinas y consumos permanentes), en otros casos se podría adaptar hasta cierto punto la curva de consumos para conseguir un ahorro mayor (adaptar el consumo a la generación).

Como este sistema está por definir, para el cálculo se utilizará el ahorro anual conseguido mediante coeficiente estático.



La primera opción queda automáticamente descartada, ya que, aunque el coste de instalación sea menor, el ahorro queda completamente eclipsado por las otras tres opciones, en las que llega a ser más de un 70% superior.

Entre una única instalación para la nave 2 y una instalación colectiva se escogería la opción colectiva, ya que físicamente la instalación sería idéntica (salvo por un contador de generación neta, de obligada instalación en instalaciones colectivas) y la legalización no es más complicada; aunque la diferencia en ahorro sea pequeña, la instalación colectiva no presenta ningún aspecto disuasorio.

Por lo tanto, la decisión final queda entre dos instalaciones diferentes o una colectiva. El ahorro es superior si se ejecutan dos instalaciones, pero la diferencia no es tan significativa como para justificar una decisión inmediata; es necesario analizar el coste de ambas opciones.

El precio de las dos posibilidades se encuentra desglosado en el documento de presupuesto. Sin embargo, las diferencias fundamentales se exponen a continuación:

- **Costes fijos**

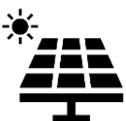
Ejecutar una instalación de autoconsumo conlleva una serie de costes fijos que se reducirían a la mitad si se ejecutase una sola. En este caso se trataría de una instalación de 52,25 kWp y otra de 88,95 kWp; 50 kW y 90 kW nominales, por simplificar.

Dada su potencia nominal, ambas instalaciones han de pasar una inspección inicial por parte de un Organismo de Control Autorizado (OCA), y ambas deben legalizarse mediante proyecto técnico visado (la instalación de la nave 2 necesita proyecto independientemente de la potencia instalada por estar la instalación receptora conectada a Alta Tensión).

Ambas instalaciones deben legalizarse por separado tanto a nivel de Administración local (Ayuntamiento) como autonómico (SS.TT. de Industria), siendo especialmente tedioso este último trámite, ya que si se pretende acogerse a compensación de excedentes hay que realizar previamente el trámite de solicitud de punto de acceso y conexión con la distribuidora eléctrica por ser instalaciones mayores de 15 kW. Este último trámite, además, exige previamente el depósito de una garantía económica, que sería devuelta o no dependiendo de la necesidad de la compañía distribuidora de realizar trabajos de refuerzo de la red para poder asumir la conexión de la nueva instalación. Esta garantía es de 40€/kW, lo cual no supone apenas diferencia económica entre los dos modelos, pero sí incrementa la dificultad administrativa al aumentar el número de trámites a realizar. La garantía se depositaría en la Tesorería de la Agencia Tributaria Valenciana y sería cancelada en el momento en que el permiso de acceso y conexión fuera concedido.

- **Diferencia de equipos utilizados**

Aunque la potencia total instalada sea la misma, las dos opciones tienen repartos de energía diferentes. En la modalidad compartida se vierte a una sola instalación (física) y el reparto se realiza mediante contrato, pudiendo modificarse sin ningún cambio en los equipos, por lo que a la hora de escoger los mismos se puede elegir la combinación más barata para ejecutar una instalación de una potencia dada (un único inversor de 140 kW, dos de 70kW, uno de 100kW y otro de 40kW, etc.). Ejecutando dos instalaciones diferentes no se dispone de esta libertad, puesto que el reparto de energía sería físico, inyectando a dos instalaciones diferentes con equipos diferentes, que deben ajustarse a la potencia asignada de cada una.



- **Transformador y protecciones de alta tensión**

Sin embargo, a pesar de que la instalación colectiva no resulta significativamente más rentable que una instalación para la nave 2, dentro del plan estratégico a medio plazo de la empresa promotora está contemplado un movimiento de medios entre sucursales entre las que se encuentran las dos naves objeto del proyecto, por lo que la flexibilidad a la hora de definir y modificar el coeficiente de reparto ha sido considerada como un factor de peso a la hora de tomar la decisión.

Además, uno de los costes más importantes en una instalación con venta a red es el imputable a las protecciones del lado de Alta Tensión y al transformador nuevo, en caso de no contar con espacio disponible para dichas celdas. La nave 2 tiene una tarifa 3.1 (Alta Tensión) y cuenta con transformador propio con las celdas pertinentes para poder ejecutar correctamente la instalación, por lo que estos costes no se tienen en cuenta y dejan de ser una desventaja.

Estas celdas son las exigidas en las [condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de i-DE](#) (edición 06, nov. 2019). En concreto, para la conexión de instalaciones de producción conectadas a red > 1 kV, sin posibilidad de funcionamiento en isla. El esquema unifilar de referencia de i-DE para este tipo de instalaciones puede verse en el anexo.

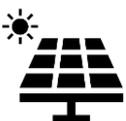
Las celdas adicionales requeridas son las correspondientes a las protecciones de máxima tensión homopolar (59N) y de máxima y mínima frecuencia (81m/M), que deberá estar en todo momento entre 49Hz y 51Hz.

- **Ayudas y bonificaciones**

Otro de los factores decisivos para la elección de la instalación colectiva ha sido la posibilidad de acogerse a una línea de ayudas para comunidades energéticas locales, entre las que se incluyen las instalaciones colectivas, convocada por el IVACE mediante la [resolución del 25 de mayo de 2020](#).

Se trata de una subvención a fondo perdido de hasta el 45% del coste subvencionable del proyecto hasta un máximo de 100.000€. Dentro del coste subvencionable se incluyen equipos principales, protecciones eléctricas, equipos de monitorización y control, coste de tramitaciones administrativas y en su caso, costes de constitución de la comunidad de energía renovables, siendo esta constitución indispensable para la solicitud de la ayuda.

De ser concedida, esta ayuda reduciría casi a la mitad el coste de la instalación, por lo que la decisión final es la de la instalación colectiva con vertido a red.



3.5. Diseño de la instalación

3.5.1. Módulos fotovoltaicos

La elección del modelo de módulo fotovoltaico suele tomarse en base al tamaño, la potencia y el precio de los mismos. En este caso, lo que se busca es la máxima generación posible en el menor espacio disponible, por lo que se priorizará la producción energética sobre el ahorro, descartando de este modo los modelos basados en silicio policristalino y optando por paneles monocristalinos.

Dentro de esta tecnología, existen modelos que consiguen mayor producción a un menor tamaño, pudiendo alcanzar la potencia de un panel de 72 células (1m x 2m) usando el espacio de un panel de 60 células (1m x 1,65m). Sin embargo, por las dimensiones de las diferentes cubiertas, no merece la pena esta inversión, ya que en la nave 2 solo cabe una fila por cada bóveda y esta ventaja no se aprovecharía; y en la nave 1 no hay espacio suficiente como para que el extra de módulos conseguido compense el gasto extra que supondrían (aproximadamente un 25% dependiendo del proveedor y el modelo).

Teniendo esto en cuenta, el modelo escogido será uno de silicio monocristalino de 72 células. De los modelos ofertados por diferentes proveedores, el que ofrece mayor potencia a mejor precio es el panel Jinko de 400Wp y 144 células (72 células dobles).

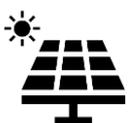
SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM380M-72H-V		JKM385M-72H-V		JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Maximum Power Current (Imp)	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
Module Efficiency STC (%)	18.89%		19.14%		19.38%		19.63%		19.88%	

Tabla 6: Especificaciones del módulo a utilizar – Ficha técnica Jinko

Se trata de un módulo de silicio monocristalino que cuenta con dos tecnologías que aumentan su eficiencia.

Por un lado, la tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Cell), que consiste en el añadido de una capa de material dieléctrico en la parte posterior del módulo que permite reflejar parte de la luz que no absorbe la célula fotovoltaica de forma directa.

Por otro lado, la tecnología Half-Cell, mediante la cual el panel queda dividido en dos mitades conectadas en paralelo, lo cual permite que el panel siga funcionando a la mitad de capacidad si se da un sombreado parcial o si se produce un fallo en una de las mitades del panel.



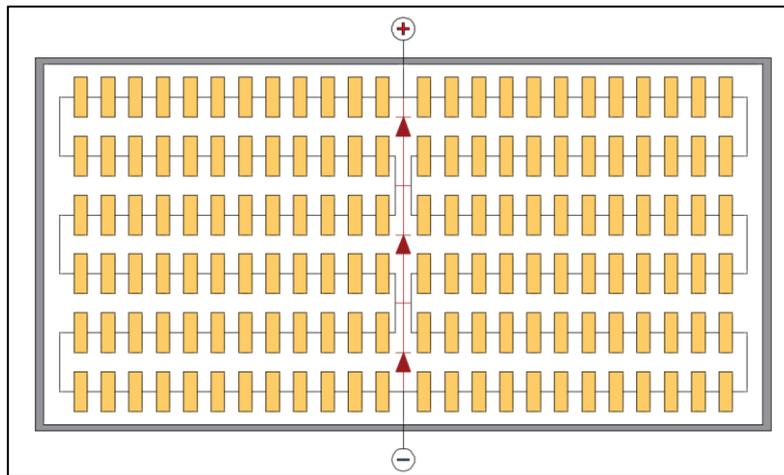


Ilustración 9: Esquema de módulo half cell

3.5.2. Inversores

El inversor será el encargado de transformar la corriente continua procedente de los paneles a corriente alterna para su posterior utilización en las cargas oportunas.

Para su elección se han valorado diferentes marcas según criterios de economía y funcionalidad:

3.5.2.1. Fronius

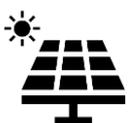
Fronius ofrece equipos de muy buena calidad para pequeña y mediana potencia. Se podría realizar una instalación en la cubierta de la nave 2 sin ningún problema, pero no disponen de opciones más allá de 27 kW, por lo que de realizar la instalación de 140 kW habría que utilizar un mínimo de 5 inversores, por lo que no resulta la opción más idónea en términos de simplicidad.

3.5.2.2. Ingeteam

Ingeteam ofrece opciones de mayor potencia, lo que evita el problema anteriormente mencionado, y sus precios son razonablemente aceptables en comparación con otras marcas. Sin embargo, su elección presentaría dificultades técnicas.

Por un lado, sus equipos suelen contar con un número reducido de conexiones MPPT. En concreto, su modelo de 100kW solo dispone de una conexión de este tipo; esto presentaría graves problemas a la hora de planificar la instalación en la nave 1, en la que dos de las cubiertas tienen diferente orientación. Si se conectaran paneles con orientaciones diferentes a una misma conexión MPPT, la producción de cada panel quedaría limitada por aquella del panel de menor producción.

Además, esta marca ha presentado en ocasiones otros problemas técnicos, como limitaciones de producción debidas a mediciones incorrectas de su sistema antivertido en redes con desequilibrio de cargas entre fases, o cortes totales en la generación cuando en días nublados la radiación incidente desciende más allá de un nivel en el que otras marcas mantienen una ratio aceptable de generación.



3.5.2.3. SMA

Esta marca alemana ofrece un alto nivel de calidad acompañado de una elevada facilidad de instalación. Su principal inconveniente es el precio, el cual es significativamente superior que otras marcas para el mismo rango de potencia.

3.5.2.4. Huawei

Esta marca, de incorporación relativamente reciente al mercado fotovoltaico, cuenta con equipos muy económicos respecto a la competencia. Además, todos sus modelos cuentan con un elevado número de conexiones MPPT, con especial mención a su modelo de 100 kW, que cuenta con 10 conexiones MPPT. Cuenta con la desventaja de que no cuentan con oferta de modelos de potencia intermedia, saltando de 36kW directamente a 60kW. Aunque por las características de la instalación esto no supone un problema grave, ya que en las instalaciones fotovoltaicas el panel nunca alcanza el 100% de capacidad (potencia STC), por lo que es fácilmente asumible ejecutar una instalación de 141,2 kWp con una potencia total de inversores de 136 kW. El reparto de módulos e inversores se verá con detalle en el siguiente apartado.

Por todas las razones anteriormente expuestas, los equipos finalmente escogidos son los Huawei de 36 kW y 100 kW.

3.5.3. Conexión de módulos y diseño de strings

La instalación fotovoltaica instalada en las dos naves inyectará al cuadro de la nave 2. Esto significa que habrá al menos una canalización que deberá cruzar de una nave a otra. El cruce se realizará a través de una canalización subterránea existente para comunicaciones entre ambas naves, dentro de la cual se dejará una separación de un mínimo de 20 cm de cualquier cable de comunicaciones. Los conductores que atraviesen esta canalización lo harán a través de tubo corrugado apantallado para evitar cualquier tipo de interferencia con la infraestructura de comunicaciones.

De este modo, la planificación de la instalación es la de instalar ambos inversores en la nave 2, la cual aloja el transformador. La nave 2 tendrá 102 módulos, es decir 40,8 kWp. Esta potencia excede la potencia nominal del inversor, pero únicamente en un 13,3%. Como los paneles nunca alcanzan en condiciones normales su capacidad máxima es incluso recomendable instalar más potencia pico que potencia nominal, siempre dentro de un rango aceptable. En este sentido las instalaciones sobredimensionadas no suelen dar problemas de sobrecalentamiento siempre que no se supere la potencia nominal más de un 20%. Independientemente de esto, las especificaciones del fabricante indican que la potencia nominal del inversor puede ajustarse hasta llegar a 40kW, por lo que el inversor no dará problemas de sobrecalentamiento.



También se ha seguido un criterio de máxima utilización de las conexiones MPPT, para minimizar las pérdidas por sombreados parciales en días nublados. Además, en la nave 1 los paneles con distinta orientación deben ir conectados en diferentes conexiones MPPT.

Partiendo de estos criterios, el cálculo de strings se realiza de manera que las conexiones en serie-paralelo de los módulos entren dentro de los rangos aceptables de tensión e intensidad para los inversores. Este cálculo se ha realizado con el configurador del mismo fabricante, introduciendo los datos de módulos, inclinaciones y orientaciones para simular la instalación completa.

Puesto que los inversores seleccionados cuentan con entradas de corriente continua suficientes, no será necesario efectuar ninguna conexión en paralelo entre series de paneles, evitando de ese modo la utilización de empalmes o de equipos más complejos como las cajas combinadoras de strings.



Imagen 3: Caja combinadora de hasta 4 strings

De este modo, la conexión de las series de módulos a los inversores se realizará de forma directa a través de sus terminales de entrada de continua.

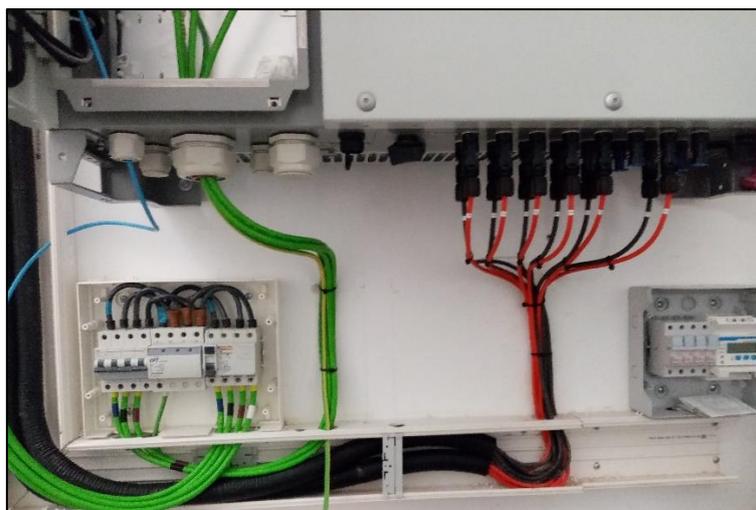


Imagen 4: Conexiones de entrada y salida de un inversor Huawei

Así, el conexionado de los paneles con los inversores queda así:

Inversor Huawei SUN2000-36KTL

		Módulos en serie	Ramas en paralelo	P_n (kWp)	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)
MPPT A	Entrada CC 1	17	1	6,8	708,9	9,6
	Entrada CC 2	17	1	6,8	708,9	9,6
MPPT B	Entrada CC 3	17	1	6,8	708,9	9,6
	Entrada CC 4	17	1	6,8	708,9	9,6
MPPT C	Entrada CC 5	17	1	6,8	708,9	9,6
	Entrada CC 6	17	1	6,8	708,9	9,6
MPPT D	Entrada CC 7	17	1	6,8	708,9	9,6
	Entrada CC 8	-	-	-	-	-

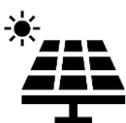
Tabla 7: Conexionado de módulos en inversor de 36kW

Inversor Huawei SUN2000-100KTL

		Módulos en serie	Ramas en paralelo	P_n (kWp)	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)
MPPT A	Entrada CC 1	15	1	6	625,5	9,6
	Entrada CC 2	15	1	6	625,5	9,6
MPPT B	Entrada CC 3	15	1	6	625,5	9,6
	Entrada CC 4	15	1	6	625,5	9,6
MPPT C	Entrada CC 5	14	1	5,6	583,8	9,6
	Entrada CC 6	14	1	5,6	583,8	9,6
MPPT D	Entrada CC 7	14	1	5,6	583,8	9,6
	Entrada CC 8	14	1	5,6	583,8	9,6
MPPT E	Entrada CC 9	14	1	5,6	583,8	9,6
	Entrada CC 10	14	1	5,6	583,8	9,6
MPPT F	Entrada CC 11	14	1	5,6	583,8	9,6
	Entrada CC 12	14	1	5,6	583,8	9,6
MPPT G	Entrada CC 13	11	1	4,4	458,7	9,6
	Entrada CC 14	11	1	4,4	458,7	9,6
MPPT H	Entrada CC 15	11	1	4,4	458,7	9,6
	Entrada CC 16	11	1	4,4	458,7	9,6
MPPT I	Entrada CC 17	11	1	4,4	458,7	9,6
	Entrada CC 18	11	1	4,4	458,7	9,6
MPPT J	Entrada CC 19	13	1	5,2	542,1	9,6
	Entrada CC 20	-	-	-	-	-

Tabla 8: Conexionado de módulos en inversor de 100kW

El informe del configurador puede verse en el anexo, y la vista en planta de la distribución de strings puede verse en el plano 6.



3.5.4. Cableado

3.5.4.1. Corriente continua

Para toda la parte de corriente continua se utilizará cable de cobre electrolítico estañado de 6 mm². Se trata de cable unipolar flexible, libre de halógenos y con aislamiento de 0,6/1kV preparado para resistir condiciones de intemperie. El color del aislamiento exterior se escogerá para hacer una fácil distinción entre polos, dejando el color rojo para el positivo y el negro para el negativo.



Imagen 5: Bobinas y detalle de cable para fotovoltaica

Estos cables se conectarán entre sí mediante conectores MC4, y discurrirán por la cubierta a través de una bandeja metálica conectada a tierra hasta pasar al interior de la nave, donde pasarán por el interior de bandejas de PVC hasta llegar a una caja de protecciones.

3.5.4.2. Corriente alterna

Para esta parte se utilizarán conductores multipolares para facilitar la salida del inversor. Se utilizará manguera flexible de cobre libre de halógenos de 5x25 mm² para la salida del inversor de 36 kW, y de 3x70+2x35 mm² para la salida del inversor de 100kW.

Ambos cables discurrirán por bandeja perforada, separados de la parte de corriente continua hasta llegar al cuadro de protecciones de corriente alterna. Cada inversor contará con un interruptor automático tetrapolar, además de uno general en cabecera que proteja a ambos inversores.

Desde este cuadro saldrá un cable multipolar de 3x120+2x70mm², que transmitirá la generación de la instalación fotovoltaica hasta el punto de enlace en el cuadro general de distribución.



Imagen 6: Ejemplo de montaje en instalación interior

3.5.5. Protecciones eléctricas

3.5.5.1. Protección contra sobrecorrientes

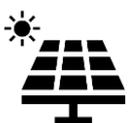
En la parte de corriente continua, la obligatoriedad de utilizar fusibles para protección de sobrecorrientes viene en la norma IEC62548, que establece dicha obligatoriedad cuando la corriente cortocircuito de N-1 strings (siendo N el número de strings conectados en paralelo en paralelo) supera la máxima corriente de fusible establecida por el fabricante del módulo.

Para el panel utilizado, la corriente máxima de fusible es de 20 A, y no se han utilizado conexiones en paralelo para ningún string, por lo que no sería necesaria la utilización de fusibles.

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM380M-72H-V		JKM385M-72H-V		JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Maximum Power Current (Imp)	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
Module Efficiency STC (%)	18.89%		19.14%		19.38%		19.63%		19.88%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

Tabla 9: Especificaciones del módulo a utilizar (extendido) – Ficha técnica Jinko



Sin embargo, y bajo el criterio de incrementar la seguridad, se colocará un fusible por cada serie fotovoltaica. Estos irán situados en una caja de protecciones por la que pasarán los cables antes de entrar al inversor. Se colocará una caja de protecciones de continua por cada inversor.



Imagen 7: Caja de protecciones de continua

Para la parte de corriente alterna, la instalación quedará protegida mediante la instalación de un interruptor automático magnetotérmico en cabecera, así como de un dispositivo antes de cada inversor. Los datos referentes a las protecciones pueden verse en el esquema unifilar.

3.5.5.2. Protección contra contactos directos

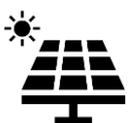
La protección contra contactos fortuitos se realiza aplicando las medidas recogidas en la norma UNE 20460-4-41, según la cual las partes activas deben estar provistas de un correcto aislamiento.

Las canalizaciones eléctricas, a pesar de estar algunas al alcance de personas, solo son accesibles a personal cualificado, reduciendo así el riesgo de accidente.

En cuanto a los equipos, los módulos utilizados tienen un grado de aislamiento de clase 2, y los inversores están adecuados a la norma UNE 20324 de grados de protección proporcionados por envoltentes.

3.5.5.3. Protección contra contactos indirectos

La protección contra contactos indirectos se llevará a cabo mediante la instalación de interruptores diferenciales antes de cada inversor. La sensibilidad de los diferenciales será de 300 mA, por lo que, de acuerdo con la medición de la resistencia de tierra (ver 3.5.5.5.



Instalación de puesta a tierra) se considera que la instalación está correctamente protegida. Los datos referentes a las protecciones pueden verse en el esquema unifilar.

Se conectarán a tierra todos los elementos susceptibles de sufrir fallos de aislamiento, incluyendo los inversores, las cajas de protecciones metálicas y el equipo de gestión y monitorización de inversores.

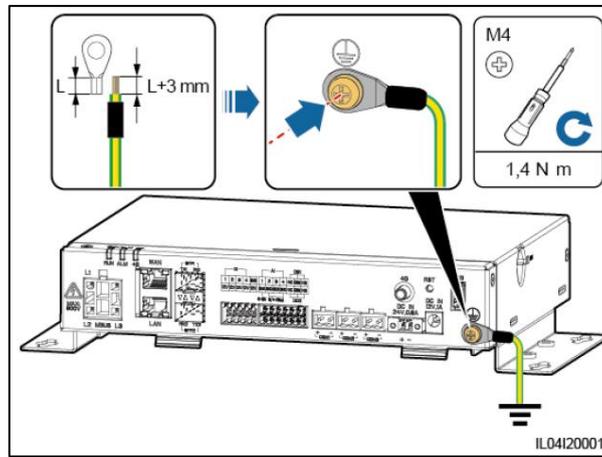


Ilustración 10: Conexión de cable de tierra en el dispositivo de monitorización y gestión – Manual Huawei

3.5.5.4. Protección contra sobretensiones

Para proteger los equipos contra sobretensiones transitorias causadas por la caída de rayos sobre la instalación no es necesario instalar ninguna protección adicional, dado que ambos inversores incorporan descargadores de sobretensiones tipo 2 en los lados de continua y de alterna.

Los módulos fotovoltaicos utilizados tienen aislamiento clase 2. Sin embargo, se buscará la conexión equipotencial de los marcos de los módulos mediante pinzas omega con perforación en el agarre. De este modo la instalación quedará protegida en caso de fallo de aislamiento de los módulos. Además, al tener la nave 2 una estructura basada en perfiles no continuos, este tipo de agarre supone una solución barata y efectiva a la hora de conectar a tierra la estructura, reduciendo costes en materiales y tiempo de instalación.

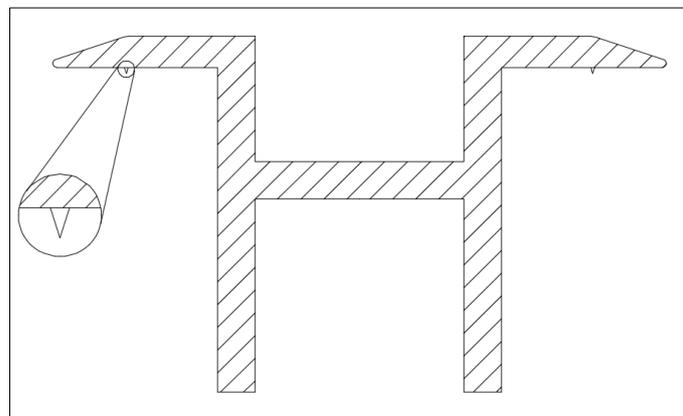
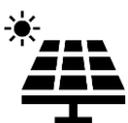


Ilustración 11: Vista en sección del presor tipo omega con perforación



3.5.5.5. Instalación de puesta a tierra

La instalación fotovoltaica no contará con una instalación independiente de puesta a tierra, sino que será común a la de la instalación receptora, cumpliendo de esta manera las especificaciones de la ITC-BT-40 a este respecto. Se trata de una instalación de tipo c2, con la tensión de defecto por debajo de la tensión de contacto máxima (24V para locales mojados), y con tierras unidas en toda la instalación. Este último punto se cumple por la unión de los anillos de tierra de ambos edificios. De no cumplirse, se unirían las masas al borne de puesta a tierra de cada edificio respectivo, pero tampoco sería necesaria una toma de tierra independiente.

El esquema de tierra de la instalación existente es de tipo TT, siendo independientes las tomas de tierra del neutro del transformador y de las masas de la instalación. La resistencia de tierra se ha medido in situ mediante telurómetro de tres picas, dando como resultado un valor de $2,6 \Omega$, muy por debajo del valor máximo que daría una tensión de contacto de 24 V.

3.5.6. Estructura

3.5.6.1. Nave 1

En la cubierta de la nave 1 se instalará una estructura coplanar. Para este caso se optará por una estructura coplanar de tipo microrail con fijación a chapa, que reduce significativamente el coste y la complejidad de diseño respecto a estructuras con fijación a correas.

Además, este tipo de estructura permite el montaje con el perfil montado a tramos en vez de utilizar un solo perfil corrido. Esto permite disminuir costes en material, aunque aumenta el uso de tornillería, ya que se requieren al menos cuatro anclajes por cada tramo de perfil.

Al aumentar el número de puntos de anclaje también se incrementa el riesgo de pérdida de estanqueidad de la nave, pero se compensará con el uso de neopreno entre el anclaje y la chapa, y con la aplicación de una película de pintura impermeabilizante para sellar los huecos que puedan quedar.



Imagen 8: Estructura coplanar de microrrail con perfil a tramos

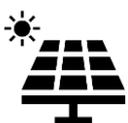




Imagen 9: Detalle de anclaje a grecas– Catálogo Sunfer

La distancia entre grecas y el espesor del módulo hacen idóneo este tipo de estructura, aunque la separación del panel respecto a la cubierta se reduce lo suficiente como para generar unas pérdidas de generación por las temperaturas alcanzadas, las cuales se estiman en un 2%.

Para las cubiertas con orientación noreste se ha valorado utilizar una estructura inclinada que compense la inclinación hacia el norte, dejando los módulos con una inclinación y orientación iguales a los de las cubiertas suroeste. Sin embargo, esta posibilidad se ha descartado por el incremento de precio que supondría respecto a la producción ganada con el cambio, visible en la siguiente tabla:

	Producción anual (kWh/módulo)	Precio de la estructura (€/módulo)	Ratio (€/kWh)
Microrail coplanar	473,51	10	0,021
Estructura inclinada	599,3	26	0,043

Tabla 10: Comparación de rendimiento de estructuras

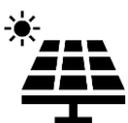
Es decir, que con estructura inclinada se produciría un 26,5% más de energía en esos módulos, pero el esfuerzo económico para producir ese extra sería de más del doble (teniendo en cuenta únicamente la estructura). Además, las sombras proyectadas por una estructura inclinada con vertiente norte impiden instalar un número muy elevado de módulos, al contrario que con una estructura coplanar.

3.5.6.2. Nave 2

En esta nave la cubierta es algo más compleja, y presenta una serie de tipologías abovedadas que se repiten a lo largo de la luz de la nave. Para este caso, se ha optado por una estructura angular capaz de adaptarse a superficies de diferente tipo debido a su soporte regulable de brazo telescópico.



Imagen 10: Estructura inclinada regulable mediante brazo telescópico – Catálogo Sunfer



3.5.7. Equipo de monitorización

Para el sistema de monitorización de la instalación se utilizará el esquema propuesto por el fabricante de los inversores. Este esquema consiste en una configuración maestro-esclavo, en la que uno de los inversores (maestro) es el que controla la producción, tanto la propia como la del resto de inversores (esclavos). La comunicación entre inversores puede realizarse de forma directa mediante comunicación RS485.

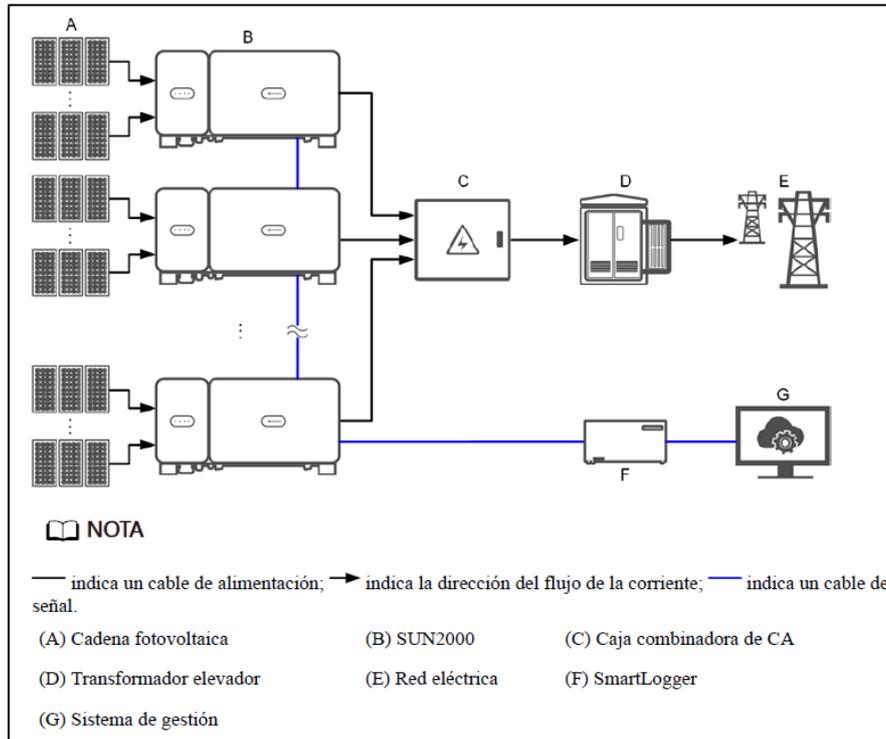
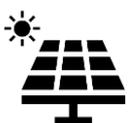


Ilustración 12: Esquema de conexión y monitorización de los inversores – Manual Huawei

La producción se medirá mediante un vatímetro de medida indirecta instalado entre el Cuadro general de Baja Tensión y el transformador. La comunicación entre el vatímetro y el dispositivo de gestión se hará también con comunicación RS485, siendo el inversor maestro el de 36 kW.

Para medir los consumos de ambas instalaciones se colocará un vatímetro en cada instalación, que comunicará con el dispositivo de gestión situado en la nave 2. La conexión entre el vatímetro de la nave 1 y la nave 2 se utilizarán conexiones de comunicación existentes entre las dos naves.

El dispositivo de gestión se conectará a internet de manera directa a través de un switch cercano existente en la instalación. Puesto que algún tramo de esta conexión pasa cerca de la instalación eléctrica, el cable con el que se realizará la conexión será un cable de comunicaciones SFTP de categoría 6 para evitar cualquier interferencia electromagnética cercana.



3.5.8. Otros equipos

3.5.8.1. Optimizadores

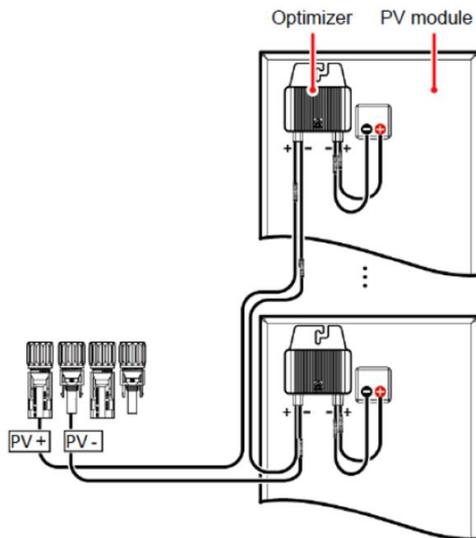


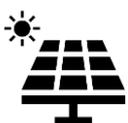
Ilustración 13: Esquema de optimizadores – Manual Huawei

Se ha valorado el uso de optimizadores para los módulos situados en zonas de sombras, de modo que una sombra sobre estos módulos no anule todo el string. Para ello, se deberían calcular los strings de modo que cumplieran con el rango de voltajes admisible por el inversor con todos los módulos y sin los que tengan optimizador, previendo un sombreado que haga que se inhabiliten.

Sin embargo, dada la poca cantidad de sombras en las cubiertas se ha optado por no utilizar esas zonas y mantener un criterio de simplicidad de la instalación.

3.5.8.2. Contador

Se instalará un contador de generación para realizar el reparto de producción entre consumidores según exige el RD 244/2019. El contador irá instalado en cabecera de la instalación fotovoltaica, y será bidireccional de generación neta para distinguir la generación de los consumos auxiliares generados por los inversores, el equipo de monitorización y el vatímetro.



4. DIAGRAMA DE GANTT

4.1. Descripción de actividades

El cronograma de ejecución de la instalación tiene una duración total de menos de 15 semanas desde el inicio de la redacción del proyecto hasta el momento de su puesta en marcha con todos los permisos en orden.

El diagrama de Gantt puede encontrarse en el anexo, y consta de las siguientes tareas principales:

- **Elaboración del proyecto**

Esta ha de ser la primera tarea tras la adjudicación, ya que el documento del proyecto será necesario para casi cualquier tramitación de la que dependa la instalación.

- **Licencia municipal de obra**

Inmediatamente tras la elaboración del proyecto han de tramitarse las licencias municipales necesarias. El tipo de licencia depende del tamaño de la obra y de las exigencias de cada ayuntamiento. En este caso, a pesar de tratarse de una única instalación eléctrica son necesarias dos licencias de obra, ya que esta instalación está ocupando dos parcelas diferentes.

Además, el Término Municipal de Paterna se encuentra dentro de la zona de servidumbre del aeródromo de Valencia, definida en el Real Decreto 856/2008.

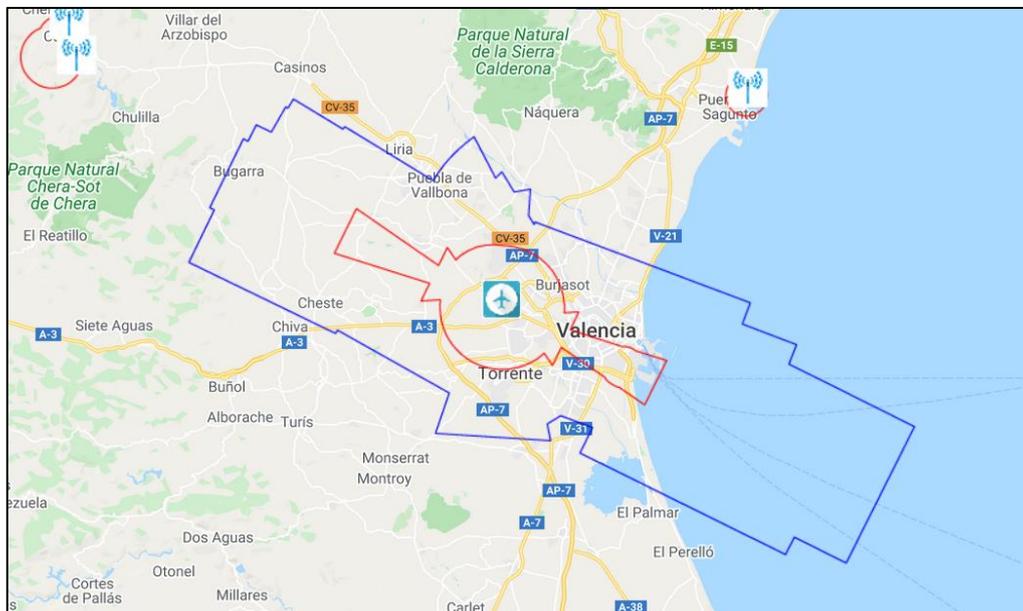
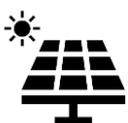


Imagen 11: Zona de servidumbres del aeródromo de Valencia

En esta imagen se muestran los contornos (en rojo, servidumbres de aeródromo y radioeléctricas; en azul, servidumbres de operación) de las servidumbres aeronáuticas civiles en España que delimitan las zonas donde se requiere, de forma previa a la ejecución de construcciones, instalaciones o plantaciones, acuerdo previo favorable de AESA, de acuerdo a lo establecido en el Decreto 584/1972, de Servidumbres Aeronáuticas. Cualquier obstáculo



situado fuera de dichos contornos no requiere acuerdo previo favorable de AESA salvo que tenga una altura superior a 100 m sobre el nivel del terreno o agua circundante.

La superficie comprendida dentro de la proyección ortogonal sobre el terreno del área de servidumbres aeronáuticas queda sujeta a una servidumbre de limitación de actividades, en cuya virtud la Autoridad Nacional de Supervisión Civil o el órgano competente del Ministerio de Defensa, en el ámbito de sus propias competencias, podrán prohibir, limitar o condicionar actividades que se ubiquen dentro de la misma y puedan suponer un peligro para las operaciones aéreas o para el correcto funcionamiento de las instalaciones radioeléctricas. Dicha posibilidad se extenderá a los usos del suelo que faculden para la implantación o ejercicio de dichas actividades y abarcará, entre otras, las actividades que impliquen el uso de superficies grandes y muy reflectantes que puedan dar lugar a deslumbramiento.

Puesto que una instalación fotovoltaica es susceptible de producir reflejos, se requerirá el permiso de AESA para poder ejecutar la instalación, por lo que la obtención de la licencia municipal podría demorarse hasta conseguir este permiso, por lo que es fundamental tramitarla lo antes posible, ya que sin esta licencia no puede comenzarse la instalación.

Además, al tratarse de una instalación con venta de excedentes también será necesario obtener una licencia de actividad.

- **Punto de conexión**

Este permiso también debe comenzar su tramitación tan pronto como sea posible, ya que el proceso para obtenerla podría alargarse incluso más que el resto de procesos de la instalación juntos. Este tiempo depende de que se cumplan los requisitos que exigen, de que instalaciones de enlace estén en orden, ya que de no estarlo se exigirán los trabajos necesarios para que se dé el visto bueno, y de otros factores como la agilidad en la gestión de la empresa distribuidora.

- **Acopio de materiales**

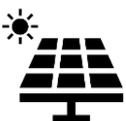
Obtención de los diferentes materiales necesarios para la instalación.

- **Ejecución de la instalación**

Tiempo requerido para la ejecución de la instalación en sí.

- **Otros trámites para venta a red**

Al tratarse de una instalación con venta de excedentes, son necesarios otros trámites, como la inscripción en el registro de autoconsumo (RADNE), ya que no se hace de oficio para instalaciones mayores de 100 kW, y la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de régimen especial (RAIPRE). Además, será necesario suscribir un contrato de venta de electricidad con una comercializadora, así como el contrato necesario para el reparto de la producción de la instalación.



4.2. Tabla de actividades

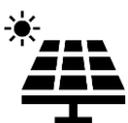
La siguiente tabla recoge todas las actividades a realizar desde la adjudicación hasta la puesta en marcha de la instalación. Aparecen en azul las tareas de oficina técnica, en naranja tramitaciones, en gris acopio de materiales y en amarillo tareas a realizar por entidades privadas externas.

El tiempo total de ejecución es de 98 días hábiles desde la adjudicación.

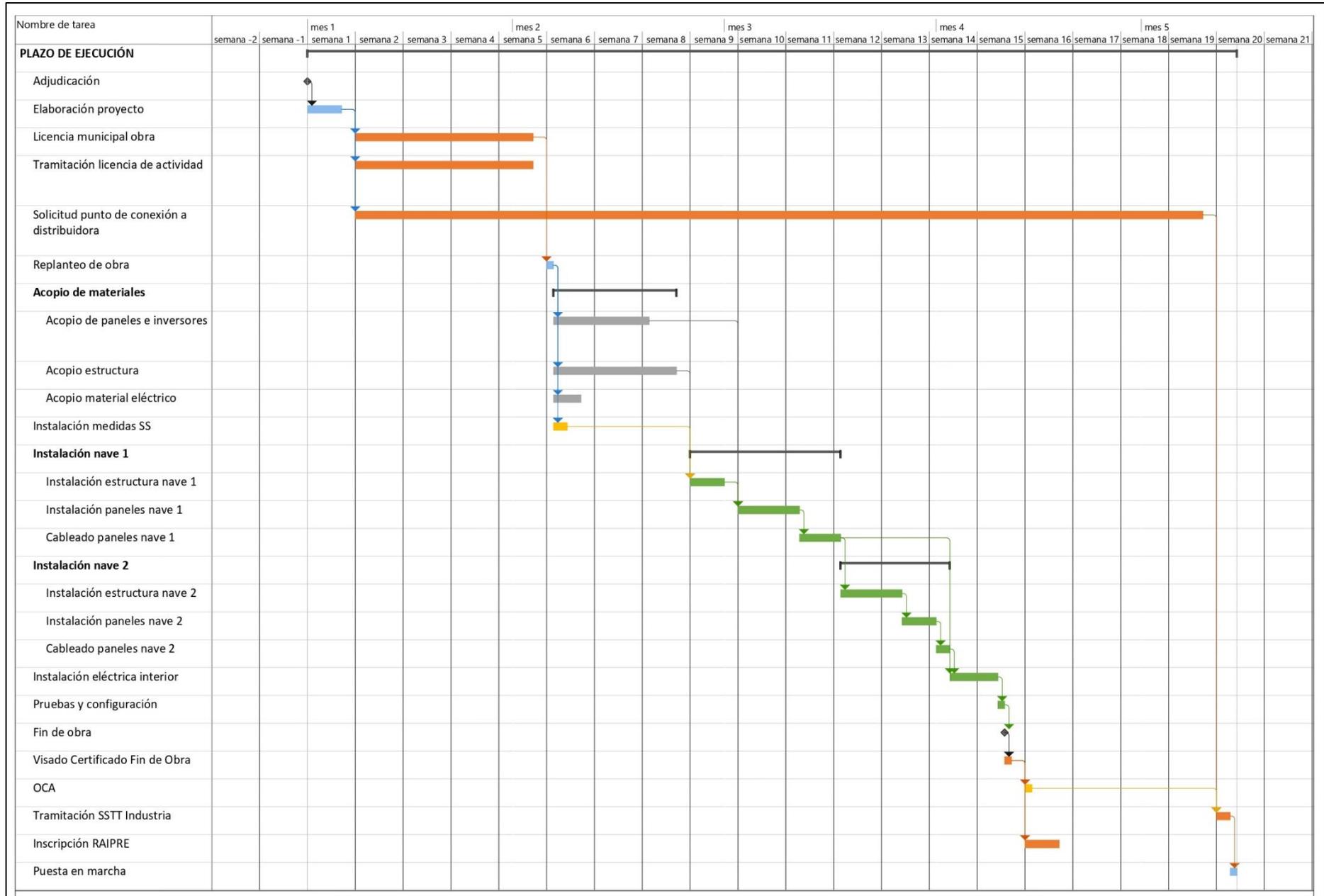
Los tiempos de instalación (tareas verdes) se han calculado para un equipo de cuatro trabajadores a jornada completa.

Número	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
1	PLAZO DE EJECUCIÓN	98 días	
2	Adjudicación	0 días	
3	Elaboración proyecto	5 días	2
4	Licencia municipal obra	20 días	3
5	Tramitación licencia de actividad	20 días	3
6	Solicitud punto de conexión a distribuidora	90 días	3
7	Replanteo de obra	1 día	4
8	Acopio de materiales	14 días	
9	Acopio de paneles e inversores	10 días	7
10	Acopio de estructura	14 días	7
11	Acopio de material eléctrico	4 días	7
12	Instalación medidas SS	2 días	7
13	Instalación nave 1	16 días	
14	Instalación estructura nave 1	5 días	10;12
15	Instalación paneles nave 1	7 días	9;14
16	Cableado paneles nave 1	4 días	15
17	Instalación nave 2	12 días	
18	Instalación estructura nave 2	7 días	16
19	Instalación paneles nave 2	3 días	18
20	Cableado paneles nave 2	2 días	19
21	Instalación eléctrica interior	5 días	16;20
22	Pruebas y configuración	1 día	21
23	Fin de obra	0 días	22
24	Visado Certificado Fin de Obra	1 día	23
25	OCA	1 día	24
26	Tramitación SSTT Industria	2 días	6;25
27	Inscripción RAIPRE	5 días	24
28	Puesta en marcha	1 día	26

Tabla 11: tabla de actividades del cronograma de ejecución



4.3. Cronograma de ejecución de la instalación



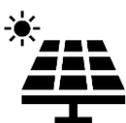
5. PLAN DE MANTENIMIENTO

Se ha diseñado un plan de mantenimiento para asegurar un óptimo funcionamiento de la instalación fotovoltaica durante la vida útil de los equipos que la componen.

Actualmente, la mejor herramienta de mantenimiento es la monitorización de la producción que los mismos equipos ofrecen, dado que proporciona una lectura en tiempo real de los parámetros esenciales de la instalación, lo que permite no solo detectar ciertos fallos prácticamente en el momento en el que se producen (detección temprana para mantenimiento correctivo), sino detectar un futuro fallo en base a un funcionamiento anómalo específico (mantenimiento predictivo). Sin embargo, esto solo cubre una parte del mantenimiento, dado que hay parámetros que no pueden comprobarse de manera constante y cuya revisión periódica puede evitar futuros fallos de funcionamiento (mantenimiento preventivo).

La siguiente tabla resume las tareas a ejecutar para los diferentes equipos de forma bianual:

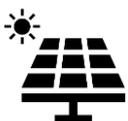
Equipo		Operación
Paneles	Vidrios	Limpieza con trapo de manchas grandes
		Limpieza con cepillo y agua fría (opcional) ¹
		Sustitución en caso de rotura
	Aislamiento	Comprobación de estanqueidad
		Comprobación de oxidación de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas ²
	Conexiones	Comprobación de estanqueidad de las cajas de terminales y del estado de los capuchones de protección de los terminales ³
		Comprobación del apriete de los terminales de los cables de conexionado de los paneles
	Strings	Comprobación del conexionado y cableado de los equipos
		Comprobación del punto de máxima potencia mediante voltímetro
	Estructura	Inspección visual para detección de degradaciones, indicios de corrosión o deformaciones
Lijado y reparación con minio y pintura antioxidante de aquellas partes que presenten corrosión		
Comprobación de apriete de los tornillos de sujeción		
Inversores	Inspección visual de estado y funcionamiento	
	Comprobación de aprietes y posibles corrosiones de las bornas	
	Comprobación de rejillas protectoras y filtros de entrada y salida de aire	
	Comprobación de funcionamiento de ventiladores	
	Comprobación de funcionamiento de dispositivos de protección	
	Comprobación del rango de tensión y frecuencia	
	Comprobación del apriete de los terminales	
Armarios de conexión	Comprobación de estado de las conexiones	
	Comprobación de cuadros eléctricos y puentes de conexión	



Equipo	Operación
Sistema de monitorización	Revisión de almacenamiento de datos
	Medida de la resistencia a tierra
Puesta a tierra	Medida de la resistencia de cada electrodo previa desconexión de la línea de enlace a tierra
	Medida de la resistencia total ofrecida desde todas las carcasas metálicas, tanto las líneas de tierra como la toma de tierra
	Comprobación de aparamenta eléctrica de la instalación según especificaciones de los fabricantes
Protecciones	Verificación de buen funcionamiento, y sustitución si procede

Tabla 12: Tareas del plan de mantenimiento

1. El agua será limpia, libre de cal y de productos químicos.
2. Normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo de rotura de las capas de encapsulado.
3. En caso de observarse fallos de estanqueidad, se procederá a la sustitución de los elementos.



6. ESTUDIO ECONÓMICO

En esta sección se analizan los flujos económicos directamente relacionados con la instalación. Para este análisis no se tendrá en cuenta la subvención mencionada en el apartado 3.4.3, ya que no existe la seguridad de que dicha subvención sea concedida. De serlo, la instalación daría flujos de caja positivos desde el segundo año tras la inversión (sin tener en cuenta préstamos), por lo que se ignorará para tener en cuenta la rentabilidad real de la instalación.

La producción fotovoltaica de la instalación puede observarse agregada por meses en la siguiente tabla, en la que se distingue la producción útil destinada a cada nave y sus excedentes:

Mes	Consumo (kWh)		Producción útil (kWh)		Excedente (kWh)	
	Nave 1	Nave 2	Nave 1	Nave 2	Nave 1	Nave 2
Enero	15217	64983	1134,13	10112,23	0	0
Febrero	11943	56934	1047,07	9333,88	0	0
Marzo	9848	67003	1520,21	13918,32	40,79	0
Abril	7584	70557	1849,59	17744,12	140,86	0
Mayo	8194	78732	2148,04	19909,84	84,93	0
Junio	9628	80151	2223,83	20705,29	98,35	0
Julio	15226	87376	2256,46	20531,95	46,28	0
Agosto	10861	83748	2027,27	18589,69	57,64	0
Septiembre	10403	80183	1746,45	15868,39	33,26	0
Octubre	7670	78980	1279,81	11606,92	21,95	0
Noviembre	8434	80033	889,86	8006,85	8,14	0
Diciembre	10189	84840	863,49	7707,54	0,94	0
TOTAL	125197	913520	18986,21	174035	533,16	0

Tabla 13: Consumo y producción por naves y meses

Por otro lado, los ahorros generados por la producción se han obtenido hora a hora para los precios de cada nave y periodo, y son los siguientes:

	Ahorro		Venta		Total
	Nave 1	Nave 2	Nave 1	Nave 2	
Enero	95,89 €	799,38 €	- €	- €	895,27 €
Febrero	88,53 €	744,98 €	- €	- €	833,51 €
Marzo	128,52 €	1.085,86 €	0,82 €	- €	1.215,19 €
Abril	162,46 €	1.467,05 €	2,82 €	- €	1.632,32 €
Mayo	188,11 €	1.636,11 €	1,70 €	- €	1.825,92 €
Junio	194,16 €	1.676,90 €	1,97 €	- €	1.873,02 €
Julio	197,26 €	1.700,46 €	0,93 €	- €	1.898,65 €
Agosto	177,84 €	1.517,53 €	1,15 €	- €	1.696,52 €
Septiembre	154,08 €	1.318,99 €	0,67 €	- €	1.473,73 €
Octubre	112,57 €	960,97 €	0,44 €	- €	1.073,98 €
Noviembre	75,24 €	619,52 €	0,16 €	- €	694,93 €
Diciembre	73,01 €	589,60 €	0,02 €	- €	662,63 €
TOTAL	1.647,66 €	14.117,35 €	10,66 €	- €	15.775,67 €

Tabla 14: Ingresos anuales derivados de la instalación fotovoltaica



Para el estudio económico se han tenido en cuenta las siguientes variables:

El precio medio de compra de energía que se utilizará para el estudio a 25 años se ha calculado según los precios y consumos por periodo de ambas naves:

	Nave 1		Nave 2	
	Consumo (kWh)	Coste	Consumo (kWh)	Coste
P1	27267	3.782,89 €	181058	16.612,07 €
P2	75133	9.146,54 €	347142	29.351,55 €
P3	22797	2.094,59 €	385320	25.238,07 €
TOTAL	125197	15.024,02 €	913520	71.201,70 €

Tabla 10: Coste de electricidad anual por periodos de ambas naves

Quedando un consumo anual total de 1.038.717 kWh, con un coste anual de energía de 86.225,71 €, lo que deja un precio medio de 0,08168 €/kWh.

También se han tenido en cuenta los siguientes parámetros anuales:

- Pérdidas graduales en la generación: 2%
- Incremento de tarifa eléctrica: 1%
- Incremento del IPC: 1,5%
- Depreciación por mejora de competitividad energética: 0,3%

Las pérdidas en la generación hacen que la producción fotovoltaica disminuya cada año, generando menos ingresos.

El incremento de tarifa eléctrica hace que los ahorros anuales se incrementen, ya que al ser mayor el precio de la electricidad mayor es el ahorro por dejar de comprarla de la red. Por el contrario, la depreciación por mejora de competitividad energética afecta al precio de pool, que es el precio al cual se compra la energía vertida a red.

El incremento del IPC afecta a los costes de operación de la instalación fotovoltaica, es decir, los gastos de mantenimiento, los cuales se han estimado en unos 1000€ anuales.

Con todo esto, se ha calculado que la instalación tendrá un período de amortización de 10 años, y cuenta con un Valor Actual Neto (VAN) de 56.520,20 € calculado con una tasa de descuento del 6%, y un TIR del 11,18%, lo que indica lo interesante de acometer la inversión aun sin subvención disponible.

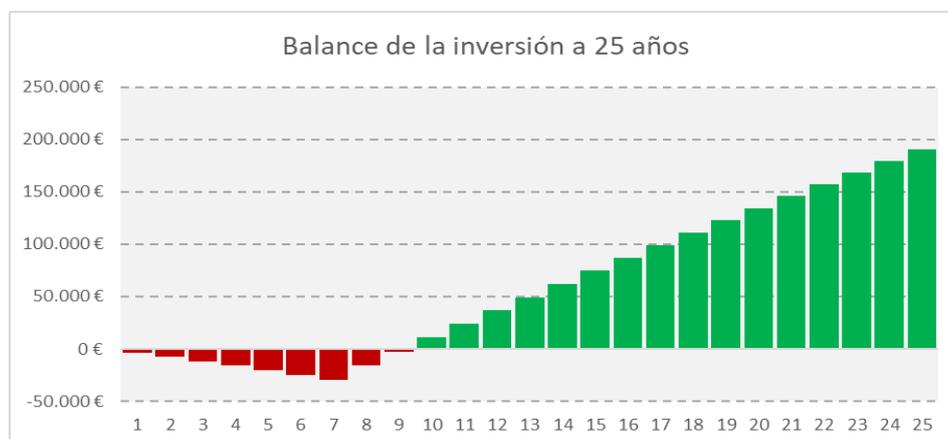
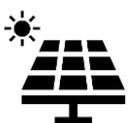


Ilustración 14: Balance económico de la inversión en 25 años

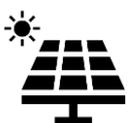


En la siguiente tabla se observan con detalle los flujos económicos de todo el periodo de estudio según los parámetros definidos:

Año	Producción útil (kWh)	Excedentes (kWh)	Mix compra (€/kWh)	Venta a red (€/kWh)	Ingresos brutos	Préstamo	Costes de operación	Cash-flow	Ingresos acumulados
2020	193021,00	533,16	0,08168	0,0200	15.775,65 €	18.473,99 €	1.000,00 €	- 3.698,33 €	- 3.698,33 €
2021	189160,58	522,50	0,08249	0,0199	15.614,61 €	18.473,99 €	1.015,00 €	- 3.874,38 €	- 7.572,71 €
2022	185377,37	512,05	0,08332	0,0199	15.455,20 €	18.473,99 €	1.030,23 €	- 4.049,01 €	- 11.621,72 €
2023	181669,82	501,81	0,08415	0,0198	15.297,43 €	18.473,99 €	1.045,68 €	- 4.222,23 €	- 15.843,95 €
2024	178036,42	491,77	0,08499	0,0198	15.141,27 €	18.473,99 €	1.061,36 €	- 4.394,08 €	- 20.238,03 €
2025	174475,70	481,93	0,08584	0,0197	14.986,71 €	18.473,99 €	1.077,28 €	- 4.564,56 €	- 24.802,59 €
2026	170986,18	472,30	0,08670	0,0196	14.833,72 €	18.473,99 €	1.093,44 €	- 4.733,71 €	- 29.536,30 €
2027	167566,46	462,85	0,08757	0,0196	14.682,30 €	- €	1.109,84 €	13.572,45 €	- 15.963,85 €
2028	164215,13	453,59	0,08844	0,0195	14.532,42 €	- €	1.126,49 €	13.405,93 €	- 2.557,92 €
2029	160930,83	444,52	0,08933	0,0195	14.384,08 €	- €	1.143,39 €	13.240,69 €	10.682,77 €
2030	157712,21	435,63	0,09022	0,0194	14.237,25 €	- €	1.160,54 €	13.076,71 €	23.759,48 €
2031	154557,97	426,92	0,09112	0,0193	14.091,92 €	- €	1.177,95 €	12.913,98 €	36.673,46 €
2032	151466,81	418,38	0,09203	0,0193	13.948,08 €	- €	1.195,62 €	12.752,46 €	49.425,92 €
2033	148437,47	410,01	0,09295	0,0192	13.805,71 €	- €	1.213,55 €	12.592,16 €	62.018,08 €
2034	145468,72	401,81	0,09388	0,0192	13.664,79 €	- €	1.231,76 €	12.433,03 €	74.451,11 €
2035	142559,35	393,78	0,09482	0,0191	13.525,31 €	- €	1.250,23 €	12.275,08 €	86.726,19 €
2036	139708,16	385,90	0,09577	0,0191	13.387,26 €	- €	1.268,99 €	12.118,27 €	98.844,47 €
2037	136914,00	378,18	0,09673	0,0190	13.250,61 €	- €	1.288,02 €	11.962,59 €	110.807,06 €
2038	134175,72	370,62	0,09770	0,0189	13.115,37 €	- €	1.307,34 €	11.808,02 €	122.615,08 €
2039	131492,20	363,21	0,09867	0,0189	12.981,50 €	- €	1.326,95 €	11.654,55 €	134.269,63 €
2040	128862,36	355,94	0,09966	0,0188	12.849,00 €	- €	1.346,86 €	11.502,15 €	145.771,78 €
2041	126285,11	348,82	0,10066	0,0188	12.717,86 €	- €	1.367,06 €	11.350,80 €	157.122,57 €
2042	123759,41	341,85	0,10166	0,0187	12.588,05 €	- €	1.387,56 €	11.200,49 €	168.323,06 €
2043	121284,22	335,01	0,10268	0,0187	12.459,57 €	- €	1.408,38 €	11.051,19 €	179.374,25 €
2044	118858,54	328,31	0,10371	0,0186	12.332,40 €	- €	1.429,50 €	10.902,90 €	190.277,15 €

Tabla 15: Tabla resumen de flujos económicos en 25 años

Quedando la inversión con un retorno de 9 años sin tener en cuenta la ayuda mencionada en el apartado [3.4.3.](#)



7. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

7.1. Datos de partida y fórmulas empleadas

Los conductores se dimensionarán según las directrices de la ITC-BT-19 del reglamento Electrotécnico. Se considerará un coeficiente de mayoración del 25% sobre la corriente nominal del circuito según indica la ITC-BT-40 de instalaciones de generación. La tensión considerada para los cálculos será la correspondiente a la tensión nominal de los equipos utilizados, teniendo en cuenta las conexiones en serie.

Se utilizarán conductores de cobre, cuya resistividad se calcula con la siguiente fórmula:

$$\rho_{\theta} = 0.01724 \cdot (1 + 0.00393 \cdot (\theta - 20))$$

- ρ_{θ} - Resistividad del cobre a una determinada temperatura ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)
 θ - Temperatura, en grados centígrados ($^{\circ}\text{C}$)

Para los cálculos se considerará una temperatura del conductor de 90°C , resultando en una resistividad de $0,021982724 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$.

Se aplicarán los criterios de corriente máxima admisible, caída de tensión y corriente de cortocircuito.

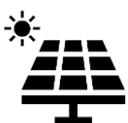
El Reglamento Electrotécnico establece unos valores máximos de caída de tensión dependiendo del tipo de instalación. En este caso, la ITC-BT-40 indica que la caída de tensión máxima entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior es del 1,5%. Puesto que los inversores tienen una tensión a la salida del lado de alterna igual a la tensión de red, se considerará una caída de tensión máxima del 1,5% entre los paneles y la entrada del inversor, y una caída de tensión máxima del 1,5% entre la salida de los inversores hasta el punto de enlace con la instalación interior.

Fórmulas utilizadas en el cálculo de caídas de tensión	
Régimen de corriente continua	$\varepsilon(\%) = \frac{2 \cdot L \cdot \rho \cdot I_B}{S \cdot U_N} \cdot 100$
Régimen trifásico	$\varepsilon(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot \left(\frac{\rho}{S} \cos \varphi + x_u \sin \varphi \right) \cdot I_B}{U_N} \cdot 100$

Tabla 16: Fórmulas utilizadas en el cálculo de caída de tensión

Siendo:

- S \equiv Sección del conductor (mm^2)
 ρ \equiv Resistividad del conductor a la temperatura prevista
L \equiv Longitud de la línea (m)
 ε \equiv Caída de tensión (%)
 U_N \equiv Tensión de la línea
 I_B \equiv Intensidad prevista del circuito (A)



Fórmulas utilizadas en el cálculo de corrientes de conductores y cortocircuitos	
Régimen de corriente continua	$I = \frac{P_c}{U}$
Régimen trifásico	$I = \frac{P_c}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$
Corriente de cortocircuito trifásico	$I_{CC} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(\sum R_i)^2 + (\sum X_i)^2}}$
Pico de corriente de cortocircuito	$I_S = \sqrt{2} \cdot \chi \cdot I_{CC}$

Tabla 17: Fórmulas utilizadas en el cálculo de corrientes

- P_c ≡ Potencia activa de cálculo (W)
 $\cos \varphi$ ≡ Factor de potencia considerado de la línea
 U ≡ Tensión de la línea (230 V en régimen monofásico y 400 V en trifásico)
 R_i ≡ Resistencia de línea (Ω)
 X_i ≡ Reactancia de línea (Ω)
 I_{CC} ≡ Corriente de cortocircuito en el punto considerado (A)
 I_S ≡ Corriente máxima de cortocircuito en el punto considerado (A)
 χ ≡ Relación entre resistencia y reactancia de la línea, se tomará 1

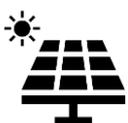
Para el cálculo de las líneas no se tendrá en cuenta el valor de la reactancia, puesto que los inversores cuentan con factor de potencia regulable, y se ajustará para que alcance valor unitario ($\cos \varphi = 1$).

7.2. Régimen de corriente continua

Todos los conductores de corriente continua contarán con la misma sección, ya que como ésta no será muy grande no hay diferencia significativa en el precio de secciones de pequeño tamaño, de modo que resulta más práctico adquirir más metros de un cable de una sección algo mayor de la necesaria y quedarse del lado de la seguridad.

La sección se escogerá en base a la línea más desfavorable. Puesto que no hay conexiones con strings en paralelo, cada una de las conexiones de continua cuentan con la misma corriente nominal (9,6 A), por lo que la línea más desfavorable para cada inversor quedará definida por la distancia máxima al mismo.

En cuanto al método de instalación, la mayor parte del cableado discurre por bandejas no perforadas, pero al haber un tramo (conexión entre naves) en el que discurren bajo tubo, se utilizará esta tipología de instalación a la hora de dimensionar la potencia máxima admisible (tipología de montaje B1 según ITC-BT-19).



7.2.1. Inversor Huawei SUN2000 36KTL

Para este inversor, el string de mayor longitud mide 80m.

Potencia (W)	L (m)	I_{MPP} (A)	$I_{CÁLCULO}$ (A)	$V_{MPP-FILA}$ (V)
6800	80	9,6	12	708,9
Δe (V)	7,03	Sección teórica (mm ²)		4,041
Δe (%)	0,99%	Sección escogida (mm ²)		6

Tabla 18: Caída de tensión de inversor 36 kW a paneles

Siendo 49 A la corriente máxima admisible de un conductor unipolar de cobre de 6 mm² con tipología de montaje B1, por lo que la sección escogida cumple criterios de corriente máxima admisible y caída de tensión.

7.2.2. Inversor Huawei SUN2000 100KTL

Para este inversor, el string de mayor longitud mide 95m.

Potencia (W)	L (m)	I_{MPP} (A)	$I_{CÁLCULO}$ (A)	$V_{MPP-FILA}$ (V)
6000	95	9,6	12	625,5
Δe (V)	8,35	Sección teórica (mm ²)		5,34
Δe (%)	1,34%	Sección escogida (mm ²)		6

Tabla 19: Caída de tensión de inversor 100 kW a paneles

Siendo 49 A la corriente máxima admisible de un conductor unipolar de cobre de 6 mm² con tipología de montaje B1, por lo que la sección escogida cumple criterios de corriente máxima admisible y caída de tensión.

Para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos de corriente continua se ha seleccionado un fusible de 10 A, puesto que este valor se encuentra entre sus valores de corriente nominal (9,6 A) y de corriente de cortocircuito (10,36 A). El poder de corte de estos fusibles será de 20 kA.

7.3. Régimen trifásico y de corriente alterna

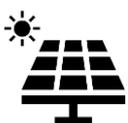
El montaje de estas líneas será en bandeja metálica perforada (tipología de montaje E o F dependiendo de la sección final, según ITC-BT-19).

7.3.1. Inversor Huawei SUN2000 36KTL

Potencia (W)	L (m)	I (A)	$I_{CÁLCULO}$ (A)	V (V)
40000	10	57,8	72,25	400
Δe (V)	1,1	Sección teórica (mm ²)		4,58
Δe (%)	0,28%	Sección escogida (mm ²)		25

Tabla 20: Caída de tensión de cuadro AC a inversor 36 kW

Siendo 110 A la corriente máxima admisible de un conductor multipolar de cobre de 25 mm² con tipología de montaje E, por lo que la sección escogida cumple criterios de corriente máxima admisible y caída de tensión.



7.3.2. Inversor Huawei SUN2000 100KTL

Potencia (W)	L (m)	I (A)	I _{CÁLCULO} (A)	V (V)
110000	12	160,4	200,5	400
Δe (V)	1,3	Sección teórica (mm ²)		15,26
Δe (%)	0,33%	Sección escogida (mm ²)		70

Tabla 21: Caída de tensión de cuadro AC a inversor 100 kW.

Siendo 224 A la corriente máxima admisible de un conductor multipolar de cobre de 70 mm² con tipología de montaje F, por lo que la sección escogida cumple criterios de corriente máxima admisible y caída de tensión.

7.3.3. Salida cuadro de protecciones de alterna a Cuadro General de Distribución

En este caso la tensión nominal de la línea no son 400 V, sino que este valor se minora por la caída de tensión más desfavorable de las dos líneas anteriores, es decir, se le restan 1,3 V correspondientes a la línea del inversor de 100 kW.

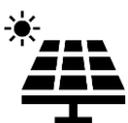
Potencia (W)	L (m)	I (A)	I _{CÁLCULO} (A)	V (V)
150000	5	218,2	272,75	398,69
Δe (V)	0,43	Sección teórica (mm ²)		8,68
Δe (%)	0,11%	Sección escogida (mm ²)		120

Tabla 22: Caída de tensión de CGBT a cuadro AC

Siendo 314 A la corriente máxima admisible de un conductor unipolar de cobre de 120 mm² con tipología de montaje F, por lo que la sección escogida cumple criterios de corriente máxima admisible y caída de tensión.

Para el cálculo de la protección contra cortocircuitos, se ha tenido en cuenta que la resistencia entre el embarrado del lado de baja del transformador y el cuadro de protecciones de alterna de la instalación fotovoltaica es de 1.077 mΩ (5m de línea trifásica de 240 mm² y 5m de línea trifásica de 120mm²), y que las resistencias del transformador son de 25,6 mΩ para la R_{cc} y de 6,4 mΩ para la X_{cc}.

De este modo, el cortocircuito máximo de la instalación fotovoltaica se producirá en el propio cuadro de protecciones de alterna, y tendrá un valor sostenido de 7,6 kA, con picos de 10,75 kA, valor a partir del cual se escogerá el poder de corte de las protecciones.



7.4. Resumen

A continuación se resumen los resultados de los cálculos de los diferentes criterios. La numeración de las líneas es la mostrada en la ilustración siguiente:

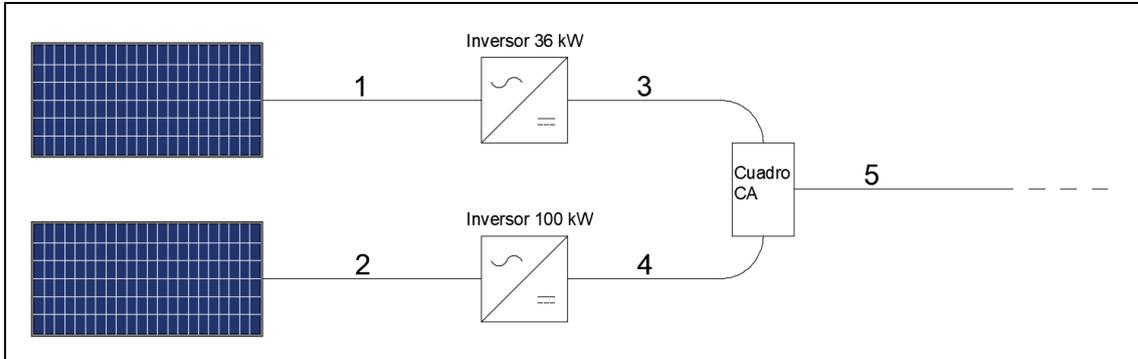


Ilustración 15: Esquema simplificado de líneas

Línea	Sección (mm ²)	Corriente de cálculo (A)	Corriente admisible (A)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
1	2x6	12	49	7,03	0,99%
2	2x6	12	49	8,35	1,34%
3	3x25+2x16	72,75	110	1,10	0,28%
4	3x70+2x35	200,5	224	1,31	0,33%
5	3x120+2x70	272,75	314	0,43	0,11%

Tabla 23: Resumen de cálculo de líneas

Las secciones de los conductores neutros se han obtenido según los criterios de la ITC-BT-14. Las secciones de los conductores de protección se han obtenido según los criterios de la ITC-BT-18.



8. SEGURIDAD Y SALUD

La ejecución de esta obra conlleva una serie de riesgos que pueden poner en peligro la integridad física de los trabajadores que participen en ella. Por ello, son necesarias una serie de directrices dirigidas a evitar los riesgos o a reducirlos y controlarlos si dicha eliminación no es posible, según establecen los principios preventivos citados en el artículo 15 de la ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales.

8.1. Descripción de la obra y actividades principales

Las características de la obra se encuentran suficientemente definidas los apartados anteriores, así como en los planos.

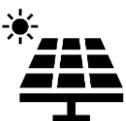
Las actividades principales de esta obra son:

- Acopio de materiales
- Replanteo
- Traslado de materiales
- Instalación de estructura metálica
- Instalación de módulos sobre estructura metálica
- Cableado de módulos fotovoltaicos
- Tendido de cable en instalación interior
- Conexión de equipos eléctricos
- Puesta en marcha de la instalación

Dado que se utilizará la instalación de puesta a tierra existente, no se prevén trabajos de obra civil, ni de otro tipo más allá de los mencionados anteriormente. Sin embargo, y como se comentará más adelante, será necesaria la instalación de una línea de vida por parte de una empresa acreditada. Debido a la inclusión de una segunda empresa como subcontratista, será necesario el nombramiento de un coordinador de Seguridad y Salud antes del inicio de los trabajos.

Algunos trabajos de esta obra se encuentran recogidos en el Anexo II del RD 1627/1997 por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción. Este anexo recoge la relación no exhaustiva de los trabajos que implican riesgos especiales para la seguridad y la salud de los trabajadores. En concreto, trabajos con riesgo de caída de altura y trabajos en la proximidad de líneas eléctricas de alta tensión.

Por ello, será obligada la presencia en obra de un recurso preventivo que permanecerá en el centro de trabajo cuando se ejecuten los trabajos anteriormente citados.



8.2. Identificación de riesgos

A continuación se citan los riesgos inherentes a cada actividad de la obra. Algunos riesgos generales como la caída de personas al mismo nivel, las pisadas sobre objetos o los golpes contra objetos se han obviado de algunas actividades por ser un riesgo que dista de ser el riesgo principal de dichas actividades. Se han listado los principales riesgos de cada actividad, dando por supuesto la existencia de los anteriores en todas las actividades, dada la naturaleza genérica de estos.

- **Acopio de materiales**

Caída de personas al mismo nivel, pisadas sobre objetos, choque o golpe contra un objeto, caída de objetos, atropello o golpe por movimientos de máquinas autopropulsadas. Estos riesgos se dan en la recepción de los materiales, así como en su manipulación con máquinas autopropulsadas como transpaletas.

- **Replanteo**

Caída de personas desde altura y al mismo nivel. Esto es debido a la necesidad de subir a la cubierta de las naves.

- **Traslado de materiales**

Mismos riesgos que el acopio de materiales, añadiendo el riesgo de derrumbamiento de la cubierta si el traslado de materiales a cubierta se hace de forma inadecuada.

- **Instalación de estructura metálica**

Caída de personas desde altura, pisadas sobre objetos.

- **Instalación de módulos sobre estructura metálica**

Caída de personas desde altura.

- **Cableado de módulos fotovoltaicos**

Caída de personas desde altura, contacto eléctrico directo e indirecto.

- **Tendido de cable en instalación interior**

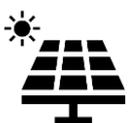
Caída de personas desde altura, contacto eléctrico directo.

- **Conexión de equipos eléctricos**

Contacto eléctrico directo, contacto eléctrico indirecto.

- **Puesta en marcha de la instalación**

Contacto eléctrico indirecto debido a fallos de aislamiento de inversores o equipos auxiliares.



8.3. Medidas preventivas

Una vez identificados los riesgos, han de establecerse medidas para eliminarlos o disminuir su peligrosidad en la medida en que esto sea posible. Uno de los principios preventivos que establece el artículo 15 de la ley 31/1995 consiste en adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual, por lo que se priorizarán este tipo de medidas a la hora de abordar la prevención de riesgos.

8.3.1. Colectivas

Para disminuir el riesgo de caída se instalarán líneas de vida en ambas naves. Serán líneas de vida horizontales, con cable de acero e instaladas por parte de una empresa acreditada, de modo que ésta quede completamente certificada

En la nave 1 se instalará a nivel de suelo (cubierta), por lo que su factor de caída será de 2. En la nave 2 la línea de vida irá anclada al muro perimetral, quedando el anclaje a la altura del amarre con el arnés, dejando un factor de caída 1.

Como medida preventiva complementaria, todas las zonas en las que la obra tenga algún tipo de afectación debe estar correctamente señalizada con los riesgos pertinentes, especialmente la zona de paso de vehículos (grúa y transporte de mesa elevadora).

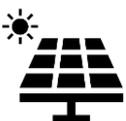
8.3.2. Individuales

Se utilizarán los EPIs necesarios para evitar los riesgos anteriormente mencionados; cascos para protección del cráneo frente a caída de objetos, guantes para los contactos eléctricos, botas de seguridad con puntera reforzada y arneses anticaídas para poder circular por la cubierta a lo largo del recorrido de la línea de vida.

8.4. Acceso a cubiertas

El acceso a la cubierta de la nave 1 se hará mediante una mesa elevadora de tijera vertical ubicada en la parte inferior de la cumbrera de una de las naves, evitando así el desnivel existente en otras zonas debido al muro perimetral. Se deberá permanecer anclado a la máquina en todo momento desde el arranque hasta la parada a la altura de trabajo. Una vez arriba, no se debe retirar el anclaje hasta que el trabajador se haya anclado a otro punto estable, como la línea de vida. Para ello, los trabajadores contarán con dispositivos retráctiles y cuerdas y mosquetones suficientes para poder desarrollar con total seguridad sus tareas.

Esta mesa no debe utilizarse para la elevación de equipos como los módulos y la estructura, ya que estos se subirán a la cubierta mediante una grúa de brazo articulado.



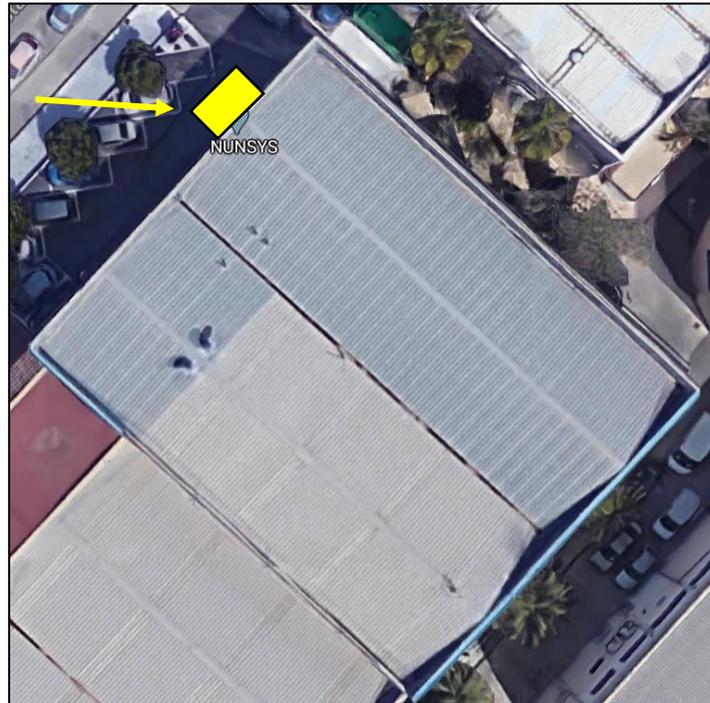


Imagen 12: Ubicación de la tijera elevadora para acceso a la nave 1

El acceso a la nave 2 se realizará a través de una escalera fija existente en un lado de la fachada. Esta escalera cumple con todas las medidas exigibles, como la protección circundante a partir de los 4m de altura y la continuación de ésta hasta 1m de altura superior al borde de la cubierta.

De manera análoga a la nave anterior, el trabajador no debe empezar a circular por la cubierta hasta haberse anclado a la línea de vida previamente instalada en el muro perimetral.



Imagen 13: Escalera de acceso a la nave 2

9. RELACIÓN DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Cartografía catastral de las naves de la instalación - sedecatastro.gob.es.....	12
Ilustración 2: Consumo por meses y periodos de la nave 1.....	15
Ilustración 3: Perfil de consumo semanal medio de la nave 1.....	16
Ilustración 4: Consumo por meses y periodos de la nave 2.....	16
Ilustración 5: Perfil de consumo semanal medio de la nave 2.....	17
Ilustración 6: Ahorro anual con excedentes compensados	21
Ilustración 7: Esquema de conexión para autoconsumo colectivo – energia.gob.es	22
Ilustración 8: Ahorro anual con venta a red.....	22
Ilustración 10: Esquema de módulo half cell	27
Ilustración 11: Conexión de cable de tierra en el dispositivo de monitorización y gestión – Manual Huawei	34
Ilustración 12: Vista en sección del presor tipo omega con perforación.....	34
Ilustración 13: Esquema de conexión y monitorización de los inversores – Manual Huawei	37
Ilustración 14: Esquema de optimizadores – Manual Huawei.....	38
Ilustración 15: Balance económico de la inversión en 25 años	46
Ilustración 16: Esquema simplificado de líneas	52

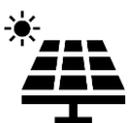
10. RELACIÓN DE TABLAS

Tabla 1: Consumo por meses y periodos de la nave 1	15
Tabla 2: Consumo por meses y periodos de la nave 2	17
Tabla 3: Resumen del estudio previo de ambas naves	19
Tabla 4: Reparto optimizado con coeficientes dinámicos	23
Tabla 5: Ahorro anual de las diferentes soluciones	23
Tabla 6: Especificaciones del módulo a utilizar – Ficha técnica Jinko	26
Tabla 7: Conexionado de módulos en inversor de 36kW	30
Tabla 8: Conexionado de módulos en inversor de 100kW	30
Tabla 9: Especificaciones del módulo a utilizar (extendido) – Ficha técnica Jinko	32
Tabla 10: Comparación de rendimiento de estructuras	36
Tabla 11: tabla de actividades del cronograma de ejecución	41
Tabla 12: Tareas del plan de mantenimiento.....	44
Tabla 13: Consumo y producción por naves y meses	45
Tabla 14: Ingresos anuales derivados de la instalación fotovoltaica	45
Tabla 15: Tabla resumen de flujos económicos en 25 años.....	47
Tabla 16: Fórmulas utilizadas en el cálculo de caída de tensión.....	48
Tabla 17: Fórmulas utilizadas en el cálculo de corrientes.....	49
Tabla 18: Caída de tensión de inversor 36 kW a paneles.....	50
Tabla 19: Caída de tensión de inversor 100 kW a paneles.....	50
Tabla 20: Caída de tensión de cuadro AC a inversor 36 kW	50
Tabla 21: Caída de tensión de cuadro AC a inversor 100 kW.	51
Tabla 22: Caída de tensión de CGBT a cuadro AC	51
Tabla 23: Resumen de cálculo de líneas.....	52



11.RELACIÓN DE IMÁGENES

Imagen 1: Vista aérea de la nave 1 – Google Maps	18
Imagen 2: Vista aérea de la nave 2 – Google Maps	18
Imagen 3: Caja combinadora de hasta 4 strings	29
Imagen 4: Conexiones de entrada y salida de un inversor Huawei	29
Imagen 5: Bobinas y detalle de cable para fotovoltaica	31
Imagen 6: Ejemplo de montaje en instalación interior	32
Imagen 7: Caja de protecciones de continua	33
Imagen 8: Estructura coplanar de microrraíl con perfil a tramos	35
Imagen 9: Detalle de anclaje a grecas– Catálogo Sunfer	36
Imagen 10: Estructura inclinada regulable mediante brazo telescópico – Catálogo Sunfer	36
Imagen 11: Zona de servidumbres del aeródromo de Valencia	39
Imagen 12: Ubicación de la tijera elevadora para acceso a la nave 1.....	56
Imagen 13: Escalera de acceso a la nave 2	56

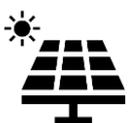


12. BIBLIOGRAFÍA

España. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias. Real Decreto 842/2002, 2 de agosto de 2002, publicado en el BOE nº 224 del 18 de septiembre de 2002. Posterior corrección en el Real Decreto 560/2010, del 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias, publicado en el BOE nº 149 del 19 de junio de 2010.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2020). Guía profesional de tramitación del autoconsumo.

Francisco Herrerueta García, Gloria Lorenzo Córdoba, José Luis Lorenzo San Román, Natalia Longobardo Ojalbo y Sonia Ruiz de León Suquet (2019). Seguridad y Salud. Manual de seguridad y salud en las obras de construcción. Funciones de nivel básico. Madrid: Tornapunta Ediciones.



DOCUMENTO 2 – PRESUPUESTO

CAPÍTULO 1: SISTEMA DE CAPTACIÓN

- 1.1 Suministro e instalación de módulo solar fotovoltaico de silicio monocristalino Jinko Solar JKM400M-72H-V para instalación en cubierta sobre soporte, potencia máxima (Wp) 400 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 41,7 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 9,6 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 10,36 A, tensión en circuito abierto (Voc) 49,8 V, eficiencia 19,88%, cristal exterior templado antirreflejante de 3,2 mm de espesor, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1002x2008x40 mm, peso 22,5 kg o similar de calidad**

Oficial de 1ª montador de estructuras metálicas (h)	0,44	7,20 €		
Ayudante de electricista (h)	0,44	6,53 €		
Materiales		87,27 €		
Medios auxiliares (2%)		1,88 €		
Costes indirectos (1%)		0,96 €		
		96,64 €	€/Ud	353 unidades
				34.112,29 €

- 1.2 Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 40 t y 35 m de altura máxima de trabajo.**

Maquinaria		173,79 €		
Medios auxiliares		23,15 €		
Costes indirectos (1%)		1,97 €		
		198,91 €	€/h	40 h
				7.956,33 €

Total capítulo 1: 42.068,62 €

CAPÍTULO 2: ESTRUCTURA Y SOPORTE

- 2.1 Suministro e instalación de estructura de perfilera de aluminio tipo microrraíl coplanar para módulos fotovoltaicos con altura de bastidor 30 - 50 mm, incluida tornillería de anclaje.**

Oficial de 1ª montador de estructuras metálicas (h)	0,75	12,14 €		
Ayudante montador de estructuras metálicas (h)	0,75	11,01 €		
Materiales		14,33 €		
Medios auxiliares (2%)		0,51 €		
Costes indirectos (1%)		0,26 €		
		26,10 €	€/Ud	634 unidades
				16.549,81 €



2.2 Suministro e instalación de estructura de perfilera de aluminio tipo triángulo con soporte premontado y brazo telescópico para inclinación regulable 20°-35° para módulos fotovoltaicos con altura de bastidor 33 - 50 mm, incluida tornillería de anclaje.

Oficial de 1ª montador de estructuras metálicas (h)	2,23	36,08 €		
Ayudante montador de estructuras metálicas (h)	2,23	32,74 €		
Materiales		38,10 €		
Medios auxiliares (2%)		1,42 €		
Costes indirectos (1%)		0,72 €		
		72,98 €	€/Ud	102 unidades
				7.443,52 €

Total capítulo 2: 23.993,32 €

CAPÍTULO 3: INVERSORES Y EQUIPOS AUXILIARES

3.1 Suministro e instalación de Inversor central trifásico para conexión a red, HUAWEI modelo SUN2000-36KTL o similar, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, potencia nominal de salida 36 kW, potencia máxima de salida 40 kW, eficiencia máxima 98,8%, rango de voltaje de entrada 200-1000V, con 4 conexiones independientes MPPT y 2 entradas de corriente continua por MPPT. Incluye protecciones contra sobreintensidad, polaridad inversa y descargadores de sobretensiones tipo 2.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,59	9,50 €		
Ayudante de electricista (h)	0,59	8,62 €		
Materiales		6.378,33 €		
Medios auxiliares (2%)		127,93 €		
Costes indirectos (1%)		65,24 €		
		6.571,51 €	€/Ud	1 unidad
				6.571,51 €

3.2 Suministro e instalación de inversor trifásico para conexión a red, HUAWEI modelo SUN2000-100KTL-M1 o similar, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, potencia nominal de salida 100 kW, potencia máxima de salida 110 kW, eficiencia máxima 98,8%, rango de voltaje de entrada 200-1000V, con 10 conexiones independientes MPPT y 2 entradas de corriente continua por MPPT. Incluye protecciones contra sobreintensidad, polaridad inversa y descargadores de sobretensiones tipo 2.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,59	9,50 €		
Ayudante de electricista (h)	0,59	8,62 €		
Materiales		8.038,33 €		
Medios auxiliares (2%)		161,13 €		
Costes indirectos (1%)		82,18 €		
		8.281,64 €	€/Ud	1 unidad
				8.281,64 €



3.3 Suministro e instalación de dispositivo de gestión de inversores y monitorización HUAWEI modelo Smartlogger 3000A o similar, con capacidad para 80 inversores y mecanismo antivertido certificado con máximo 2s de respuesta. Conexión vía RS485 o MBUS con inversores y vía ethernet para conexión con red. Incluye red Wi-fi de corto alcance para puesta en marcha y programación.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,8	12,94 €		
Ayudante de electricista (h)	0,8	11,74 €		
Materiales		974,58 €		
Medios auxiliares (2%)		19,99 €		
Costes indirectos (1%)		10,19 €		
		1.016,50 €	€/Ud	1 unidad 1.016,50 €

3.4 Suministro e instalación de vatímetro trifásico de medida indirecta mediante transformadores de corriente modelo DTSU666-H o similar. Rangos 304-399 V y 0-250A, comunicación mediante RS485 y montaje sobre carril DIN.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,25	4,05 €		
Ayudante de electricista (h)	0,25	3,67 €		
Materiales		523,17 €		
Medios auxiliares (2%)		10,62 €		
Costes indirectos (1%)		5,42 €		
		542,87 €	€/Ud	2 unidades 1.085,75 €

3.5 Suministro e instalación de transformadores de intensidad de núcleo abierto 250 A/50 mA para medición de consumos de instalación receptora.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,2	3,24 €		
Ayudante de electricista (h)	0,2	2,94 €		
Materiales		62,35 €		
Medios auxiliares (2%)		1,37 €		
Costes indirectos (1%)		0,70 €		
		67,36 €	€/Ud	6 unidades 404,13 €

3.6 Suministro e instalación de contador de generación neta contactor trifásico para medición de generación fotovoltaica y reparto entre autoconsumidores.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,5	8,09 €		
Ayudante de electricista (h)	0,5	7,34 €		
Materiales		1.468,90 €		
Medios auxiliares (2%)		29,69 €		
Costes indirectos (1%)		15,14 €		
		1.521,07 €	€/Ud	1 unidad 1.521,07 €

Total capítulo 3: 18.880,59 €



CAPÍTULO 4: INSTALACIÓN ELÉCTRICA

- 4.1 Suministro e instalación de cable unifilar 2x6 mm² Solar PV1-F negro o rojo, especial para instalaciones eléctricas. Se trata de un cable de potencia especialmente concebido para instalaciones solares fotovoltaicas según la norma de referencia: EN50618 / TÜV2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502.), siendo su tensión asignada de 06/1 KV de doble aislamiento. Incluidos conectores MC4 para el correcto conexionado entre paneles y con los inversores.**

Oficial de 1ª instalación de redes (h)	0,02	0,31 €		
Ayudante instalación de redes (h)	0,02	0,28 €		
Materiales		2,27 €		
Medios auxiliares (2%)		0,06 €		
Costes indirectos (1%)		0,03 €		
		2,64 €	€/m	410 metros
				1.080,42 €

- 4.2 Suministro y montaje de caja con puerta transparente, para alojamiento de los fusibles de protección de la instalación, una fila de 12 módulos DIN con portafusibles 10x38 1000V y fusibles 10A 10x38. Fabricada en ABS autoextinguible, con grado de protección IP65, doble aislamiento (clase II), color blanco RAL 9010. Según UNE-EN 60670-1.**

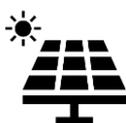
Oficial de 1ª electricista (h)	0,56	9,06 €		
Ayudante de electricista (h)	0,56	8,22 €		
Materiales		23,35 €		
Medios auxiliares (2%)		0,81 €		
Costes indirectos (1%)		0,41 €		
		32,80 €	€/Ud	2 unidades
				65,60 €

- 4.3 Suministro y montaje de caja con puerta opaca, para alojamiento de los interruptores de protección de la instalación, 3 filas de 12 módulos. Fabricada en ABS autoextinguible, con grado de protección IP65, doble aislamiento (clase II), color blanco RAL 9010. Según UNE-EN 60670-1.**

Oficial de 1ª electricista (h)	0,89	14,40 €		
Ayudante de electricista (h)	0,89	13,07 €		
Materiales		107,38 €		
Medios auxiliares (2%)		2,70 €		
Costes indirectos (1%)		1,38 €		
		124,52 €	€/Ud	1 unidad
				124,52 €

- 4.4 Suministro e instalación de interruptor automático magnetotérmico, con 15 kA de poder de corte, de 80 A de intensidad nominal, curva C, tetrapolar (4P).**

Oficial de 1ª electricista (h)	0,89	14,40 €		
Ayudante de electricista (h)	0,89	13,07 €		
Materiales		127,00 €		
Medios auxiliares (2%)		3,09 €		
Costes indirectos (1%)		1,58 €		
		144,73 €	€/Ud	1 unidad
				144,73 €



4.5 Interruptor diferencial instantáneo, 4P/ 25A/300mA.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,89	14,40 €		
Ayudante de electricista (h)	0,89	13,07 €		
Materiales		86,30 €		
Medios auxiliares (2%)		2,28 €		
Costes indirectos (1%)		1,16 €		
		102,80 €	€/Ud	1 unidad 102,80 €

4.6 Suministro e instalación de bloque automático-diferencial tetrapolar, con 15 kA de poder de corte, 250 A de intensidad nominal regulable y 300 mA de corriente diferencial.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,89	14,40 €		
Ayudante de electricista (h)	0,89	13,07 €		
Materiales		324,57 €		
Medios auxiliares (2%)		7,04 €		
Costes indirectos (1%)		3,59 €		
		348,27 €	€/Ud	1 unidad 348,27 €

4.7 Suministro e instalación de interruptor automático magnetotérmico, con 15 kA de poder de corte, de 400 A de intensidad nominal regulable, curva C, tetrapolar (4P).

Oficial de 1ª electricista (h)	0,89	14,40 €		
Ayudante de electricista (h)	0,89	13,07 €		
Materiales		432,27 €		
Medios auxiliares (2%)		9,19 €		
Costes indirectos (1%)		4,69 €		
		459,22 €	€/Ud	1 unidad 459,22 €

4.8 Suministro e instalación de derivación individual trifásica fija en superficie para red fotovoltaica, conexión inversor con cuadro a alimentar, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x25+2x16 mm² siendo su tensión asignada de 0,6/1 KV, en bandeja perforada metálica con tapa.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,15	2,43 €		
Ayudante de electricista (h)	0,15	2,20 €		
Materiales		2,99 €		
Medios auxiliares (2%)		0,15 €		
Costes indirectos (1%)		0,08 €		
		5,42 €	€/m	10 metros 54,22 €

4.9 Suministro e instalación de derivación individual trifásica fija en superficie para red fotovoltaica, conexión inversor con cuadro a alimentar, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x70+2x35 mm² siendo su tensión asignada de 0,6/1 KV, en bandeja perforada metálica con tapa.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,2	3,24 €		
Ayudante de electricista (h)	0,2	2,94 €		
Materiales		5,40 €		
Medios auxiliares (2%)		0,23 €		
Costes indirectos (1%)		0,12 €		
		8,69 €	€/m	12 metros 104,23 €



4.10 Suministro e instalación de derivación individual trifásica fija en superficie para red fotovoltaica, conexión inversor con cuadro a alimentar, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 3x120+2x70 mm² siendo su tensión asignada de 0,6/1 KV, en bandeja perforada metálica con tapa.

Oficial de 1ª electricista (h)	0,3	4,85 €		
Ayudante de electricista (h)	0,3	4,40 €		
Materiales		10,37 €		
Medios auxiliares (2%)		0,39 €		
Costes indirectos (1%)		0,20 €		
		15,37 €	€/m	5 metros
				76,83 €

4.11 Suministro e instalación de canalización formada por bandeja metálica de Al o Acero galvanizado ciega con tapa de 35x100 mm.

Oficial de 1ª instalación de redes (h)	0,03	0,45 €		
Ayudante instalación de redes (h)	0,03	0,41 €		
Materiales		5,27 €		
Medios auxiliares (2%)		0,12 €		
Costes indirectos (1%)		0,06 €		
		5,87 €	€/m	321 metros
				1.883,08 €

4.12 Suministro e instalación de canalización formada por bandeja de PVC ciega con tapa de 65x100 mm color gris.

Oficial de 1ª instalación de redes (h)	0,03	0,45 €		
Ayudante instalación de redes (h)	0,03	0,41 €		
Materiales		4,13 €		
Medios auxiliares (2%)		0,10 €		
Costes indirectos (1%)		0,05 €		
		4,69 €	€/m	30 metros
				140,76 €

Total capítulo 4: 4.584,67 €

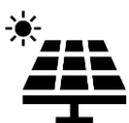
CAPÍTULO 5: INGENIERÍA, ADMINISTRACIÓN Y TRÁMITES

5.1 Redacción de proyecto técnico de la instalación y su posterior visado por parte de un Colegio de Ingenieros.

Sin descomposición		1.566,18 €		
Costes indirectos (1%)		15,66 €		
		1.581,84 €	€/Ud	1 unidad
				1.581,84 €

5.2 Dirección de obra para el desarrollo de la misma conforme al proyecto redactado.

Sin descomposición		894,73 €		
Costes indirectos (1%)		8,95 €		
		903,68 €	€/Ud	1 unidad
				903,68 €



5.3 Tramitaciones con Administración, incluyendo licencia de obras y demás permisos pertinentes que apliquen a la instalación.

Sin descomposición	1.120,36 €			
Costes indirectos (1%)	11,20 €			
	1.131,56 €	€/Ud	1 unidad	1.131,56 €

5.4 Conjunto de pruebas y ensayos, realizados por un Organismo de Control Autorizado en el área técnica correspondiente, necesario para el cumplimiento de la normativa vigente.

Sin descomposición	435,24 €			
Costes indirectos (1%)	4,35 €			
	439,59 €	€/Ud	1 unidad	439,59 €

5.5 Tramitaciones con los Servicios Territoriales Industria para la correcta legalización de la instalación.

Sin descomposición	560,57 €			
Costes indirectos (1%)	5,61 €			
	566,18 €	€/Ud	1 unidad	566,18 €

5.6 Tramitaciones con distribuidor eléctrico para obtención de permisos de acceso y conexión.

Sin descomposición	829,35 €			
Costes indirectos (1%)	8,29 €			
	837,64 €	€/Ud	1 unidad	837,64 €

Total capítulo 5: 5.460,50 €

CAPÍTULO 6: SEGURIDAD Y SALUD

6.1 Instalación de línea de vida anticaídas horizontal permanente con cable de acero para trabajos en cubierta, necesaria para el cumplimiento de la normativa vigente en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Sin descomposición	20,35 €			
Costes indirectos (1%)	0,20 €			
	20,55 €	€/m	158 metros	3.247,45 €

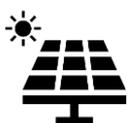
6.2 Conjunto de equipos de protección individual, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Sin descomposición	143,20 €			
Costes indirectos (1%)	1,43 €			
	144,63 €	€/Ud	1 unidad	144,63 €

6.3 Conjunto de elementos de balizamiento y señalización provisional de obras, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Sin descomposición	110,69 €			
Costes indirectos (1%)	1,11 €			
	111,80 €	€/Ud	1 unidad	111,80 €

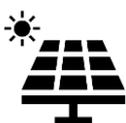
Total capítulo 6: 3.503,88 €



Queda el presupuesto por capítulos resumido del siguiente modo:

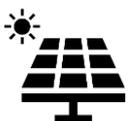
Capítulo 1: Sistema de captación			42.068,62 €
Capítulo 2: Estructura y soporte			23.993,32 €
Capítulo 3: Inversores y equipos auxiliares			18.880,59 €
Capítulo 4: Instalación eléctrica			4.584,67 €
Capítulo 5: Ingeniería, administración y trámites			5.460,50 €
Capítulo 6: Seguridad y salud			3.503,88 €
Total capítulo Presupuesto de Ejecución Material (PEM)			98.491,59 €
	Gastos generales	13%	12.803,91 €
	Beneficio industrial	6%	1.664,51 €
	IVA	21%	23.721,60 €
Total Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)			136.681,61 €

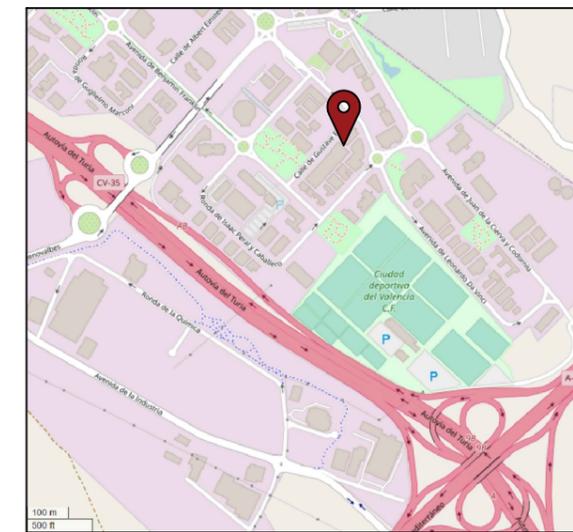
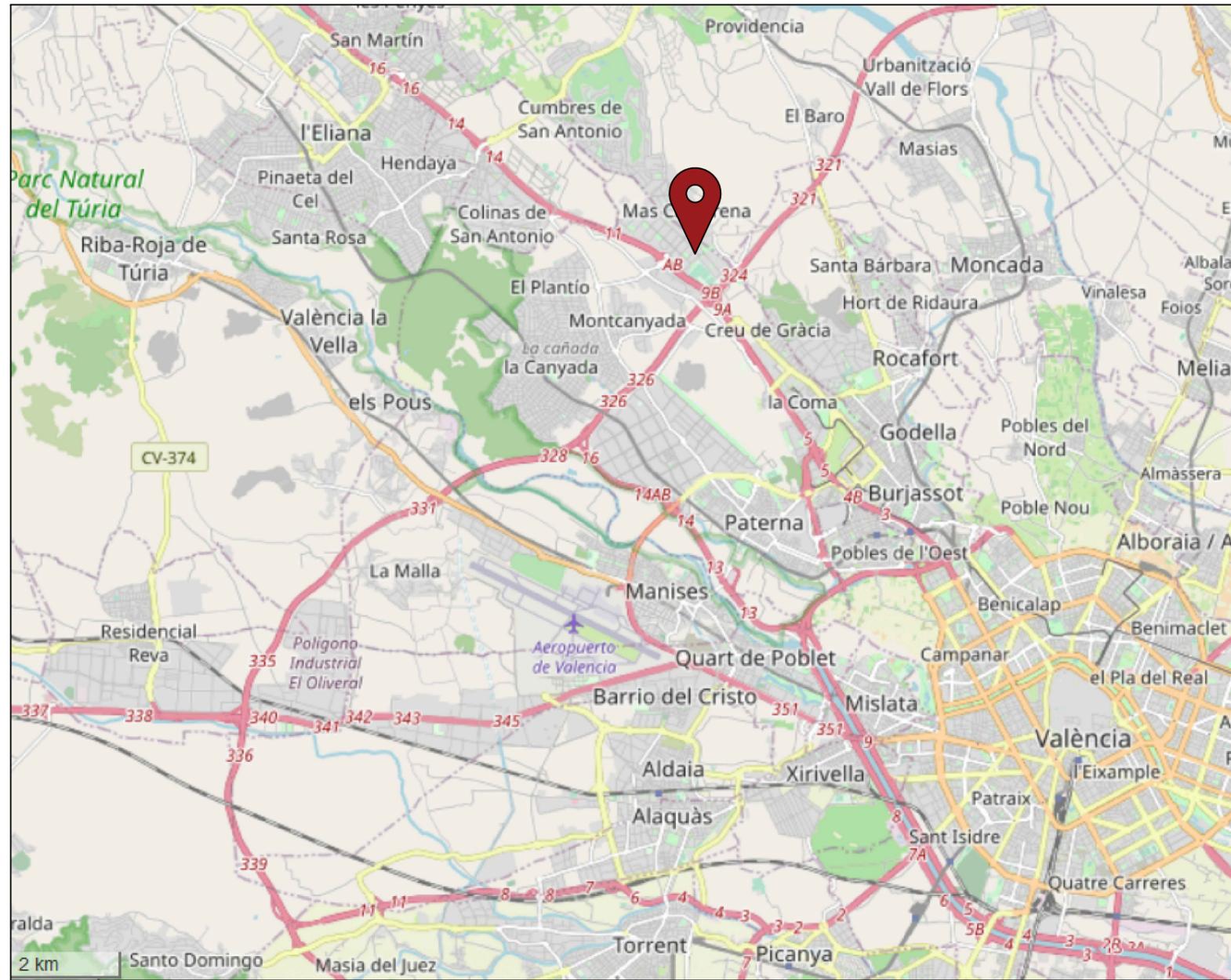
Ascendiendo el presupuesto total sin IVA a ciento doce mil novecientos sesenta euros con un céntimo, quedando la instalación llave en mano con una ratio de 0,8 €/Wp.



DOCUMENTO 3 – PLANOS

1. Emplazamiento de la instalación
2. Vista aérea de módulos
3. Distribución de módulos, obstáculos y sombras
4. Estructura de los módulos
5. Línea de vida
6. Conexión de strings y trazado de bandeja en cubierta
7. Ubicación de inversores y punto de conexión
8. Esquema unifilar
9. Esquema unifilar inversor 36 kW
10. Esquema unifilar inversor 100 kW





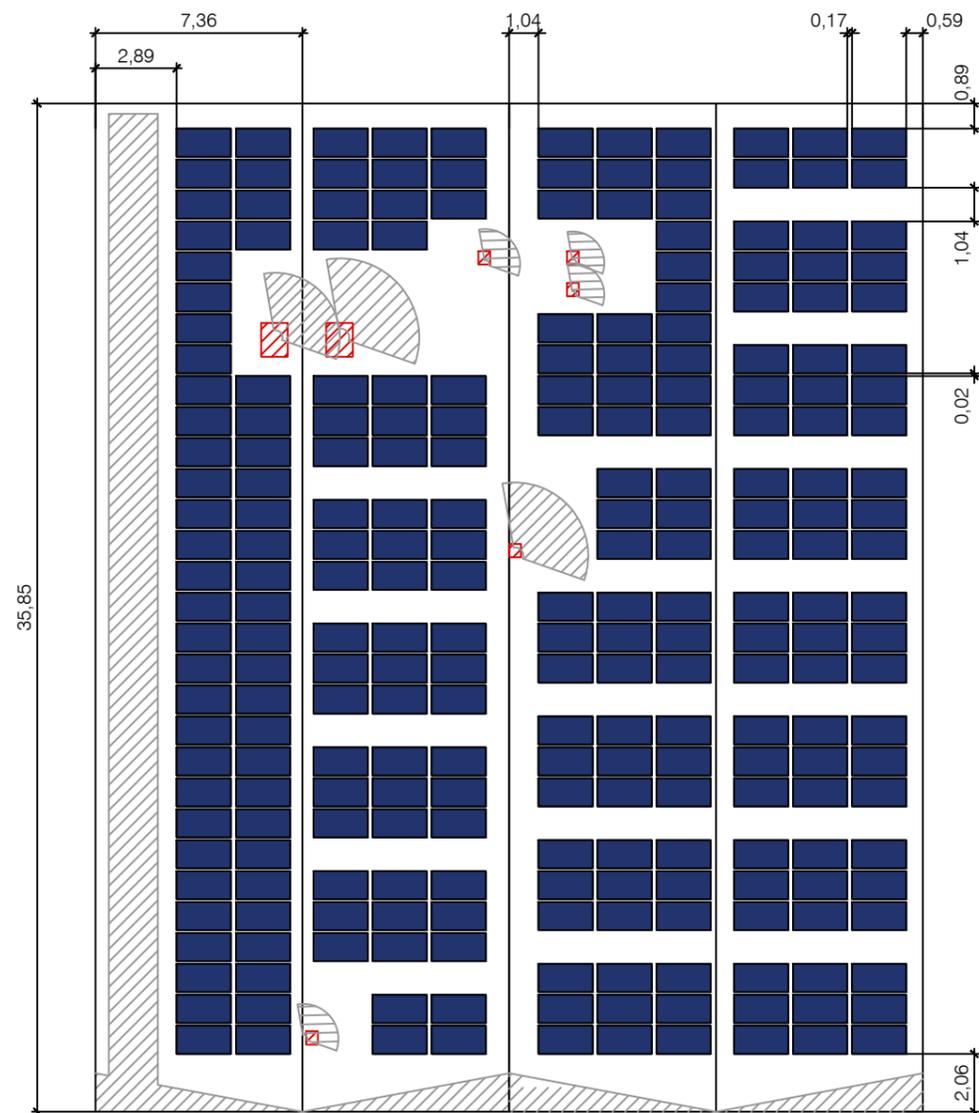


Estación de carga de vehículos eléctricos

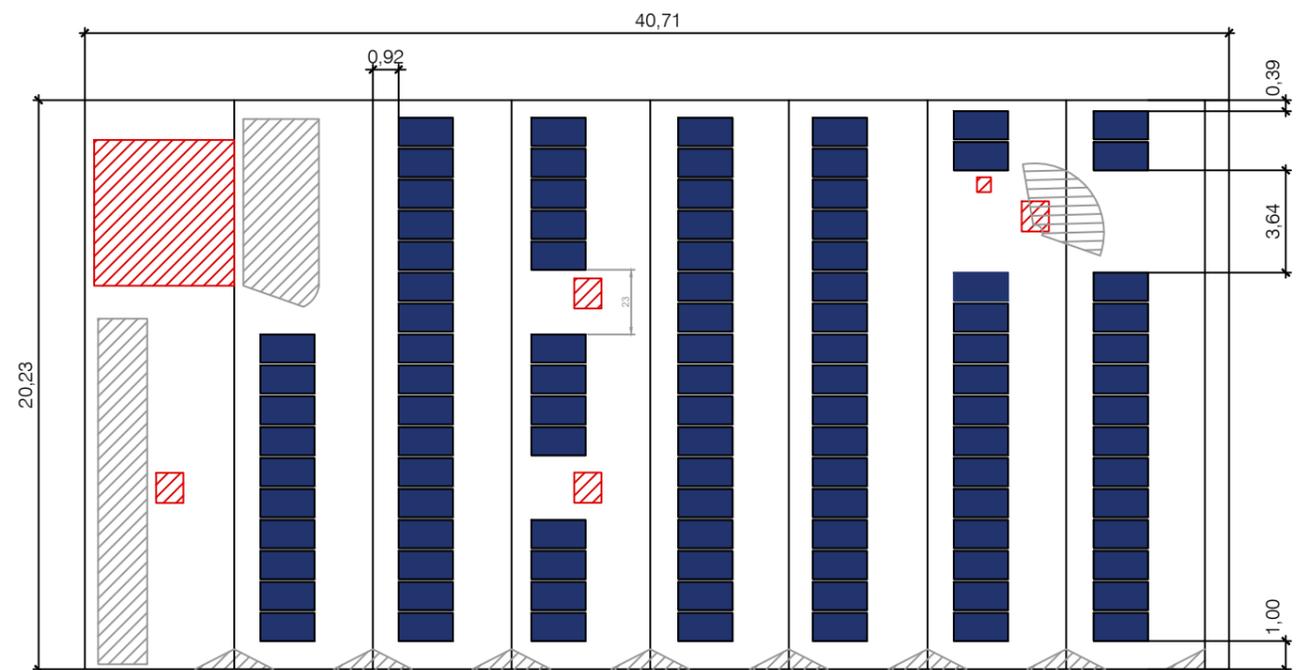
NUNSYS

NAVE 2
 102 módulos de 1979 mm x 1002 mm
 Estructura inclinada

NAVE 1
 251 módulos de 1979 mm x 1002 mm
 122 módulos en orientación sur
 129 módulos en orientación norte
 Estructura coplanar



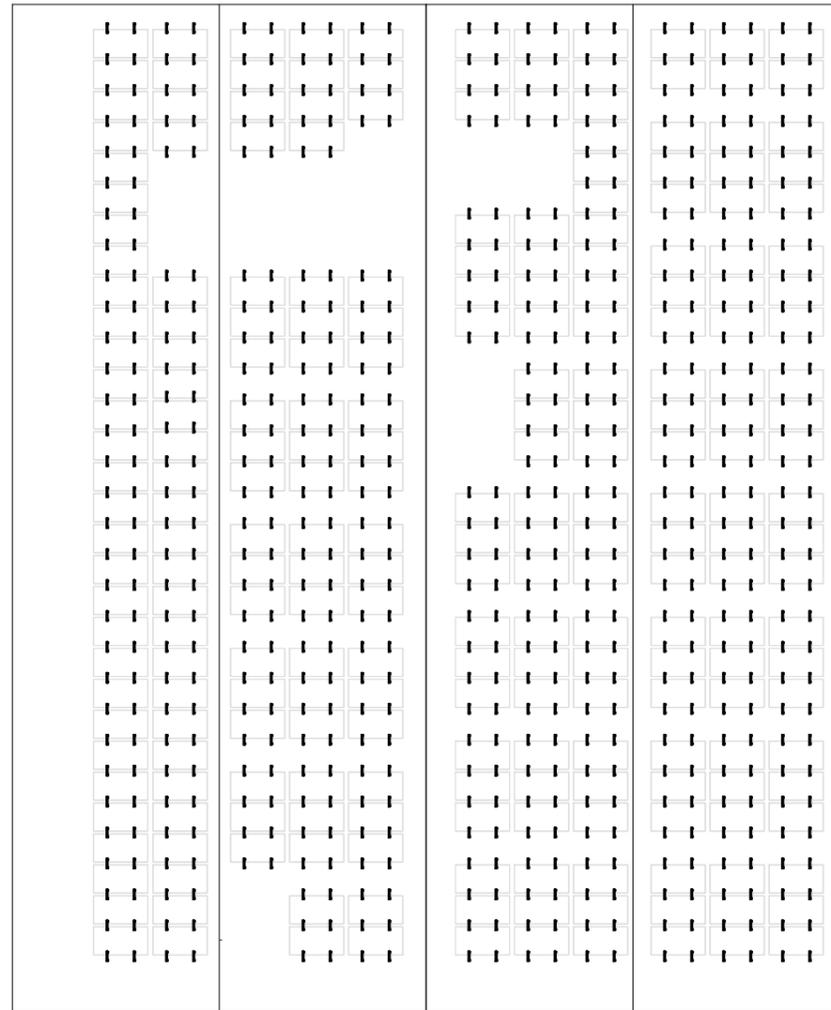
NAVE 1
 251 módulos de 1979 mm x 1002 mm
 122 módulos en orientación sur
 129 módulos en orientación norte
 Estructura coplanar



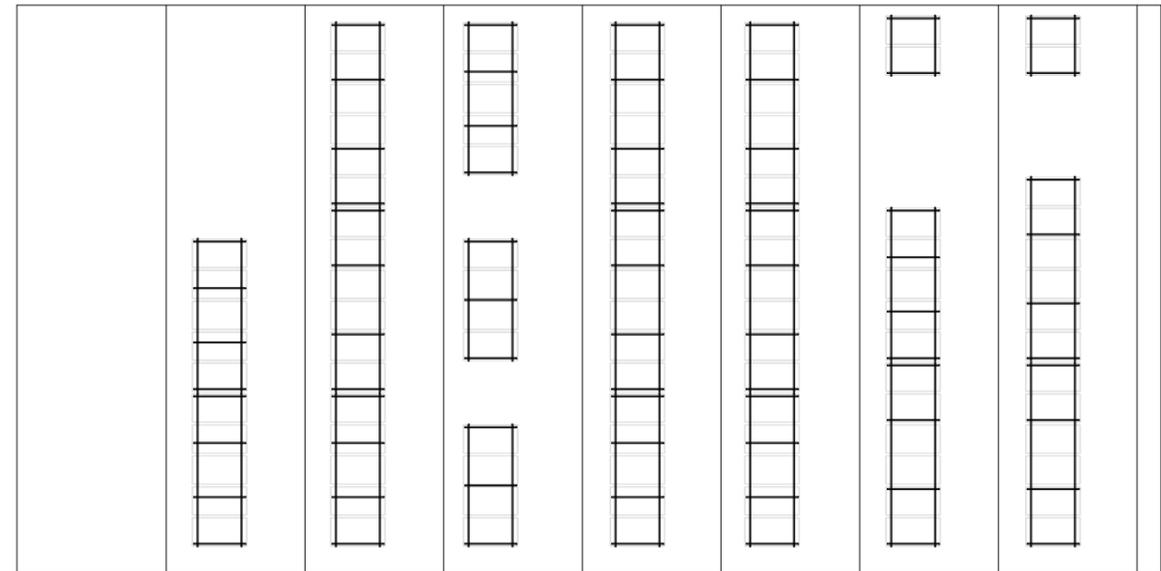
NAVE 2
 102 módulos de 1979 mm x 1002 mm
 Estructura inclinada

- Panel
- Obstáculo
- Sombra



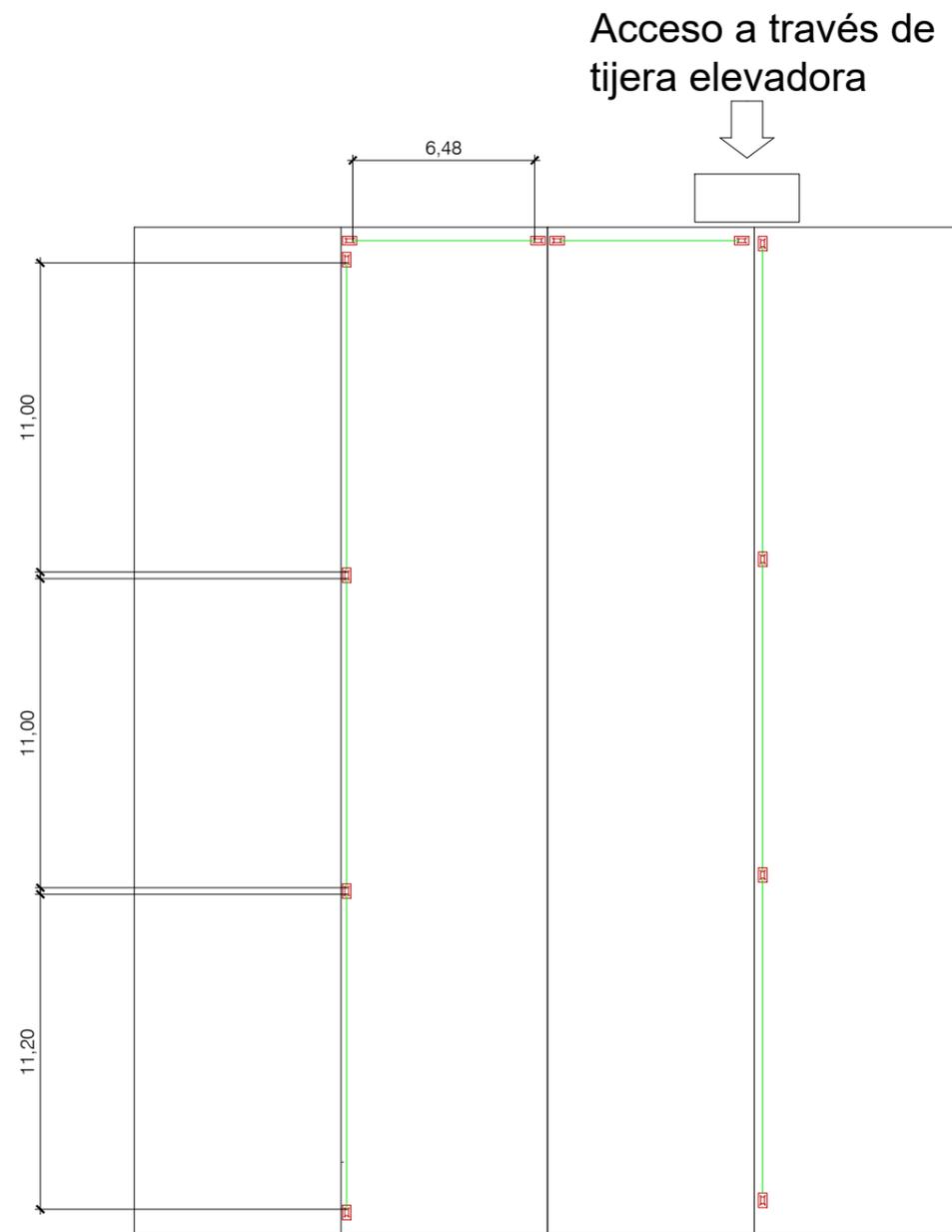


NAVE 1 - Estructura coplanar
634 perfiles de microrraíl

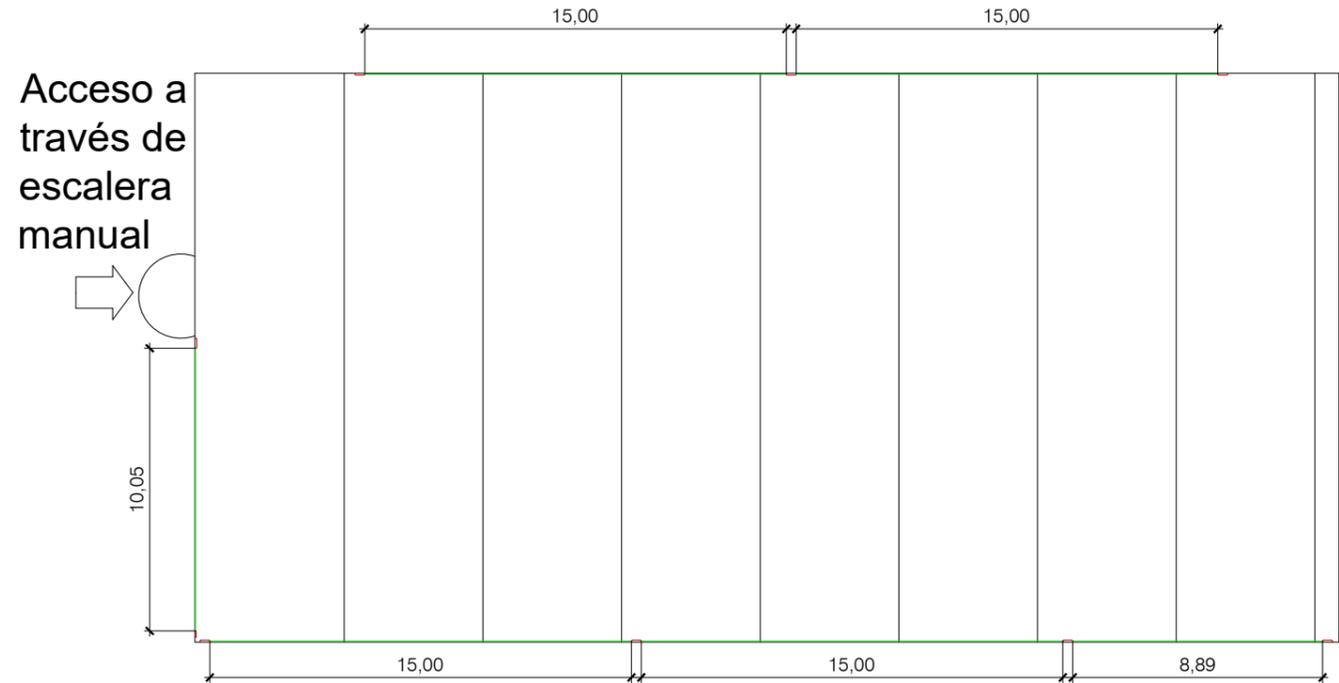


NAVE 2 - Estructura inclinada
9 mesas de 6 módulos
7 mesas de 5 módulos
2 mesas de 4 módulos
2 mesas de 2 módulos





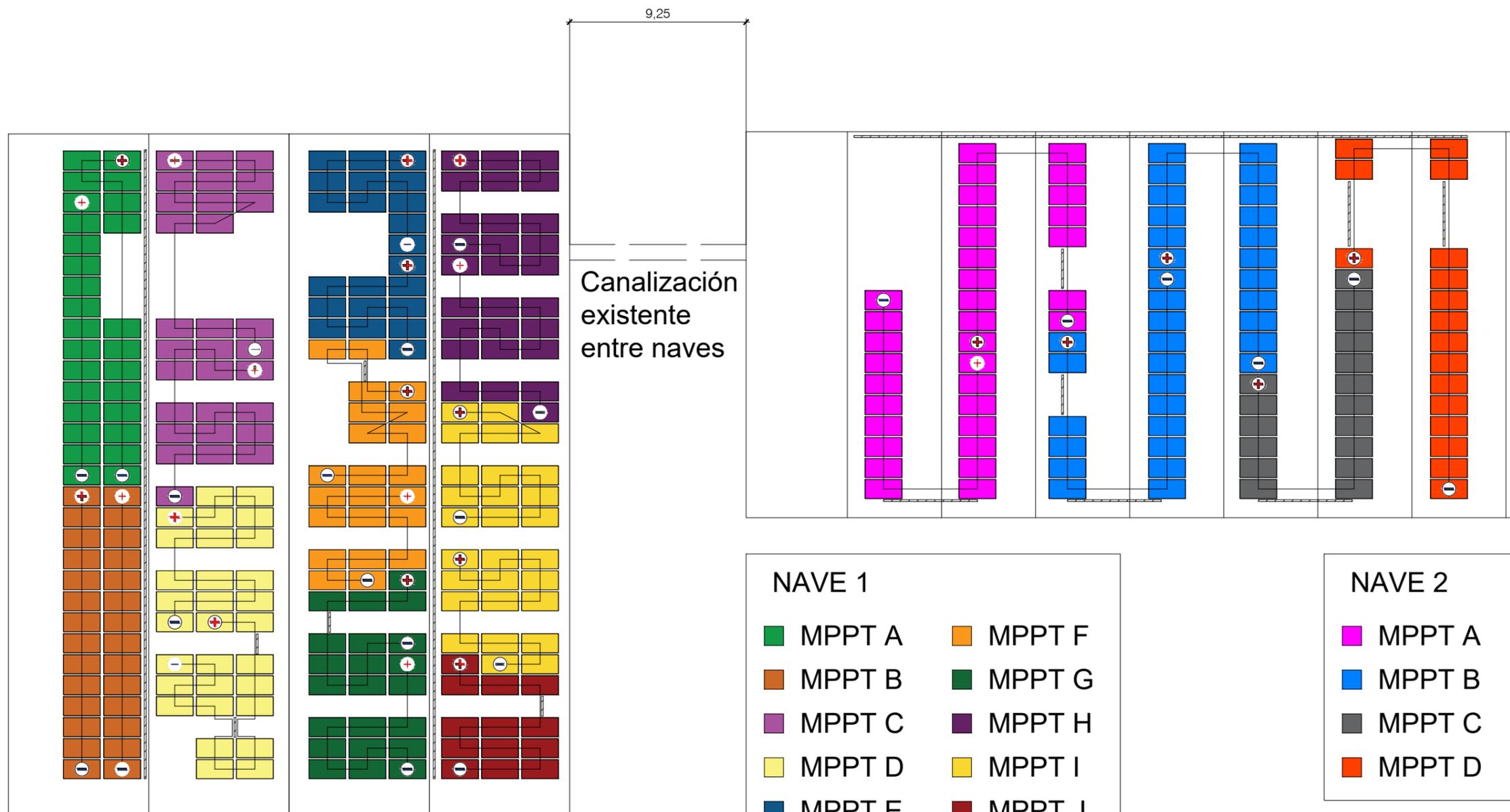
NAVE 1
Línea de vida anclada a la chapa
Factor de caída 2



NAVE 2
Línea de vida anclada al muro perimetral
Factor de caída 1

- Anclaje
- Línea de vida





— Tramo de bandeja metálica ciega 35x100



↑ Cubierta nave 1

↑ Cubierta nave 2

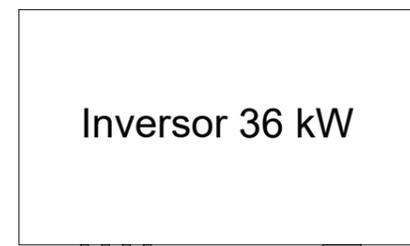
Coordenadas UTM del punto de conexión

X: 718559,95
Y: 4380614,115
HUSO: 30

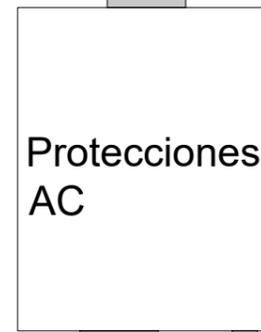
NAVE 2



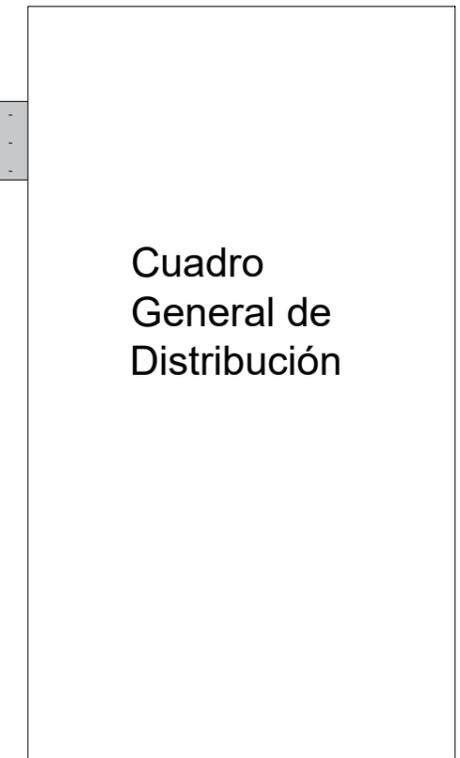
Fusibles DC



Fusibles DC



Protecciones AC

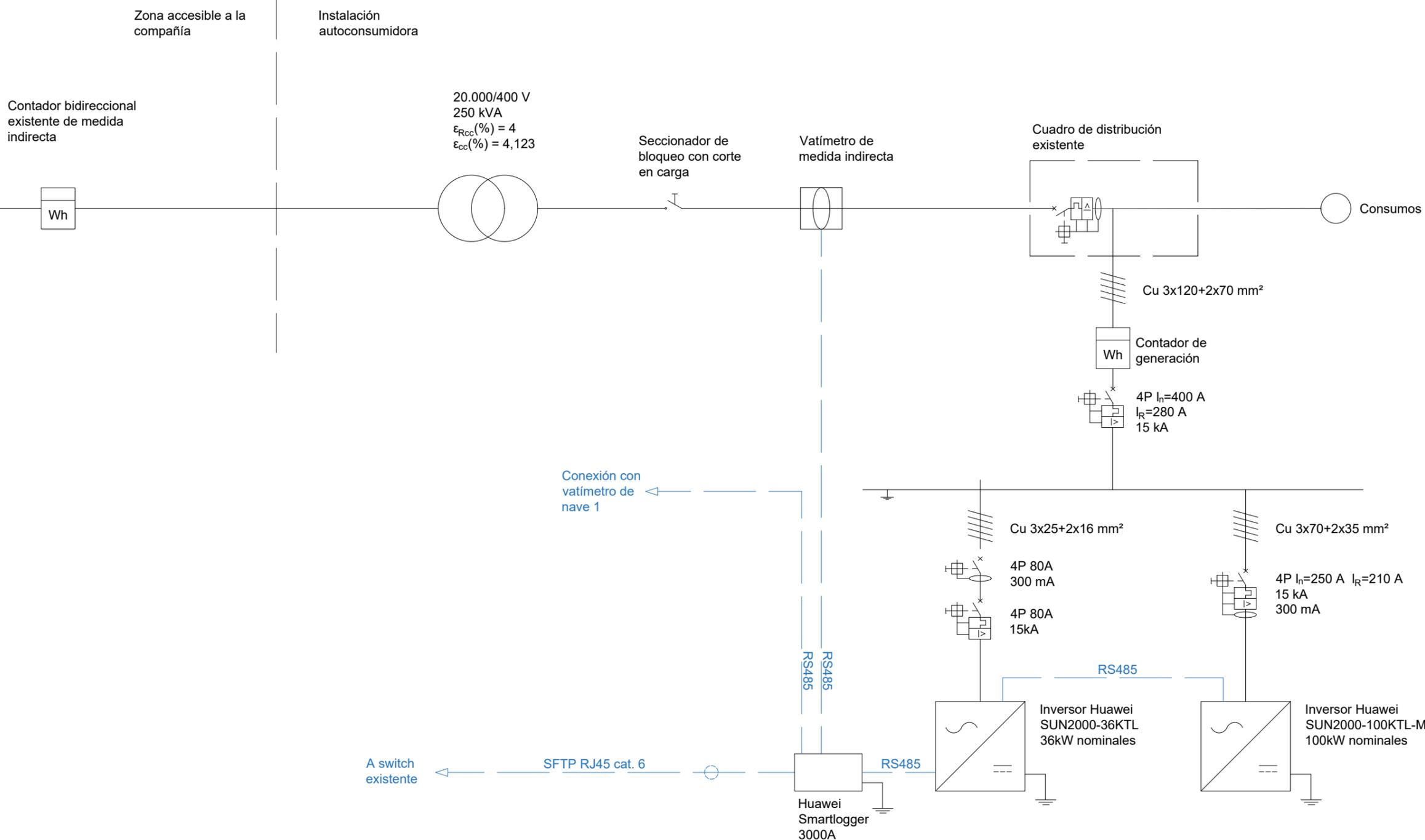


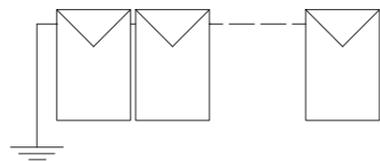
Cuadro General de Distribución



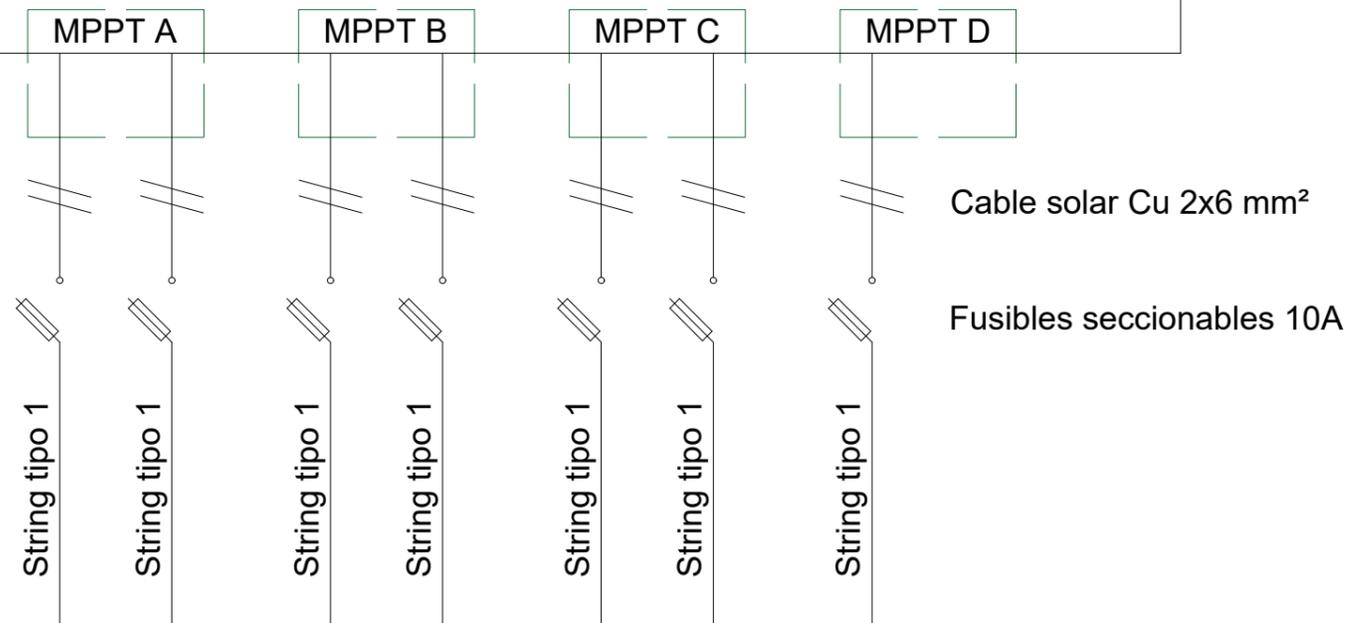
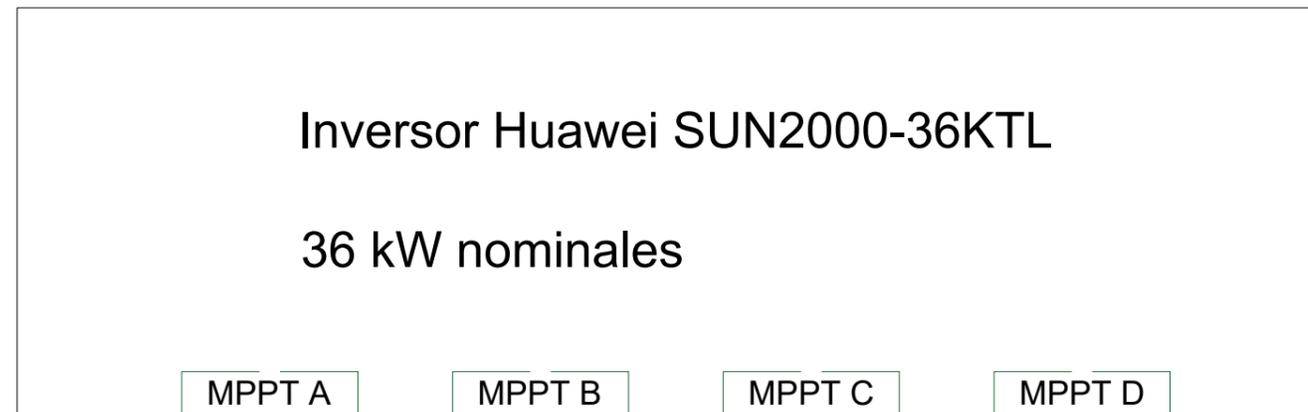
Borne de Puesta a Tierra existente

LÍNEA GENERAL DE ALIMENTACIÓN



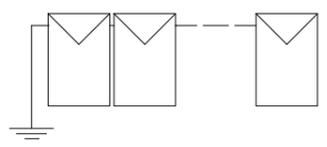
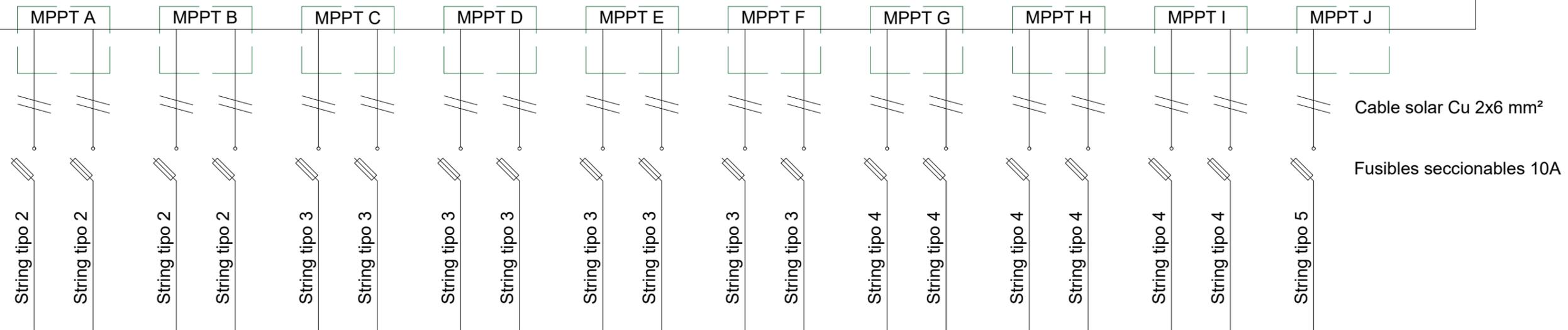


String tipo 1: 17 módulos
 $P_n=6,8$ kWp
 $V_{mp}=708,9V$ $I_{mp}=9,6A$
 $V_{oc}=846,6V$ $I_{sc}=10,36A$



Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1

100 kW nominales



String tipo 2: 15 módulos
 $P_n=6 \text{ kWp}$
 $V_{mp}=625,5V$ $I_{mp}=9,6A$
 $V_{oc}=747V$ $I_{sc}=10,36A$

String tipo 3: 14 módulos
 $P_n=5,6 \text{ kWp}$
 $V_{mp}=583,8V$ $I_{mp}=9,6A$
 $V_{oc}=697,2V$ $I_{sc}=10,36A$

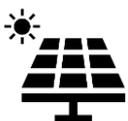
String tipo 4: 11 módulos
 $P_n=4,4 \text{ kWp}$
 $V_{mp}=458,7V$ $I_{mp}=9,6A$
 $V_{oc}=547,8V$ $I_{sc}=10,36A$

String tipo 5: 13 módulos
 $P_n=5,2 \text{ kWp}$
 $V_{mp}=542,1V$ $I_{mp}=9,6A$
 $V_{oc}=647,4V$ $I_{sc}=10,36A$



ANEXOS

<u>Fichas técnicas de los equipos</u>	<u>80</u>
<u>Informe del configurador</u>	<u>88</u>
<u>Informes de producción de PVGIS</u>	<u>93</u>
<u>Esquema unifilar de instalaciones de producción de i-DE</u>	<u>95</u>



www.jinkosolar.com

JinKO Solar
Building Your Trust in Solar

Cheetah HC 72M-V 380-400 Watt

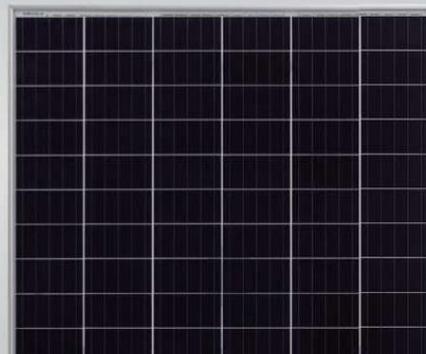
MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell



PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 19.88%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

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



Durability Against Extreme Environmental Conditions

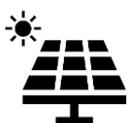
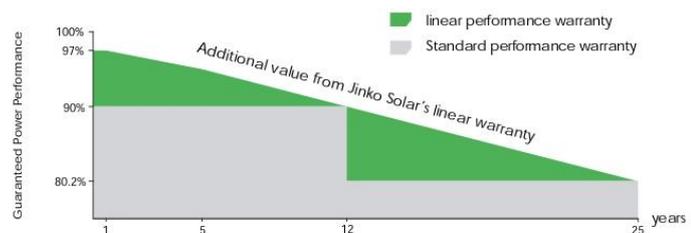
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

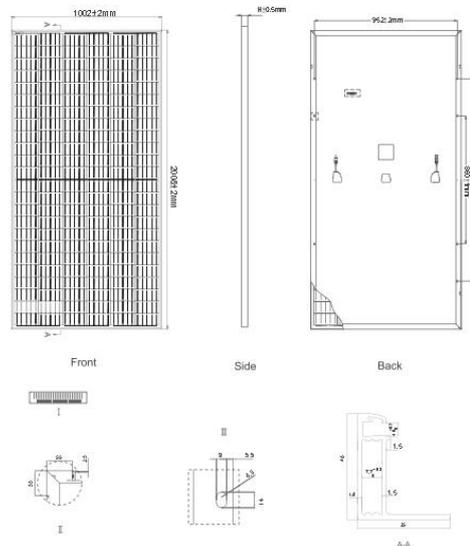
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



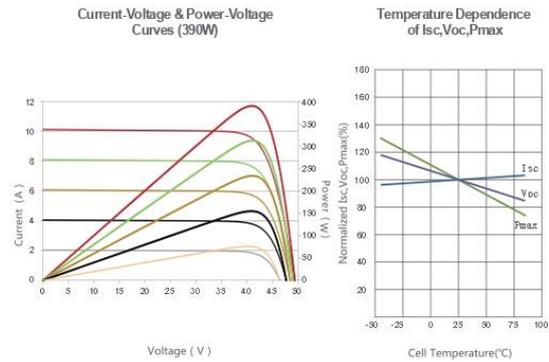
- ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
26pcs/pallet , 52pcs/stack, 572pcs/40' HQ Container

Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm², Anode 290mm, Cathode 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

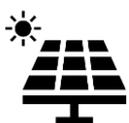
Module Type	JKM380M-72H-V		JKM385M-72H-V		JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Maximum Power Current (Imp)	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
Module Efficiency STC (%)	18.89%		19.14%		19.38%		19.63%		19.88%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-PERC-400M-72H-V_v1.0_rev2018



SUN2000-36KTL Smart String Inverter



Inteligente

Monitorización a nivel de strings



Eficiente

Eficiencia máxima del 98,6 %



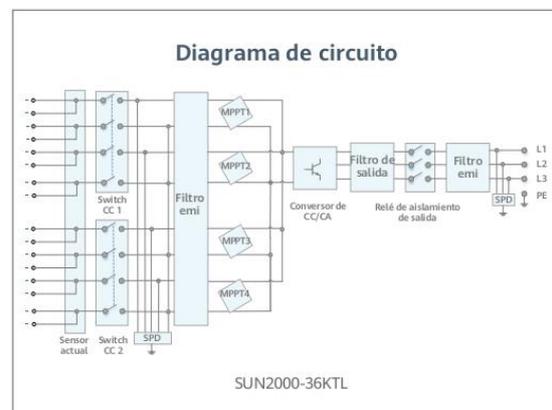
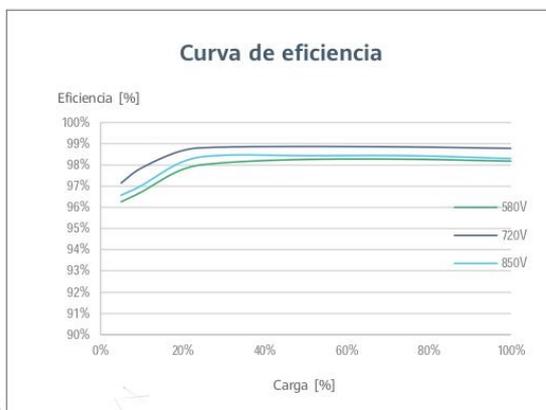
Seguro

Diseño sin fusibles

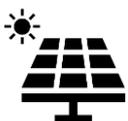


Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



SOLAR.HUAWEI.COM/ES/



SUN2000-36KTL

Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	22 A
Corriente de cortocircuito máxima	30 A
Tensión de arranque	250 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Cantidad de MPPTs	4
Cantidad máxima de entradas por MPPT	8
Salida	
Potencia activa	36,000 W
Max. Potencia aparante de CA	40,000 VA ³
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	Default 40,000 W; 36,000 W opcional en la configuración
Tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE opcional en la configuración 277 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V, 43.4 A @480 V
Max. intensidad de salida	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V, 48.2 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	62 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Convección natural
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Amphenol Helios H4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT
Grado de protección	IP65
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2

¹ El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañará el inversor.

² Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

³ La potencia activa máxima se determina mediante la configuración del modo PQ. Si se selecciona el modo PQ 1, la potencia activa máxima es igual a la potencia aparente máxima. Si se selecciona el modo PQ 2, la potencia activa máxima es igual a la potencia activa nominal.



SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia



Gestión de
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



MBUS
Soportado



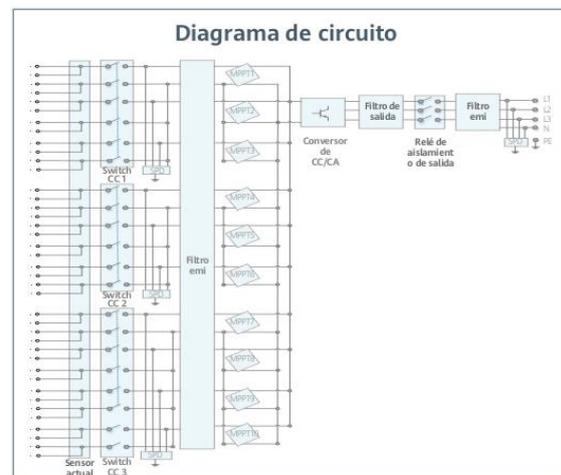
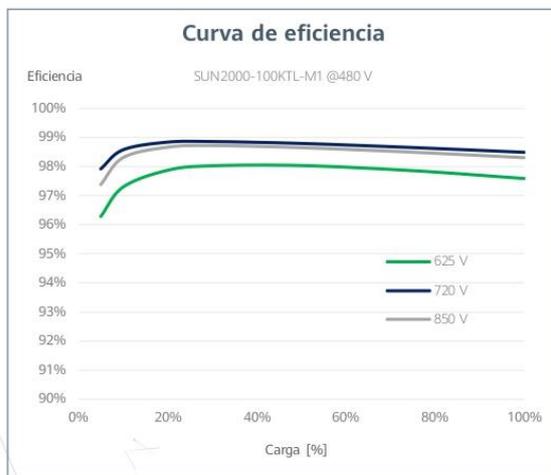
Diseño
Sin fusible



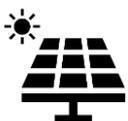
Protección contra rayos
Para DC y AC



IP66
Proteccion



SOLAR.HUAWEI.COM/ES/



SUN2000-100KTL-M1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

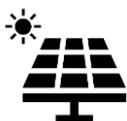
Seguridad	Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)
Estándares de conexión a red eléctrica	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683 VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

² Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Version No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/



SmartLogger3000A



Smart

Smart zero export control design



Simple

Easy to install on site



Reliable

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Device Management		
Max. Number of Connected Devices	80	
Communication Interface		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible with PLC	No MBUS Communication Interface
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²	
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)	
Communication Protocol		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645	
Interaction		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Embedded Web	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Communication by WLAN for Commissioning	
Environment		
Operating Temperature Range	-40°C ~ 60°C (-40°F ~ 140°F)	
Storage Temperature	-40°C ~ 70°C (-40°F ~ 158°F)	
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)	
Electrical		
AC Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
DC Power Supply	12 V / 24 V	
Power Consumption	Typical 8 W, Max. 15 W	
Mechanical		
Dimensions (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (8.9 x 6.3 x 1.7 inch, without mounting ears and antenna)	
Weight	2 kg (4.4 lb.)	
Protection Degree	IP20	
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting	

¹: When putting inside metal box, extended antenna will be needed.

²: For recommended carriers list and details on supported frequencies, please contact local distributors.

Version No.:04-(20201006)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/



Smart Power Sensor



Preciso

Precisión de medición: Clase 1



Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



Energía eficiente

Consumo general de energía ≤ 1 W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
Datos generales		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos los cables)	1.2 kg	1.5 kg
Fuente de alimentación		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Tensión de entrada (por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de potencia	≤ 0.8 W	≤ 1 W
Rango de medición		
Tensión de línea	/	304 Vac ~ 499 Vac
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
Precisión de medición		
Tensión	± 0.5 %	
Intensidad / Potencia / Energía	± 1 %	
Frecuencia	± 0.01 Hz	
Comunicación		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
Entorno		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
Otros		
Accesorios	Cable RS485 (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m)	3 CT 250 A/50 mA (5 m)

Version No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/



Nombre del proyecto : Instalación Paterna
N.º de proyecto :

Ubicación : Europe/Spain/Valencia
Voltaje de la red : 400V(230V/400V)

Información general del sistema

224 × Jinkosolar JKM400M-72H(Sudoeste)
Acimut : 43°, Inclinación : 15°, Potencia máxima : 89,6kWp
129 × JA Solar JAM72S10 410/PR(Nordeste)
Acimut : -137°, Inclinación : 15°, Potencia máxima : 52,89kWp
1 × SUN2000-36KTL
1 × SUN2000-100KTL-M1

Especificaciones técnicas

Total de módulos fotovoltaicos:	353	Producción energética anual (aprox):	190,16MWh
Potencia máxima:	142,49kWp	Cantidad de inversores:	2
Índice de rendimiento (aprox):	83,78%	Potencia de CA nominal:	136,0kW
Energía específica (aprox):	1334,52kWh/kWp/year	DC/AC:	1,05



Evaluación del diseño

Grupo1

1XSUN2000-36KTL

Potencia máxima:	40,8kWp
Total de módulos fotovoltaicos:	102
Cantidad de inversores:	1
Potencia activa de CA máxima ($\cos\phi=1$):	40,0kW
Voltaje de la red:	400V(230V/400V)
DC/AC:	1,13



SUN2000-36KTL

Entrada MPPT A : Sudoeste

34 × Jinkosolar JKM400M-72H, Acimut : 43°, Inclinación : 15°

Entrada MPPT B : Sudoeste

34 × Jinkosolar JKM400M-72H, Acimut : 43°, Inclinación : 15°

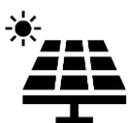
Entrada MPPT C : Sudoeste

17 × Jinkosolar JKM400M-72H, Acimut : 43°, Inclinación : 15°

Entrada MPPT D : Sudoeste

17 × Jinkosolar JKM400M-72H, Acimut : 43°, Inclinación : 15°

	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D
Cantidad de cadenas fotovoltaicas:	2	2	1	1
Módulos fotovoltaicos por cadena:	17	17	17	17
Potencia máxima de cadena fotovoltaica (entrada):	13,6kWp	13,6kWp	6,8kWp	6,8kWp
Tensión de cadena fotovoltaica normal:	708,9V	708,9V	708,9V	708,9V
Tensión de cadena fotovoltaica mín:	✓ 250,0V	✓ 250,0V	✓ 250,0V	✓ 250,0V
Voltaje de CC mín del inversor (tensión de la red eléctrica 400V):	250,0V	250,0V	250,0V	250,0V
Tensión de cadena fotovoltaica máx:	✓ 903,5V	✓ 903,5V	✓ 903,5V	✓ 903,5V
Tensión de CC máx del inversor:	1100,0V	1100,0V	1100,0V	1100,0V
Corriente de cadena fotovoltaica máx:	✓ 19,2A	✓ 19,2A	✓ 9,6A	✓ 9,6A
Corriente de CC máx del inversor:	22,0A	22,0A	22,0A	22,0A



Grupo2

1XSUN2000-100KTL-M1

Potencia máxima:	101,69kWp
Total de módulos fotovoltaicos:	251
Cantidad de inversores:	1
Potencia activa de CA máxima (cosφ=1) :	110,0kW
Voltaje de la red:	400V(230V/400V)
DC/AC:	1,02



SUN2000-100KTL-M1

Entrada MPPT A : Sudoeste

28 × Jinkosolar JKM400M-72H, Acimut : 43°, Inclinación : 15°

Entrada MPPT B : Sudoeste

28 × Jinkosolar JKM400M-72H, Acimut : 43°, Inclinación : 15°

Entrada MPPT C : Nordeste

30 × JA Solar JAM72S10 410/PR, Acimut : -137°, Inclinación : 15°

Entrada MPPT D : Nordeste

30 × JA Solar JAM72S10 410/PR, Acimut : -137°, Inclinación : 15°

Entrada MPPT E : Sudoeste

22 × Jinkosolar JKM400M-72H, Acimut : 43°, Inclinación : 15°

Entrada MPPT F : Sudoeste

22 × Jinkosolar JKM400M-72H, Acimut : 43°, Inclinación : 15°

Entrada MPPT G : Sudoeste

22 × Jinkosolar JKM400M-72H, Acimut : 43°, Inclinación : 15°

Entrada MPPT H : Nordeste

28 × JA Solar JAM72S10 410/PR, Acimut : -137°, Inclinación : 15°

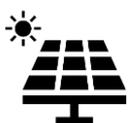
Entrada MPPT I : Nordeste

28 × JA Solar JAM72S10 410/PR, Acimut : -137°, Inclinación : 15°

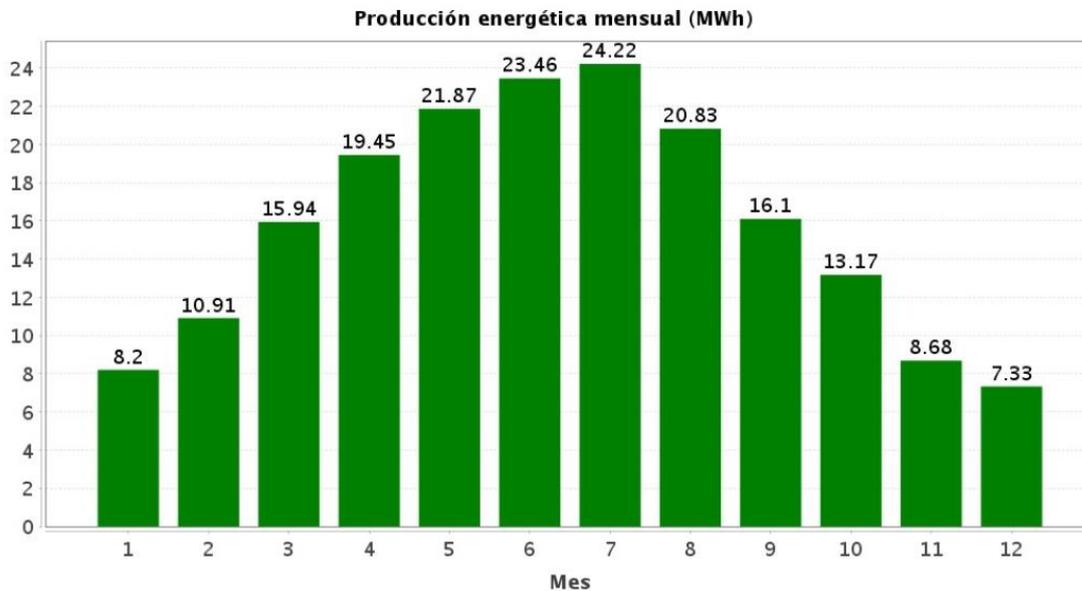
Entrada MPPT J : Nordeste

13 × JA Solar JAM72S10 410/PR, Acimut : -137°, Inclinación : 15°

	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E
Cantidad de cadenas fotovoltaicas:	2	2	2	2	2
Módulos fotovoltaicos por cadena:	14	14	15	15	11
Potencia máxima de cadena fotovoltaica (entrada):	11,2kWp	11,2kWp	12,3kWp	12,3kWp	8,8kWp
Tensión de cadena fotovoltaica normal:	583,8V	583,8V	626,4V	626,4V	458,7V
Tensión de cadena fotovoltaica mín:	✓ 200,0V				
Voltaje de CC mín del inversor (tensión de la red eléctrica 400V):	200,0V	200,0V	200,0V	200,0V	200,0V
Tensión de cadena fotovoltaica máx:	✓ 744,1V	✓ 744,1V	✓ 803,9V	✓ 803,9V	✓ 584,6V
Tensión de CC máx del inversor:	1100,0V	1100,0V	1100,0V	1100,0V	1100,0V
Corriente de cadena fotovoltaica máx:	✓ 19,2A	✓ 19,2A	✓ 19,64A	✓ 19,64A	✓ 19,2A
Corriente de CC máx del inversor:	26,0A	26,0A	26,0A	26,0A	26,0A
	MPPT F	MPPT G	MPPT H	MPPT I	MPPT J
Cantidad de cadenas fotovoltaicas:	2	2	2	2	1
Módulos fotovoltaicos por cadena:	11	11	14	14	13
Potencia máxima de cadena fotovoltaica (entrada):	8,8kWp	8,8kWp	11,48kWp	11,48kWp	5,33kWp
Tensión de cadena fotovoltaica normal:	458,7V	458,7V	584,6V	584,6V	542,9V
Tensión de cadena fotovoltaica mín:	✓ 200,0V				
Voltaje de CC mín del inversor (tensión de la red eléctrica 400V):	200,0V	200,0V	200,0V	200,0V	200,0V
Tensión de cadena fotovoltaica máx:	✓ 584,6V	✓ 584,6V	✓ 750,3V	✓ 750,3V	✓ 696,8V
Tensión de CC máx del inversor:	1100,0V	1100,0V	1100,0V	1100,0V	1100,0V
Corriente de cadena fotovoltaica máx:	✓ 19,2A	✓ 19,2A	✓ 19,64A	✓ 19,64A	✓ 9,82A
Corriente de CC máx del inversor:	26,0A	26,0A	26,0A	26,0A	26,0A



Detalles

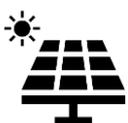


	Cantidad de inversores fotovoltaicos	Potencia de CA nominal del inversor fotovoltaico	Total de módulos fotovoltaicos	Potencia máxima
Instalación Paterna	2	136,0 kW	353	142,49 kWp
Ud generación alimen	2	136,0 kW	353	142,49 kWp
Grupo1	1	36,0 kW	102	40,8 kWp
Grupo2	1	100,0 kW	251	101,69 kWp

	✓ Cable de alimentación de CC	✓ Cable de alimentación de CA	Total
Pérdida de potencia en condiciones nominales	204,96W	244,86W	449,82W
Pérdida relativa de potencia a tensión nominal	0,14 %	0,18 %	0,32 %
Sección de cable/Longitud	4mm ² /140,0 m	16mm ² /10,0 m 70mm ² /10,0 m	

Firma: _____

*Nota: La producción energética que se muestra es un valor estimado y se calcula mediante una fórmula. SmartDesign no será responsable de ninguna diferencia existente entre la producción energética real y el valor mostrado. La diferencia depende de diversas condiciones, como manchas en el módulo fotovoltaico o fluctuación de la eficiencia.





Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

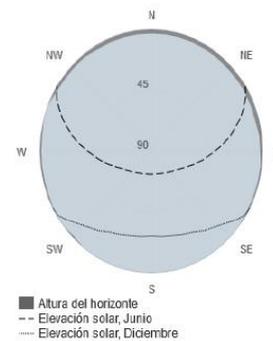
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 39.547, -0.456
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 89.6 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

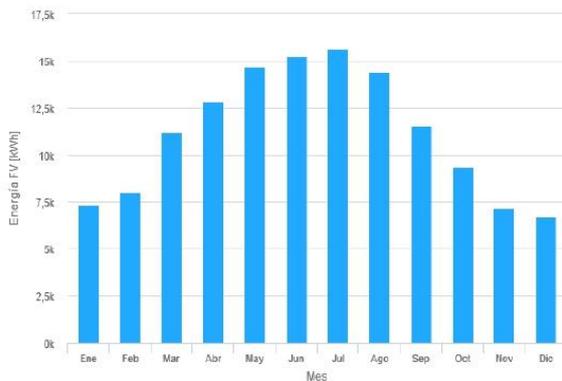
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 15 °
 Ángulo de azimut: 43 °
 Producción anual FV: 134245.36 kWh
 Irradiación anual: 1940.24 kWh/m²
 Variación interanual: 4252.07 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.04 %
 Efectos espectrales: 0.45 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.81 %
 Pérdidas totales: -22.78 %

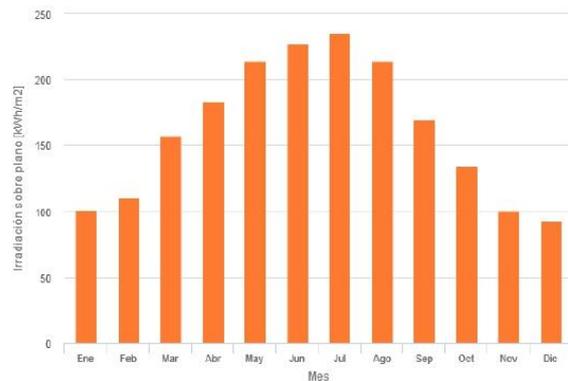
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	7383.8	101.5	1064.1
Febrero	7994.4	110.3	933.2
Marzo	11255.1	117.5	900.9
Abril	12810.5	118.7	1034.5
Mayo	14682.7	121.9	1205.5
Junio	15242.4	122.1	414.8
Julio	15649.2	123.5	593.1
Agosto	14407.4	121.5	664.3
Septiembre	11558.0	116.9	719.8
Octubre	9354.2	134.5	1020.7
Noviembre	7210.3	100.8	917.0
Diciembre	6697.3	92.7	517.7

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].
 H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
 SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general.

Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.

Tratamos de corregir los errores que se nos señalen.

No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.

Dicha información:

i) es de carácter general y no aborda circunstancias específicas de personas u organismos concretos,

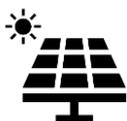
ii) no es necesariamente exhaustiva, completa o actualizada,

iii) contiene en algunas ocasiones enlaces a páginas externas sobre las que los servicios de la Comisión no tienen control.

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2020.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Datos mensuales de irradiación 2020/11/24





Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

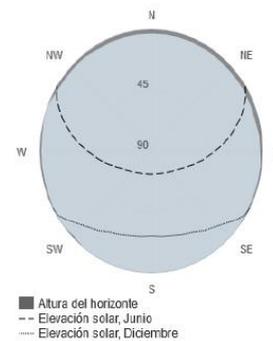
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 39.547, -0.456
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 52.89 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

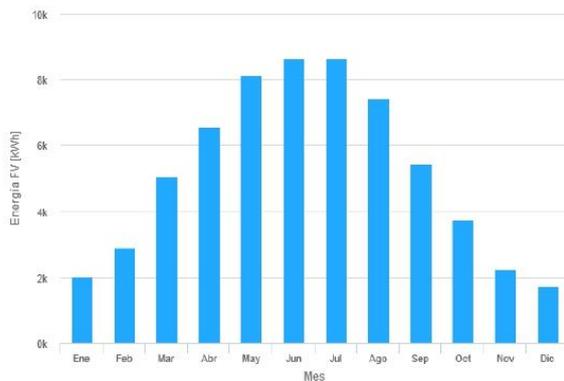
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 15 °
 Ángulo de azimut: -137 °
 Producción anual FV: 62614.89 kWh
 Irradiación anual: 1563.32 kWh/m²
 Variación interanual: 1309.88 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -4.73 %
 Efectos espectrales: 0.31 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.86 %
 Pérdidas totales: -24.27 %

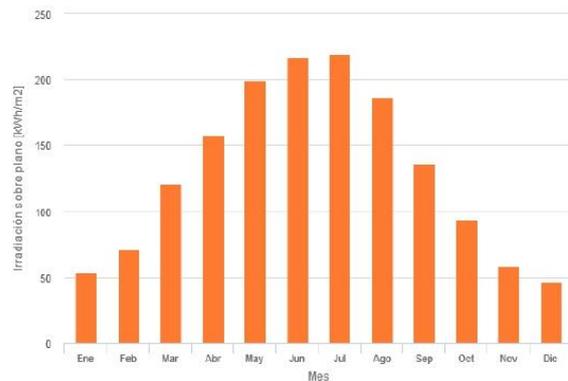
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	2034.7	53.6	139.4
Febrero	2891.3	71.2	241.6
Marzo	5043.3	121.0	354.2
Abril	6574.4	158.4	478.7
Mayo	8138.6	199.7	611.9
Junio	8671.1	217.5	227.0
Julio	8668.2	219.7	345.8
Agosto	7444.0	187.3	320.7
Septiembre	5446.8	136.2	241.9
Octubre	3733.6	93.8	308.8
Noviembre	2246.3	58.3	211.5
Diciembre	1722.7	46.8	78.9

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general.

Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.

Tratamos de corregir los errores que se nos señalen.

No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.

Dicha información:

i) es de carácter general y no aborda circunstancias específicas de personas u organismos concretos,

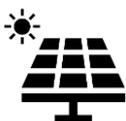
ii) no es necesariamente exhaustiva, completa o actualizada,

iii) contiene en algunas ocasiones enlaces a páginas externas sobre las que los servicios de la Comisión no tienen control.

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2020.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Datos mensuales de irradiación 2020/11/24



Unifilar 2: Esquema unifilar típico para instalaciones de autoconsumo con excedentes, conectadas a red >1 kV, sin funcionamiento en isla.

- NOTA 1** Se representa un esquema de un caso general. En caso de instalaciones en que la protección contra sobretensión se realice mediante fusibles y no disponga de interruptor no hay necesidad de modificar dichos elementos.
- NOTA 2** Es admisible la utilización de transformadores de tensión con dos devanados en los que la tensión homopolar para la protección 59N se obtenga mediante tres transformadores auxiliares de baja tensión, de relación 1:1 y un error máximo del 1% a 110 V. Los primarios de dichos transformadores auxiliares estarán conectados en estrella al devanado de protección y los secundarios en triángulo abierto. Asimismo, es admisible la utilización de relés de protección que calculen internamente la tensión homopolar a partir de las tres tensiones de fase. No se representan las puestas a tierra de los transformadores de tensión.

