



**PROYECTO DE EJECUCIÓN
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO 36 kW EN CUARTEL POLICIA
PALAFOX**

SERVICIO DE CONSERVACIÓN DE ARQUITECTURA

UNIDAD: UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES

INGENIERO T. INDUSTRIAL: CÉSAR GIMENO ALCALÁ
ASISTENCIA EXTERNA

INGENIERO T. INDUSTRIAL: Francisco Javier Pérez Abad
FUNCIONARIO
MUNICIPAL

DICIEMBRE / 2020

20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF

**PROYECTO PARA INSLATACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO 36 KW EN CUARTEL POLICIA PALAFOX
20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF**

INDICE:

- **MEMORIA**
- **MEMORIA TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN**
- **PLIEGO DE CONDICIONES**
- **ESTUDIO BÁSICO SEGURIDAD**
- **MEDICIONES Y PRESUPUESTO**
- **PLANOS**

**PROYECTO PARA INSLATACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO 36 KW EN CUARTEL POLICIA PALAFOX
20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF**

- **MEMORIA**

PROYECTO PARA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO 36 KW EN CUARTEL POLICIA PALAFOX 20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF

REM : 82 - CUARTEL POLICIA PALAFOX - ACADEMIA

INDICE

MEMORIA GENERAL

1. ANTECEDENTES Y OBJETO
2. ENCARGO DE LA MEMORIA
3. CONDICIONES URBANISTICAS
4. AUTOR DE LA MEMORIA
5. PLAZO EJECUCIÓN DE LA OBRA
6. JUSTIFICACIÓN ECONOMICA Y AHORRO ENERGÉTICO
7. NORMATIVA DE APLICACION
8. SOLUCIONES PROPUESTAS Y CONSIDERACIONES
9. MEMORIA DE LA INSTALACIÓN
10. NORMAS DE EJECUCION DE LAS INSTALACIONES
11. PRUEBAS REGLAMENTARIAS
12. CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD
13. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL
14. EXPRESION DEL PRESUPUESTO

MEMORIA TECNICA DE LA INSTALACIÓN

PLIEGO DE CONDICIONES

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

PLANOS

- 1 SITUACIÓN
- 2 EMPLAZAMIENTO
- 3 IMPLANTACIÓN
- 4 ESQUEMA UNIFILAR
- 5 DETALLE CONEXIÓN DC
- 6 DETALLE CONEXIÓN AC

**PROYECTO PARA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO 36 KW EN CUARTEL POLICIA PALAFOX
20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF
REM : 82 - CUARTEL POLICIA PALAFOX - ACADEMIA**

MEMORIA GENERAL

1. ANTECEDENTES Y OBJETO

- El Cuartel de policía PALAFOX situado en Calle Domingo Miral nº 1 50009 Zaragoza, tiene un consumo de energía normal para el uso de las instalaciones disponibles durante todo el año.
- Se pretende realizar una instalación que cubra la mayor parte de las cubiertas disponibles pero que no sea sombreada. Con esta instalación se pretende reducir al máximo posible el consumo de electricidad con la utilización de su propia instalación fotovoltaica.
- El objeto del presente Proyecto, es definir las características de la instalación, de la forma más económica posible y de acuerdo a las especiales características del edificio.

2. ENCARGO DEL PROYECTO

El presente Proyecto, se redacta siguiendo las instrucciones cursadas al efecto por la Dirección de Arquitectura del Ayuntamiento de Zaragoza.

Al estar los trabajos a realizar en esta área, dentro de "Certificación de Calidad" se la ha asignado el código: 20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF

3. CONDICIONES URBANÍSTICAS

Las modificaciones previstas en las instalaciones no modifican las condiciones urbanísticas, se usan las instalaciones que ya disponen con sus obstáculos y alturas diferentes.

4. AUTOR DEL PROYECTO

Es autor del presente Proyecto, César Gimeno Alcalá, Ingeniero Industrial, y en colaboración Fco Javier Pérez Abad Ingeniero Técnico Industrial, de la Unidad de Energía e Instalaciones del Servicio de Conservación de Arquitectura del Ayuntamiento de Zaragoza, actuando en calidad de funcionario municipal.

5. PLAZO EJECUCIÓN DE LA OBRA

El plazo de ejecución de la obra será de 1 mes desde la firma del acta de replanteo.

6. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA Y AHORRO ENERGÉTICO

La inversión realizada, se justifica económicamente, dado que se prevé un ahorro anual de 56.991kWh de consumo además, supondrá una disminución de las emisiones de CO₂.

BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES

Cantidades que dejan de emitirse a la atmósfera para 43,24 KWp				
Mes	Energía generada (Kwh)	CO ₂ (Kg/mes)	SO ₂ (gr/mes)	NO _x (gr/mes)
Enero	2.098,12	516,14	740,64	1.046,96
Febrero	2.758,90	678,69	973,89	1.376,69
Marzo	4.956,82	1.219,38	1.749,76	2.473,45
Abril	5.418,98	1.333,07	1.912,90	2.704,07
Mayo	6.717,67	1.652,55	2.371,34	3.352,12
Junio	7.038,95	1.731,58	2.484,75	3.512,44
Julio	7.262,05	1.786,46	2.563,50	3.623,76
Agosto	6.486,22	1.595,61	2.289,63	3.236,62
Septiembre	5.375,18	1.322,29	1.897,44	2.682,22
Octubre	3.939,92	969,22	1.390,79	1.966,02
Noviembre	2.358,22	580,12	832,45	1.176,75
Diciembre	1.757,66	432,38	620,45	877,07
TOTAL ANUAL	56.168,69	13.817,50	19.827,55	28.028,18

Tabla 1: emisiones contaminantes que se deja de emitir con la instalación fotovoltaica

7. NORMATIVA DE APLICACIÓN

Esta memoria técnica ha sido elaborada de acuerdo a la normativa nacional y autonómica vigente que regula esta actividad y otras que puedan afectar a la misma. La normativa es la siguiente:

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1699/2011, 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a la red, PCT-C Octubre 2002.
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del sector eléctrico.
- Real Decreto Ley 7/2006 del 23 Junio por el que se adoptan medidas urgentes del sector eléctrico.
- Ley 24/2013, 26 diciembre, del sector eléctrico.



- Real Decreto 413/2014, 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.
- Resolución del 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.
- Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)
- Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Complementarias.
- Normas Técnicas particulares de la Compañía Suministradora E.R.Z. – ENDESA.

8. SOLUCIONES PROPUESTAS Y CONSIDERACIONES

- Los trabajos incluidos en el presente proyecto, serán los siguientes:

- Instalación fotovoltaica de autoconsumo, de forma que la energía generada por la instalación fotovoltaica se consuma en las instalaciones del edificio reduciendo la energía que necesita importar de la red eléctrica.

- En apartado posterior se definen en detalle los trabajos a realizar.

9. MEMORIA DE LA INSTALACIÓN

Seguidamente se detallan los trabajos a realizar en las distintas zonas, indicándose en el presupuesto y planos las características de los distintos materiales.

Montaje

- Subir la estructura y los módulos fotovoltaicos a la cubierta del edificio.
- Montaje de la estructura donde irán colocados los módulos fotovoltaicos.
- Instalación de los módulos fotovoltaicos sobre la estructura.
- Montaje de las bandejas porta cables por las que discurrirán los cables, hasta el inversor fotovoltaico.
- Cablear los módulos fotovoltaicos en 4 agrupaciones de 12 módulos fotovoltaicos, 2 agrupaciones de 10 módulos fotovoltaicos y 2 agrupaciones de 13 módulos fotovoltaicos y llevar el cableado hasta el inversor fotovoltaico.
- Instalar la toma de tierra.
- Colocar el cuadro de protecciones de corriente continua.
- Colgar el inversor y conectar la entrada de DC y la salida de AC.
- Instalar las protecciones de AC (Sobretensiones, interruptor magnetotérmico de 1x80 A e interruptor diferencial 4x80A 300 mA).
- Instalar el interruptor de protección general de la instalación de 4x80 A en el cuadro de protecciones AC para protección de las dos instalaciones.
- Instalar el cuadro de protecciones de la conexión con los fusibles.

La instalación se realizará incluyendo pequeño material, conexionado y pruebas.

- Realización de la documentación para legalización de la instalación, por la empresa instaladora.
- En planos y mediciones se indica la composición de los distintos equipos.

10. NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES

- Todas las normas de construcción e instalación se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas.
- Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, dadas por organismos oficiales.
- El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra.

11. PRUEBAS REGLAMENTARIAS

- Una vez ejecutada la instalación, se procederá, por parte de la entidad acreditada por los organismos públicos competentes, a la medición reglamentaria de valores especificados en R. Electrotécnico de B.T.
- Durante el transcurso de las obras se realizará un Control de Calidad en instalaciones en los siguientes ámbitos:
 - o Control de calidad de los materiales
 - o Control de calidad de los equipos
 - o Control de calidad en el montaje
 - o Control de calidad en las pruebas y puestas en marcha de las instalaciones.
- Junto con el control de calidad de cada una de las partes indicadas se rellenarán las correspondientes fichas de control que se adjuntarán a los informes periódicos que se realizarán en el transcurso de las obras.

CONTROL DE CALIDAD EN LOS EQUIPOS Y MATERIALES

Previa a la colocación de cualquier material o equipo de los previstos en proyecto se requerirá el certificado correspondiente en el que se indiquen las características del producto y se verificará su idoneidad en cuanto al cumplimiento de reglamentos y normativas por las que se vea afectado.

CONTROL DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS A REALIZAR

En el control de la ejecución de las instalaciones se verificarán los siguientes aspectos:

Inicialmente se controlará el replanteo de huecos para el paso de instalaciones (conductos,

Tuberías, chimeneas, bandejas...), huecos de ventilación (rejillas de toma de aire y tracciones) y patinillos de instalaciones.

Se controlará que los trazados de las instalaciones coinciden con los previstos en proyecto y se analizarán las distintas interferencias de unas instalaciones con otras, de tal forma que los trazados sean ordenados y permitan un adecuado mantenimiento.

Se controlará el paso de instalaciones a través de elementos constructivos de tal forma que los encuentros permitan la libre dilatación de las distintas instalaciones.

Se verificará que se colocan los soportes adecuados para cada una de las canalizaciones ejecutadas, así como la correcta interdistancia entre soportes.

Se verificará que se da cumplimiento a las especificaciones técnicas de proyecto, así como a las reglamentaciones que les afecten.

La revisión de los trabajos quedará reflejada en el informe mensual correspondiente y dicho informe quedará recogido en la documentación de final de obra.

CONTROL DE CALIDAD EN LAS PRUEBAS

Se realizarán las pruebas reglamentarias para cada una de las instalaciones, así como cualquier otra prueba que solicite la dirección facultativa para verificar el correcto funcionamiento de las instalaciones.

La empresa contratista rellenará un protocolo de pruebas en el que se indiquen todas las pruebas efectuadas, los resultados de las mismas y la fecha de realización.

Durante la obra se realizarán pruebas parciales bajo la supervisión de la dirección facultativa y al finalizar las pruebas de funcionamiento de los sistemas y subsistemas completos que permitan verificar el correcto funcionamiento de las instalaciones.

12. CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD

MANTENIMIENTO Y USO DE LA INSTALACIÓN

La instalación fotovoltaica se utilizará y mantendrá de conformidad con los procedimientos que se establecen en la Normativa.

INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD

Las instrucciones de seguridad serán adecuadas a las características técnicas de la instalación concreta y su objetivo será reducir a límites aceptables el riesgo de que los usuarios u operarios sufran daños inmediatos durante el uso de la instalación.

INSTRUCCIONES DE MANEJO Y MANIOBRA

Las instrucciones de manejo y maniobra serán adecuadas a las características técnicas de la instalación concreta y deben servir para efectuar la puesta en marcha y parada de la instalación, de forma total o parcial, y para conseguir cualquier programa de funcionamiento y servicio previsto.

INSTRUCCIONES DE FUNCIONAMIENTO

El programa de funcionamiento será adecuado a las características técnicas de la instalación concreta con el fin de dar el servicio demandado.

13. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

Se dispone en Anexo del correspondiente Estudio Básico de Seguridad Laboral, de acuerdo al R.D. 1627/97.

14. EXPRESIÓN DEL PRESUPUESTO

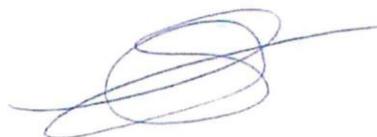
El presupuesto de los trabajos a realizar esta desglosado en las mediciones y presupuesto adjunto, siendo el siguiente:

Presupuesto de ejecución material	28.843,65
6% Gastos generales.....	1.730,58
13% Beneficio Industrial	<u>3.749,59</u>
PRESUPUESTO DE CONTRATA	34.323,17
21% IVA	<u>7.207,87</u>
PRESUPUESTO TOTAL IVA INCLUIDO.....	41.531,03 €

I.C. de Zaragoza, 01 de Diciembre de 2.020

SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES
El Funcionario Municipal

El Ingeniero Industrial
Colegiado nº: 2611 COIIAR



Fdo: Francisco Javier Pérez Abad

Fdo: César Gimeno Alcalá
Asistencia Técnica Externa

**PROYECTO PARA INSLATACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO 36 KW EN EN EL CUARTEL DE POLICIA
PALAFOX**

20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF

MEMORIA TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

Índice

Memoria Técnica

1. Antecedentes y titulares.
2. Descripción general del sistema fotovoltaico.
3. Localización y Emplazamiento.
4. Normativa y Documentación Técnica Aplicable.
5. Disponibilidad de Irradiación y Rendimiento.
6. Rendimiento del sistema.
7. Cálculo de la energía generada
8. Dimensionado del Generador Fotovoltaico de 43,24 kWp
9. Características Técnicas de los Equipos
10. Cableado de baja tensión
11. Armónicos y compatibilidad electromagnética.
12. Balance Medioambiental.
13. Distancia mínima entre filas de módulos.
14. Instalaciones auxiliares.

ANEXOS

Memoria Técnica

1. Antecedentes y titulares.

El presente proyecto permitirá la generación de energía eléctrica para autoconsumo mediante la instalación de un sistema fotovoltaico de conexión a red interior situado en la cubierta del edificio, con referencia catastral 4920503XM7151G0001YB, propiedad del EXCMO AYUNTAMIENTO DE ZARAGOZA. Con ubicación en Calle Domingo Miral nº 1 50009 Zaragoza.

Con este sistema se transformará la energía procedente de la luz solar en energía eléctrica que será inyectada a la interior del edificio, acogiéndose al R.D. 1699/2015 de 18 de noviembre y el RD 900/2015, de 9 de octubre que establece el régimen económico de la actividad.

Hay que destacar la gran fiabilidad y larga duración de los sistemas fotovoltaicos. Por otra parte, no requieren apenas mantenimiento y presentan una gran simplicidad y facilidad de instalación. Además, la gran modularidad de estas instalaciones permite abordar proyectos de forma escalonada y adaptarse a las necesidades de cada usuario en función de sus necesidades o recursos económicos.

La potencia nominal total de la instalación fotovoltaica es de 36 kW.

El **titular de la instalación** es el siguiente:

- *Nombre:* EXCMO AYUNTAMIENTO DE ZARAGOZA
- *CIF:* P5030300G
- *Domicilio Social:* VIA HISPANIDAD Nº 9
- *Teléfono:* 976721909

El generador fotovoltaico se situará en la cubierta del edificio, estando los módulos fotovoltaicos colocados sobre una estructura soporte auto portante con una inclinación de 10 grados, colocada sobre la cubierta del edificio. La instalación tiene una potencia nominal total de 36 kW y una potencia pico de 43,240 kWp. La instalación consta de un total de 94 paneles fotovoltaicos de 460 Wp y un inversor de 36 kW nominales.

La conexión a red, con el acuerdo de Endesa, será trifásica a la tensión de 400V en el cuadro de BT del transformador. CUPS de la instalación ES0031300524418001PROF.

2. Descripción general del sistema fotovoltaico.

El proyecto SISTEMA FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO “CUARTEL DE POLICIA PALAFOX” es un proyecto de instalación de 36 kW de potencia nominal conectado a la red interior del edificio.

El generador fotovoltaico se situará en la cubierta del edificio, estando los módulos fotovoltaicos colocados sobre una estructura soporte auto portante colocada sobre la cubierta del edificio. La instalación tiene una potencia nominal total de 36 kW y una potencia pico de 43,240 kWp. La instalación consta de un total de 94 paneles fotovoltaicos de 460 Wp, un inversor de 36 kW nominales, sistemas de protección y cuadros eléctricos.

Los principales sistemas que lo integran son los siguientes:



- GENERADOR: COMPUESTO POR MÓDULOS FOTOVOLTAICOS, ELEMENTOS DE SOPORTE Y FIJACIÓN DE LOS MÓDULOS, ELEMENTOS DE INTERCONEXIÓN ENTRE MÓDULOS,...
- ADAPTADOR DE ENERGÍA: COMPUESTO DE INVERSORES, CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA, CABLEADOS,...
- CONEXIÓN A RED: COMPUESTO POR CUADROS DE MEDIDA E INTERRUPTORES, SISTEMAS DE PROTECCIÓN, CABLEADO DE INTERCONEXIÓN, SISTEMA DE INYECCIÓN CERO, ...
- MONITORIZACIÓN: COMPUESTO POR SENSORES, SISTEMAS DE ADQUISICIÓN DE DATOS,...
- OBRA CIVIL: URBANIZACIÓN, CIMENTACIONES ASÍ COMO ACCESOS A LA CUBIERTA DONDE ESTÁN COLOCADOS LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS..

El generador fotovoltaico está formado por una serie de módulos del mismo modelo conectados eléctricamente entre sí, que se encargan de transformar la energía del Sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos.

Sin embargo, no es posible inyectar directamente la energía del generador fotovoltaico en la red eléctrica precisando ser transformada en corriente alterna para acoplarse a la misma.

Esta corriente se conduce al inversor que utilizando tecnología de potencia la convierte en corriente alterna a la misma frecuencia y tensión que la red eléctrica y de este modo queda disponible para cualquier usuario. La energía generada, medida por su correspondiente contador, se inyectará a la red interior tal y como marca el Real Decreto 1699/2011 y el Real Decreto 900/2015.

Cada una de las filas de módulos se llevará al cuadro de protecciones DC. Este cuadro contendrá los elementos de protección de la parte de continua de la instalación.

Antes de entrar en el inversor y en este cuadro de protecciones DC, se colocará un interruptor automático de continua y los fusibles de cada uno de los strings que forman el campo fotovoltaico. La salida del inversor se conectará con la caja de protecciones de corriente alterna, de ahí al contador de energía de salida, para que mida la energía generada, para finalmente conectarse al cuadro de baja tensión.

Las protecciones del sistema irán conforme al Real Decreto 900/2015. Y a las normas particulares de la empresa distribuidora en cuestión.

El cableado y los elementos de protección serán conformes al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (e Instrucciones Complementarias) y a las Normas Particulares de la Compañía Distribuidora.

El punto de conexión y entrega de energía a la red interior, con el acuerdo de Endesa, será a la tensión de 400 V y en un cuadro de BT del transformador, junto al cuadro de distribución de BT del edificio.

En la siguiente tabla se recoge un resumen para una instalación de 43,24 kW:

INSTALACIÓN DE 25 kW - INSTALCIÓN FOTOVOLTAICA AUTOCONSUMO "SIGLO XXI" (AMPLIACIÓN)	
Nº de módulos JINKO	96
Configuración eléctrica 1:	
Nº módulos en serie	12
Nº ramas en paralelo	4 ramas
Configuración eléctrica 2:	
Nº módulos en serie	10
Nº ramas en paralelo	2 ramas
Configuración eléctrica 3:	
Nº módulos en serie	13
Nº ramas en paralelo	2 ramas
Potencia pico	43,24 kWp
Nº de inversores solares HUAWEI SUN2000 36 KTL	1

3. Localización y Emplazamiento.

El edificio se encuentra ubicado en / C/ Domingo Miral nº 1 C.P: 50009 Zaragoza

Ver plano 1: "Plano de situación y emplazamiento".

Las coordenadas UTM aproximadas son las siguientes:

- X= 674.891,52
- Y= 4.611.841,57
- Huso= 30

Las coordenadas geográficas aproximadas son las siguientes:

- Latitud: 41° 38' 20,91" N
- Longitud: 0° 54' 00.35" W

El generador fotovoltaico se colocará en las partes de las cubiertas del edificio que están libres de sombras de edificaciones cercanas, montañas, arbolados, etc. Por ello la implantación se dividirá en dos cubiertas que ocupan una superficie aproximada de 684 m².

4. Normativa y Documentación Técnica Aplicable.

Esta memoria técnica ha sido elaborada de acuerdo a la normativa nacional y autonómica vigente que regula esta actividad y otras que puedan afectar a la misma. La normativa es la siguiente:

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1699/2011, 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a la red, PCT-C Octubre 2002.
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del sector eléctrico.
- Real Decreto Ley 7/2006 del 23 Junio por el que se adoptan medidas urgentes del sector eléctrico.



- Ley 24/2013, 26 diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Decreto 842/2002 de 2 de Agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.
- Resolución del 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.
- Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)
- Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Complementarias.
- Normas Técnicas particulares de la Compañía Suministradora E.R.Z. – ENDESA.

5. Disponibilidad de Irradiación.

Para los cálculos de producción se toman los valores de radiación solar de Zaragoza, que aparece en la base de datos de PVGIS. Esta fuente de datos se apoya en observaciones de estaciones meteorológicas por todo el mundo.

En la siguiente tabla se muestra los datos de radiación de PVGIS

	Irrad. Global kWh/m ² .mes	Difuso kWh/m ² .mes	Temp. °C
Enero	58.9	27.7	7.3
Febrero	85.7	31.7	8.4
Marzo	138.6	48.5	11.8
Abril	169.8	57.7	13.8
Mayo	204.9	69.7	17.9
Junio	222.9	64.6	22.5
Julio	238.4	59.6	24.6
Agosto	204.0	57.1	24.4
Septiembre	154.5	44.8	20.6
Octubre	107.3	39.7	16.7
Noviembre	67.5	27.0	10.6
Diciembre	53.9	25.9	7.1
Año	1706.4	554.0	15.5

Tabla 1. Datos de Radiación para Zaragoza de distintas Fuentes

“PVGIS” nos proporciona los datos de irradiación horaria (de todos los días del año) sobre superficie horizontal $G_{dm}(0)$ en Wh/m^2 , así como los datos de radiación horaria sobre la superficie del módulo (kWh/m^2). Con dichos datos se obtienen el valor mensual y anual medio de irradiación diaria sobre el plano del generador $G_{dm}(\alpha, \beta)$ en $kWh/(m^2 \cdot día)$, siendo el parámetro α el azimut y β la inclinación del generador. La orientación del plano del generador óptima para una latitud de 41° , es un ángulo de azimut cero orientado al sur, y una inclinación de 30° . En este caso para aprovechar al máximo la cubierta se ha optado por colocar el generador inclinado 10° y con un ángulo de azimut de 20° .

La producción de energía se ha calculado con el programa PVSYST:

Ver anexo 4: Resultados simulación con PVSYST

6. Rendimiento del sistema.

La transformación de la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico se realiza con una eficiencia representada por el parámetro conocido como Performance Ratio (PR).

El performance ratio incluye las pérdidas de energía en baja tensión (BT) hasta el contador, no incluyendo la falta de disponibilidad de la Planta ni su autoconsumo, así como tampoco incluye la degradación de los paneles ni demás componentes electromecánicos.

El PR engloba una serie de pérdidas de energía algunas de las cuales dependen del diseño de la instalación y los equipos que la forman, y otras están directamente relacionadas con las condiciones meteorológicas instantáneas del emplazamiento.

Para calcular el rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR, se tiene en cuenta las siguientes pérdidas.

- Pérdidas IAM
- Pérdidas de mismatch o acoplamiento.
- Pérdidas por polvo o suciedad de los módulos.
- Pérdidas respecto a la potencia nominal.
- La dependencia de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la temperatura.
- Las pérdidas óhmicas en el cableado CC y CA.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.



- La eficiencia energética del inversor.
- Las pérdidas por posición del generador y sombreado.

La definición de cada una de estas pérdidas es la siguiente:

1.- Pérdidas IAM

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, que además de 1000 W/m² de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

- Pérdidas de IAM o angulares y espectrales: 1,13%.

2.- Pérdidas de mismatch o acoplamiento.

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de características eléctricas ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico.

Este fenómeno cobra especial importancia en la asociación en serie de los módulos solares, dado que cada módulo de forma individual produce una tensión baja (en torno a 31 V en el punto de máxima potencia en este módulo) se agrupan en serie para llegar a tensiones de trabajo del inversor, siendo el módulo de menor corriente de salida el limitante de la intensidad de toda la serie completa.

A su vez las series se agrupan y se conectan en paralelo al inversor, las ramas conectadas a dos puntos de seguimiento del punto de máxima potencia, en este caso el inversor dispone de dos puntos de máxima potencia HUAWEI SUN2000 36KTL, que es el utilizado en este proyecto.

Dado que se va a hacer una labor de agrupación de módulos fotovoltaicos por series del inversor, estas pérdidas van a estar muy limitadas 1,1%

- Pérdidas de mismatch o acoplamiento: 1,1%.

3.- Pérdidas por polvo o suciedad de los módulos.

Tienen su origen en la disminución de la capacidad generadora de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV, que se traduce en una menor captación de energía solar.

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos se “ven muy sucios”. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc...Por ello se recomienda limpiar los módulos si hay bastantes días seguidos sin llover. La instalación está colocada cerca de carreteras y caminos con mucha circulación. Los módulos están inclinados 10°, una inclinación aceptable para que la lluvia limpie los módulos. Se considera que estas pérdidas pueden estar en torno al 3%.

- Pérdidas por polvo en los paneles fotovoltaicos: 3%.

4.- Pérdidas respecto a la potencia nominal.

Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV de potencia nominal P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$. y $P^* \pm 5\%$. Por ello es de esperar que una vez instalados los módulos la potencia real instalada no coincida con la suma de las potencias de catálogo de cada uno.

En el caso de esta instalación la tolerancia de potencia es $P^* + 3\%$, además los paneles fotovoltaicos serán ordenados por intensidades para minimizar estas pérdidas. De todas formas, para ser más conservadores tomamos como valor de tolerancia más desfavorable un 3%:

- Pérdidas respecto a la potencia nominal: 3%.

5.- Eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la temperatura.

Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia si su temperatura es superior a la de condiciones estándar de medida. Al mismo tiempo la temperatura del módulo dependerá de la temperatura ambiente y la irradiación que reciba.

La potencia pico de los módulos se mide en laboratorio con una radiación solar de 1000 W/m^2 , una temperatura en la célula solar de 25° y un espectro solar tipo AM 1,5 que es el normal en Europa. Estas condiciones de laboratorio son difícilmente reproducibles en el funcionamiento cotidiano del módulo solar. En especial en lo que se refiere a la temperatura de la célula solar que normalmente está 20° por encima de la temperatura ambiente, este sobrecalentamiento del módulo solar hace que su rendimiento y por lo tanto la potencia útil que es capaz de generar disminuya.

Para la verificación del funcionamiento de una instalación FV a partir de medidas instantáneas de las condiciones ambientales es necesario que las variaciones derivadas de la temperatura del módulo FV se calculen en el instante de la medición, pudiendo considerar constantes el resto de las pérdidas.

Según lo indicado en el punto anterior se considerarán constantes los factores de pérdidas descritos a excepción de la temperatura. Se denomina PR_{CEM} al PR de la instalación en Condiciones Estándar de Medida (CEM), que se toman como 1000 W/m^2 de radiación solar, 25°C de temperatura de la célula y un espectro estándar AM1.5G.

El $PR_{CEM BT}$ esperado para la instalación será del 81,88%.

La corrección del PR_{CEM} en función de la temperatura se realiza utilizando las ecuaciones propuestas por los autores Miguel Alonso Abellá y Faustino Chenlo del Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos del CIEMAT, en el Anexo I, "Modelo Generador Fotovoltaico" de junio 2006.

"Para cada valor de irradiancia, G , y temperatura ambiente, T_a , la potencia en el punto de máxima potencia de un generador FV ideal, P_m , se puede obtener a partir del valor de la potencia en condiciones STC, $P^* m$, aplicando las siguientes ecuaciones (método simplificado):

$$P_m = P_m^* \left[1 - \delta(T_c - T_c^*) \right] \quad (2)$$

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G \quad (3)$$

Donde:

- T_c es la temperatura de célula
- T_a es la temperatura ambiente
- P_m es la potencia en el punto de máxima potencia del generador FV
- P_m^* : potencia pico de la instalación
- TONC es la temperatura nominal de operación
- δ es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia
- G : radiación solar incidente.

Los valores utilizados para el cálculo de las pérdidas por temperatura son los siguientes aportados por el fabricante del módulo fotovoltaico:

- $\delta = -0,4 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$
- $TONC = 46,6^\circ\text{C}$

Estos valores dependen directamente del módulo final a instalar.

Se garantizarán los valores de δ y TONC de forma que con los datos de temperatura ambiente y radiación medidos en el emplazamiento se calcularán las pérdidas por efecto de la temperatura.

Para el cálculo del efecto de la temperatura, se ha tomado la radiación solar en el plano del módulo, así como la temperatura ambiente en dicho momento (datos de PVGIS) y con las fórmulas anteriores se ha calculado la temperatura de la célula, una vez calculado la temperatura de la célula en funcionamiento, se haya la pérdida en la misma por efecto de la temperatura, y la energía final de salida. Haciendo el cociente entre la energía que llega al módulo como radiación solar y la que sale de él, tenemos el efecto de la temperatura de la célula.

Efecto acumulado de las pérdidas por temperatura de la célula es: 3,33%.

Como es lógico el efecto es mucho más acusado en verano que en invierno, ya que no sólo la temperatura ambiente es mayor, sino que además la radiación solar también es mayor en verano por lo que el calentamiento propio de la célula también es mayor.

Las zonas que tengan un leve viento, que permita evacuar mejor el calor de los módulos conseguirán que la temperatura final alcanzada por la célula sea menor y en consecuencia aumente el rendimiento.

6.- Las pérdidas óhmicas en el cableado CC y CA.

En la parte DC y AC se producen pérdidas originadas por las caídas de tensión en los conductores.

Habrán pérdidas en el cableado en la parte de corriente continua y la parte de corriente alterna.

Los conductores de la parte de CC deberán tener una caída de tensión inferior del 1,5%, mientras que en la parte de CA, dichas pérdidas deberán ser inferiores al 1,5%, cumpliendo con la ITC-BT40.

La instalación fotovoltaica está formada por 4 ramas o series de 12 módulos, 2 ramas de 13 módulos y 2 ramas de 10 módulos cada serie. Para facilitar el montaje en obra y disminuir las distancias de cableado.

El cableado y por lo tanto las pérdidas en el mismo serán las siguientes:

Corriente Continua

Tipo de cable	Función del cable
Cable Solar de 4 mm ² de Cu	Cable de los módulos
Cable Solar H1Z2Z2-K de 6 mm ² de Cu	Entre subinstalación y el Cuadro de CC
Cable Solar H1Z2Z2-K de 6 mm ² de Cu	Entre Interruptor de CC e inversor

Corriente Alterna

Tipo de cable	Función del cable
Cable RZ1-K(AS) de 35 mm ² de Cu	Entre inversor y embarrado B.T

Los factores anteriormente nombrados dependen de la meteorología y de los rendimientos de los materiales empleados, así como del mantenimiento y de la tecnología.

Aquí se muestran los rendimientos medios de cada uno de los cableados de la instalación para las diferentes partes:

- Parte de CC: 0,84%
- Parte de CA en baja tensión: 0,34%.

Por lo que las pérdidas totales en el cableado son de 1,18%.

7.- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.

El inversor fotovoltaico de conexión a red tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Un error en el seguimiento de este punto implica una pérdida de generación de energía.

Por todo ello se considera:

- Pérdidas por errores de seguimiento del punto de máxima potencia: =1,1 %

8.- Eficiencia energética del inversor.

El inversor, que es el componente que mediante transformaciones electrónicas, transforma la energía en corriente continua procedente de los módulos en corriente alterna compatible con la red de suministro, para poder venderla, tiene unos rendimientos específicos. El simple efecto Joule hace que el inversor sufra unas pérdidas en el proceso de transformación de dicha energía.

El rendimiento europeo del inversor es mayor de 98,4 %. Este rendimiento tiene en cuenta los diferentes rendimientos del inversor a distinta carga del sistema. Así como las pérdidas en el propio transformador del inversor.

Por todo ello se considera:

- Eficiencia media del inversor: > 98,6%

Que es un poco menos de lo que asegura su fabricante SMA por catálogo.

9.- Las pérdidas por posición del generador y sombras.

La orientación del plano del generador óptima para una latitud de 41° (latitud de Zaragoza), es un ángulo de azimut de cero respecto al Sur, y una inclinación de 30°. Para poder poner el máximo número de módulos fotovoltaicos sobre la cubierta, y no sobrecargar esta .se colocaran en orientación de 20° de azimut respecto del Sur, por lo que no se deberán considerar unas pérdidas por desviación del generador respecto al Sur. Por otro lado se han inclinado los módulos 10° para aprovechar al máximo la superficie útil de la cubierta.

La desviación respecto a la posición óptima que es el Sur perfecto acarrea unas pérdidas que se calculan con la siguiente ecuación.

$$Perdidas _% = 100 * (1,2 * 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} \alpha^2) \quad (3)$$

Donde:

- β es la inclinación del módulo respecto a la horizontal = 10°
- Φ es la latitud del lugar de estudio = 41° para Zaragoza.
- α es la desviación del generador respecto al sur = 20°.

Estas pérdidas se incluyen en cálculo de radiación del programa de cálculo PVSYST:

- Pérdidas por posición del generador: 2,83%.

Se colocan los módulos con la separación requerida por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, de tal forma que el día en el que sol está más bajo (21 de Diciembre) a las 10 horas solares las diferentes filas de paneles no se proyectan ninguna sombra (anexo distancias entre filas), pero si puede causar sombras sobre el generador los petos que rodean la nave y por lo tanto se suponen:

- Pérdidas por sombreado del generador: 2,25%

Finalmente se hace un estudio del rendimiento total de la instalación, teniendo en cuenta las diferentes pérdidas, que se resume en las siguientes tablas:

El **PR total** de nuestra instalación será el siguiente:

- **PR total de la instalación: 82,4%**

En el siguiente esquema se puede observar la distribución de las pérdidas energéticas de la instalación

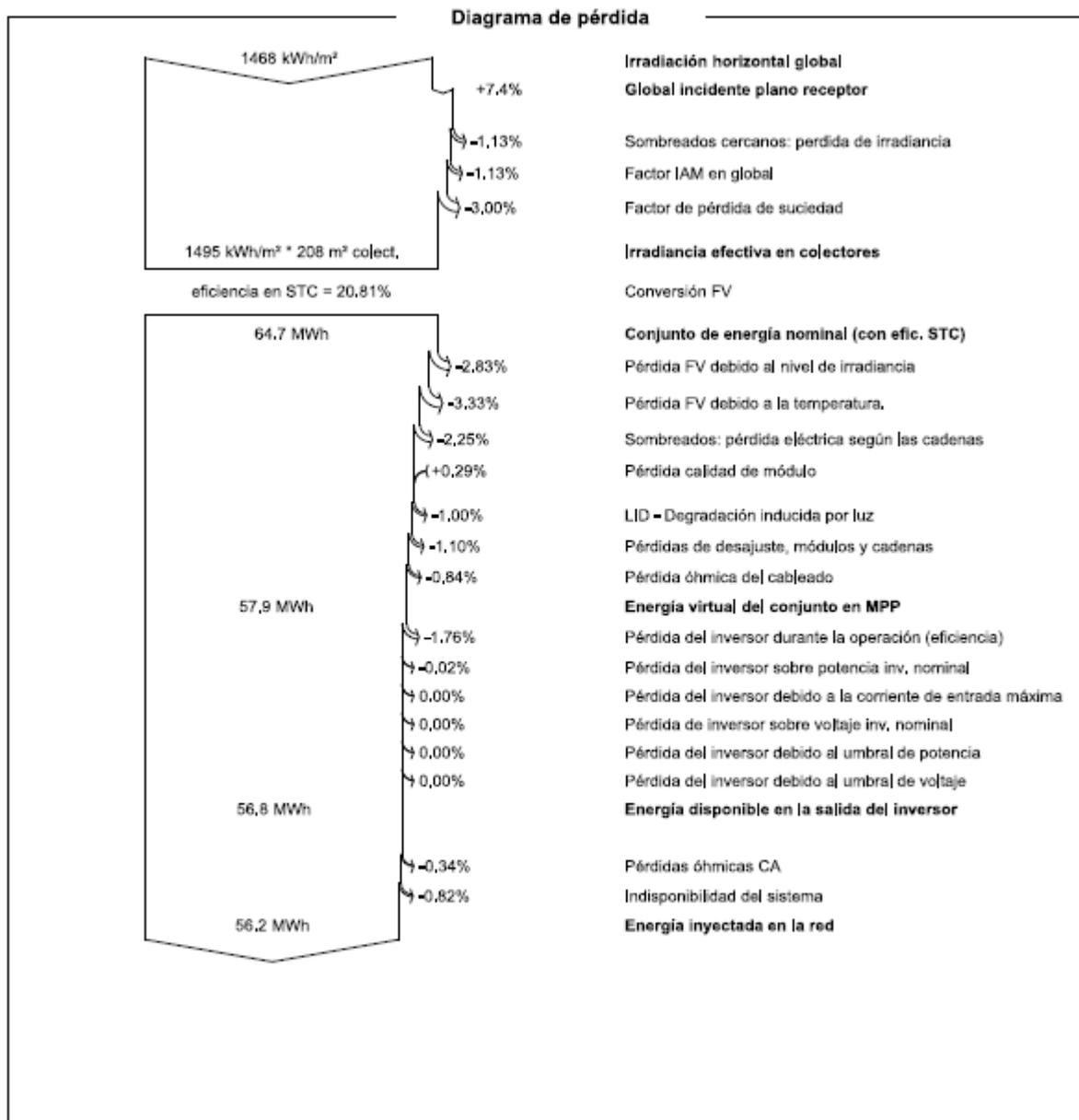
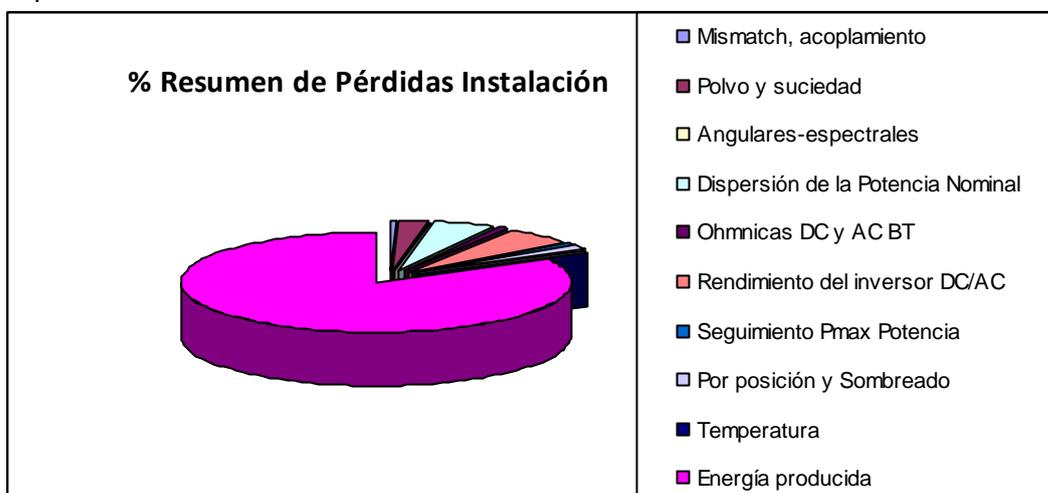


Diagrama 1: distribución de pérdidas de la instalación simulado con PVSYST

De forma esquemática se obtiene:



Gráfica 2. Resumen de pérdidas hasta el contador de B.T.

7. Cálculo de la energía generada

La estimación de la energía inyectada se ha realizado de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = [G_{\text{lobinc}}(\alpha, \beta) * P_{\text{mp}} * \text{PR}] / G_{\text{CEM}} \text{ en kWh/día} \quad (4)$$

Donde:

- $G_{\text{dm}}(\alpha, \beta)$ = valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano generador en kWh/(m²·día)
- P_{mp} = Potencia pico del generador
- PR = Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”.
- G_{CEM} = 1 kW/m² en Condiciones Standard de Medida.

Las condiciones Standard de medida son una irradiancia de 1000 W/m², una distribución espectral AM de 1,5 y una temperatura de las células de 25 °C.

La potencia nominal de la instalación es de 36 kW y la potencia pico total de nuestra instalación es de **43,24 kWp**.

Según estos datos, se obtiene una irradiación anual de **56.991 kWh**.

En la tabla 1 mostrada a continuación se muestra la producción de energía simulada con PVSYST para una instalación de 43,24 kWp.

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	55,2	28,70	7,40	67,3	61,9	2,233	2,098	0,721
Febrero	70,0	35,00	8,40	80,9	76,0	3,003	2,759	0,788
Marzo	120,6	53,09	11,80	133,2	126,4	5,063	4,957	0,861
Abril	142,5	67,00	13,80	150,3	143,2	5,731	5,419	0,834
Mayo	178,6	82,10	18,00	182,2	173,8	6,862	6,718	0,852
Junio	191,7	82,39	22,50	194,2	185,5	7,191	7,039	0,838
Julio	198,4	79,38	24,60	201,8	193,0	7,419	7,262	0,832
Agosto	173,0	70,90	24,40	180,4	172,0	6,627	6,486	0,831
Septiembre	135,9	53,00	20,60	148,1	140,8	5,489	5,375	0,840
Octubre	95,2	42,80	16,70	108,8	102,8	4,022	3,939	0,837
Noviembre	59,4	29,70	10,70	71,3	66,2	2,408	2,356	0,764
Diciembre	47,1	25,40	7,10	57,9	53,1	1,796	1,758	0,702
Año	1467,6	649,49	15,54	1576,4	1494,8	57,845	56,165	0,824

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Tabla 1: Cálculo de Producción de la Instalación de 43,24 kWp

8. Dimensionado del Generador Fotovoltaico de 43,24 kWp

El generador fotovoltaico de 36 kW se ha diseñado con 94 módulos de última tecnología de Silicio monocristalino tipo P de la marca JINKO, con una potencia pico nominal de 460 Wp por cada uno de ellos. Se ha previsto utilizar un inversor solar de 36 kW para el total del campo fotovoltaico de la marca HUAWEI. El inversor cumple perfectamente el RD 1699/2011.

La potencia del inversor debe ajustarse a la potencia del módulo. No obstante, los datos de potencia de los módulos (Wp) se refieren a las Condiciones Estándar de Medida (STC: 1000 W/m², 25 °C, AM = 1,5), estas condiciones son ideales de laboratorio, que nunca se dan en la práctica. De ahí que deba elegirse una potencia pico (potencia en los módulos) de un tanto por ciento mayor que la potencia nominal (potencia en el inversor), para una vez descontadas las pérdidas sacar el máximo rendimiento al sistema, con el mínimo coste.

Características eléctricas del módulo fotovoltaico (460 Wp):

Potencia	460 Wp
Tensión de circuito abierto Voc	51,9 V
Tensión punto de máxima potencia Vmpp	43,24 V
Corriente punto de máxima potencia Impp	10,64 A
Corriente de cortocircuito Isc	11,50 A
Longitud	2.168 mm.
Anchura	1.021 mm.
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto Tk(Voc) mV/°C	- 0,29 %/°C
Coef. Temp. Corriente de cortocircuito Tk(Isc) mA/°C	+ 0,048 %/°C
Coef. Temperatura de potencia Tk(Pn) %/°C	- 0,35 %/°C

Características eléctricas del inversor HUAWEI SUN2000-36KTL-A:

Potencia de salida nominal (AC)	36 kW
Potencia máxima de salida (AC)	36 kW
Tensión, Frecuencia nominal	400 V, 50 Hz
Distorsión armónica	<3% (THD)
Máximo rendimiento del inversor	>98,6 %
Min. Tensión MPP	200 Vdc
Máx. Tensión MPP	1000 Vdc
Máxima tensión del sistema	1100 Vdc
Máxima corriente de salida	4x57.8 A

Los módulos se conectarán en 4 ramas en serie de 12 módulos, 2 ramas de 13 módulos y 2 ramas de 10 módulos cada una, conectadas al inversor HUAWEI SUN2000-36KTL-A. El número de los módulos solares en serie debe elegirse de modo que la tensión de entrada no supere en ningún caso el rango de tensión de entrada del inversor, pues de lo contrario el inversor puede colapsarse. Teniendo en cuenta los coeficientes de temperatura Tk(Voc) y Tk(Isc), deben de cumplirse una serie de condiciones:

a) Los dos valores extremos del voltaje MPP (punto de máxima potencia) se deben de ajustar al rango de tensión MPP del inversor.

El máximo voltaje MPP de los módulos solares se da a -10 °C. porque en las células cristalinas la tensión crece al bajar las temperaturas. Este valor debe de estar por debajo del límite superior de tensión MPP del inversor: $V_{\max \text{ MPP}} = 1000 V_{\text{dc}}$.

$$V_{MPP \text{ módulos}_10 \text{ módulos en serie}} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 476,28 V_{dc} < 1000 V_{dc}$$

$$V_{MPP \text{ módulos}_12 \text{ módulos en serie}} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 571,54 V_{dc} < 1000 V_{dc}$$

$$V_{MPP \text{ módulos}_13 \text{ módulos en serie}} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 619,17 V_{dc} < 1000 V_{dc}$$

La condición de límite superior se cumple.

El mínimo voltaje MPP se registra a aproximadamente $+70 \text{ }^\circ\text{C}$, en verano con los módulos calientes. Este mínimo voltaje MPP de los módulos a $+70 \text{ }^\circ\text{C}$ debe de estar por encima del límite inferior de tensión MPP del inversor: $V_{\min MPP} = 200 V_{dc}$.

$$V_{MPP \text{ modulos}_10 \text{ módulos en serie}} (70 \text{ }^\circ\text{C}) = 375,97 V_{dc} > 200 V_{dc}$$

$$V_{MPP \text{ modulos}_12 \text{ módulos en serie}} (70 \text{ }^\circ\text{C}) = 451,16 V_{dc} > 200 V_{dc}$$

$$V_{MPP \text{ modulos}_13 \text{ módulos en serie}} (70 \text{ }^\circ\text{C}) = 488,76 V_{dc} > 200 V_{dc}$$

La condición de límite inferior también se cumple.

b) La tensión de circuito abierto V_{OC} en condiciones extremas de temperatura (a $-10 \text{ }^\circ\text{C}$) debe de estar por debajo de la máxima tensión admisible del inversor: $V_{\max} = 1100 V_{dc}$.

$$V_{OC \text{ modulos}_10 \text{ modulos en serie}} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 571,67 V_{dc} < 1100 V_{dc}$$

$$V_{OC \text{ modulos}_12 \text{ modulos en serie}} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 686,01 V_{dc} < 1100 V_{dc}$$

$$V_{OC \text{ modulos}_13 \text{ modulos en serie}} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 743,18 V_{dc} < 1100 V_{dc}$$

La condición de tensión de circuito abierto se cumple.

c) La corriente máxima de cortocircuito a $+70 \text{ }^\circ\text{C}$ que llegará al inversor debe de ser inferior a la corriente máxima de entrada del inversor: $I_{\max} = 4 \times 30 = 120 \text{ A}$.

$$I_{CC} (70 \text{ }^\circ\text{C}) = 93,96 < 120 \text{ A}$$

La condición de corriente de cortocircuito se cumple.

Por lo que el inversor elegido cumple con las especificaciones requeridas.

La producción estimada de energía al año para los 36 kW nominales es de: **56.991 kWh**.

9. Características Técnicas de los Equipos

Inversor de Conexión a Red.

Se utilizará un inversor SUN2000-36KTL-A de la marca HUAWEI. El inversor es el elemento de la instalación encargado de transformar la corriente continua entregada por el generador solar en corriente alterna. La potencia nominal del inversor es adecuada a la potencia pico del generador fotovoltaico.

Cumple con las exigencias requeridas en el RD 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, en cuanto a protecciones, puesta a tierra, compatibilidad electromagnética, etc.

Es un inversor de potencia con salida trifásica para operación en paralelo con conexión a red, 3x/400 V, 50 Hz. Dispone de un sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y un alto rendimiento energético, mayor de 98%; panel de control integrado con indicadores LED, Bluetooth + APP para visualización de estados de operación y valores actuales; interfaces RS 485 y USB, etc.

Características técnicas:

Conexión a red	3x400 V AC; 50 Hz
Potencia nominal de salida (AC)	36 KW
Distorsión armónica	<3%
Coseno de Phi	1
Rango de trabajo MPP	200-1000 V
Tensión Máxima del sistema (DC)	1100 V (inversor no arranca)
Corriente Máxima de entrada (DC)	30 A
Consumo de potencia por la noche	0 W
Eficiencia máxima	> 98%
Dimensiones de la cabina	930 x 550 x 283 mm
Peso por cabina	62 Kg

Por otra parte el inversor trabaja como filtro activo de armónicos, significa que se mejora la calidad de la potencia inyectada en la red: Corriente máxima THD <3% (para potencias nominales).

Los inversores HUAWEI solar cumplen con todas las normas y directrices de seguridad aplicables.

- Mercado CE
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3.
- Directiva Baja tensión EN 50178
- Posibilidad de desconexión manual.
- Con transformador AC de aislamiento galvánico incluido
- Conforme al RD 661/2007.

El inversor SUN2000-36KTL-A dispone internamente de las protecciones siguientes:

- Disponen de un interruptor de interconexión interno para la desconexión automática según RD 661/2000.
- Disponen de protección interna de máxima y mínima tensión según RD 661/2007.
- Disponen de protección interna de máxima y mínima frecuencia según RD 661/2007.
- Disponen de relé de bloqueo de protecciones. Este relé es activado por las protecciones de máxima y mínima tensión y máxima y mínima frecuencia según RD 661/2007.
- Disponen de un transformador, que asegura una separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red.
- El inversor incluye protección contra funcionamiento en isla.
- El inversor incorpora internamente un vigilante de aislamiento de la parte de corriente continua que actúa en caso de detectar una deriva a tierra.

Ver anexo 2: Especificaciones Técnicas y certificados de conformidad del inversor HUAWEI modelo SUN2000-36KTL-A.

Módulos Fotovoltaicos.

El módulo fotovoltaico elegido para esta instalación es el modelo TIGER MONO-FACIAL JKM460M-7RL3-V con una potencia de 460 Wp, de la marca JINKO SOLAR siendo uno de los módulos más eficientes fabricados por JINKO SOLAR. Está diseñado para sistemas conectados a la red como tejados comerciales, sistemas residenciales y plantas fotovoltaicas.

El módulo solar TIGER MONO-FACIAL JKM460M-7RL3-V se caracteriza por su excelente elaboración y componentes de alta calidad. Los módulos cuentan con 60 células de Si monocristalino que permiten un excelente rendimiento, incluso con poca irradiación solar.

Los módulos solares JINKO SOLAR están certificados según las exigencias europeas e internacionales vigentes IEC 61215, IEC 61730. Y cumplen los requisitos de la clase de protección II.

Se llevará a cabo un sistema de clasificación que agrupa los módulos por rangos de intensidad de corriente. En la instalación se constituirán series de módulos del mismo rango de corriente, de manera que se reducen las pérdidas por mismatch, contribuyendo a aumentar la eficiencia de la instalación.

El número total de paneles fotovoltaicos en el presente proyecto asciende a 94.

Ver anexo 1: Especificaciones Técnicas y certificados de conformidad de los módulos fotovoltaicos TIGER MONO-FACIAL JKM460M-7RL3-V.

Estructura de soportación

Los módulos fotovoltaicos irán montados sobre estructuras de soportación capaces de aguantar todas las cargas. Las propias de los módulos fotovoltaicos (el peso) así como las derivadas de los agentes atmosféricos como el viento y la nieve. La estructura de soportación cumple con las más exigentes normas de la construcción del CTE, aplicando además un coeficiente de seguridad.

La estructura tendrá la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, de 10° en este caso, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos. El sistema de fijación de módulos permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

La separación de la estructura es tal que se asegure que no hay sombras entre las diferentes filas de módulos.

La estructura auto portante de los módulos fotovoltaicos está calculada con los coeficientes de seguridad necesarios para soportar los fenómenos atmosféricos.

La estructura estará conectada a tierra, con una tierra independiente de la red.

La estructura elegida para el montaje de la instalación es la estructura solarbloc.

Medida de energía y protecciones

Medida de energía

Los contadores de energía instalados se adecuarán lo recogido en el RD 1110/2007.

La instalación de 36 kW contará con un equipo de medida en Baja Tensión, un contador trifásico bidireccional de medida directa para potencias inferiores a 55 kW, ajustado a la normativa metrológica vigente y cuya precisión deberá ser la de tipo IV, clase 1 para energía activa y clase 2 para energía reactiva, regulada por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el

Reglamento unificado de puntos de medida del sistema El equipo de medida de Baja Tensión estará situado junto al contador de energía del edificio y será accesible desde el vial de dominio público, estará dotado de módem de comunicaciones para tele medida.

La envolvente del equipo de medida deberá cumplir la Norma Endesa, y se deberán instalar en armarios con placa única los transformadores, la regleta, el contador, y el MODEM.

El contador incorporará las funciones de:

- ❑ *Maxímetro*, incorporada dentro de la misma caja del contador. Registra el valor máximo de las potencias activas generadas y consumidas con su fecha y hora, el valor de sobrepasamiento de la potencia contratada y el número de veces que se supera ese valor.
- ❑ *Registrador*. Incorporado dentro de la caja del contador, con las características que se requieren en el reglamento de Puntos de Medida (R.D. 1110/2007).
- ❑ *Tarificador*. Sistema tarifario de 9 tarifas por contrato (3 contratos independiente y segregados). Calendario de días ordinarios y especiales totalmente programable, además, posibilidad de cierre de los tramos de facturación, ofreciéndose la posibilidad de configurar las fechas de los mismos o de llevarlos a cabo de manera manual a través de los canales de comunicaciones o mediante un pulsador bajo la tapa precintable por la compañía. Funciones de Tarificación de Acceso a Redes para peajes, según Decreto 1110/2007.

La instalación contará con las protecciones necesarias para garantizar la seguridad de las personas así como evitar daños en los equipos en caso de fallos en el sistema. Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión, así como con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Protecciones

Dentro del circuito de evacuación de energía debe distinguirse entre la parte de corriente continua y la de corriente alterna. A continuación, se describen las protecciones en cada uno de los circuitos.

Circuito de corriente continua:

- ❑ *Protección contra cortocircuitos*: la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es ligeramente superior a la de operación, por lo que una situación de cortocircuito no es problemática para esta parte del circuito. Pero para el inversor sí puede serlo, de modo que se instalará previamente un fusible de 15A/1000 V en el polo de cada string del generador fotovoltaico. Por lo tanto, si la instalación consta de 8 ramas fotovoltaicas, el Cuadro de Protecciones de DC dispondrá de entradas para 8 series fotovoltaicas. (Ver plano 04: ESQUEMA UNIFILAR de B.T.)

Dicho cuadro se colocará en un lugar habilitado para ello en el interior del edificio y junto al inversor.

- ❑ *Protección contra sobrecargas*: Los propios fusibles mencionados en el apartado anterior protegerán el circuito frente a sobrecargas. Para ello será del tipo gR y contará con la función adicional de facilitar las tareas de mantenimiento.

Dicho Cuadro de Protecciones DC incluye los fusibles de series.

Para evitar la situación de riesgo que comporta se exigirá aislamiento clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.

- *Protección contra contactos directos e indirectos:* Se colocará un interruptor para corriente continua, integrado en inversor.
- *Protección contra sobretensiones:* Se colocará el protector contra sobretensiones integrable en el inversor que derivarán a tierra cualquier sobretensión que se presente. Se colocará el Sobretensiones SMA Surge Arrester A+B para Sunny Tripower TL-30.
- *Protección contra polarización inversa:* integrada en el inversor.

Circuito de corriente alterna:

- *Protección contra cortocircuitos y sobrecargas:* El propio inversor cuenta con protecciones ante cortocircuitos y sobrecargas integradas. Además de estas, se instalará en el Cuadro de Protecciones AC con un interruptor magnetotérmico tetrapolar de 80 A, para facilitar el mantenimiento, y un interruptor automático 4x80 A, con protección diferencial tipo C tetrapolar, un poder de corte de 4,5 kA y sensibilidad de 300 mA (Ver plano 4: Esquema unifilar de B.T.).
- *Protección contra sobretensiones:* Se instalará un protector contra sobretensiones tipo 2 en el Cuadro de AC.
- *Fallos a tierra:* se instalará, como se ha dicho anteriormente, protección diferencial conjuntamente al interruptor automático magnetotérmico previsto en el cuadro de protecciones de B.T, para así poder actuar en caso de derivaciones de corriente en este circuito.
- *Desequilibrios en la red:* Dichas protecciones deberán ser las siguientes:
 - 1 interruptor diferencial de 300 mA
 - Interruptor general de interconexión (52), sobre el que actuarán las siguientes protecciones:
 - 3 relés de mínima tensión instantáneos (entre fases) (3x(2x27))
 - 1 relé de máxima tensión (3x59)
 - 1 relé de máxima y mínima frecuencia (81m/81M)

Este sistema estará integrado en el inversor. Debido a que dichas funciones de protección se incorporan en el inversor, las actuaciones de dichas funciones de protección provocarán la desconexión de la instalación de la red de distribución (actuación sobre el interruptor automático de interconexión trifásico).

El interruptor de interconexión facilitará la protección anti-isla, que evita el funcionamiento de la instalación si no está conectada a red.

(NOTA: Dichos ajustes deberán cumplir lo estipulado por ENDESA según sus condiciones técnicas particulares de conexión)

Equipos de medida en BT: Cuadro General de Protección y medida según normas ENDESA-ERZ formado por:

- Interruptor magneto térmico de 4x80 A: Dicho interruptor se colocará aguas arriba del equipo de medida.

Equipos de la interconexión en BT: Cuadro de Protección formado por fusibles NH 80 A

Puesta a Tierra

La puesta a tierra de la instalación se regirá por lo especificado en:

- REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de Agosto – REBT y sus ITC (ITC-BT)

De acuerdo al artículo 12 del RD 1699/2011, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico, en esta instalación tenemos separación galvánica entre la CC y CA a través del transformador del inversor.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Se protegerá contra contactos directos e indirectos mediante aislamiento de clase II o doble aislamiento en los equipos.

La parte de corriente alterna, separada galvánicamente de la parte de continua, tendrá una toma de tierra para posibilitar el funcionamiento del interruptor diferencial. Consistirá en una red subterránea de conductor desnudo con picas distribuidas. Se conectarán las partes metálicas de la instalación tales como la propia estructura soporte de los paneles, los marcos de los paneles o la carcasa del inversor. Esta tierra nunca coincidirá con la tierra de la instalación de suministro eléctrico de la compañía distribuidora.

La resistencia de la red de tierras general será inferior a 20Ω según la ITC-BT-18 del REBT. Se dispondrá de las picas necesarias para llegar a una resistencia inferior a 20Ω .

Las conexiones se realizarán mediante elementos apropiados, de manera que asegure una perfecta unión. Estarán dimensionados a fin de que no experimenten calentamientos superiores a los del conductor al paso de la corriente. Así mismo, estarán protegidos contra la corrosión galvánica.

En cada una de las instalaciones se dispondrá de una caja de registro para comprobación de la resistencia óhmica de la instalación.

La sección del cable de puesta a tierra será de la mitad de la sección a la del conductor de fase siempre que la sección de éste sea superior a 35 mm^2 cumpliendo la ITC-BT-18 del REBT.

- **Sección del conductor de puesta a tierra de 4 mm^2**

En resumen, se dispondrá las siguientes puestas a tierra unificadas:

- Tierra de protección:
 - Puesta a tierra de todas y cada una de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.
 - Red de tierras del inversor.
 - Red de tierras para cuadro de protección de alterna y de continua.

Las conexiones se realizarán mediante elementos apropiados, de manera que asegure una perfecta unión. Estarán dimensionados a fin de que no experimenten calentamientos superiores a los del conductor al paso de la corriente. Así mismo, estarán protegidos contra la corrosión galvánica.

En cada una de las instalaciones se dispondrá de una caja de registro para comprobación de la resistencia óhmica de la instalación.

Monitorización

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia activa de salida del inversor.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y siempre que sea posible, en potencia mayores de 5 kW.
- Energía autoconsumida.

La monitorización dispondrá de un sistema de alarma que alerte mediante correo electrónico de posibles fallos de la instalación.

10. Cableado de baja tensión

De acuerdo con el pliego de condiciones técnicas del IDEA y la ITC-BT40, el cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Corriente Continua.

El circuito de corriente continua comprende el cableado entre los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor. A su vez serán objeto de este apartado los cruzamientos y paralelismos que se den con este circuito.

Elección del tipo de cable a utilizar:

Los cables a utilizar serán de cobre unipolares de tensión asignada 0,6/1 kV flexible de clase 5 según UNE EN 60228, no propagador de la llama para instalación exterior y no propagadores del incendio y con emisión de humo y opacidad reducida para instalación interior.

Por tanto, se utilizará cable normalizado de tipo H1Z2Z2-K.

La instalación está formada por 4 ramas fotovoltaicas formadas por 12 módulos, 2 ramas de 13 módulos y 2 ramas de 10 módulos.

Para la formación de las ramas, se unen los módulos con su propio cable de serie. Los propios módulos fotovoltaicos les cubrirán de los rayos directos del sol. Para unir módulos alejados se utilizará cable solar H1Z2Z2-K de 6 mm² de cobre bajo tubo de 20 mm de diámetro.

Los cables de cierre de las 8 series correspondientes a los circuitos de continua discurrirán por bandejas o canales para el soporte de cables hasta el Cuadro de Protecciones de DC que se alojará en el interior del edificio.

El cableado que une las 8 ramas hasta el Cuadro de Protecciones DC será **H1Z2Z2-K de 6 mm² de Cobre** y seguridad clase II, uso intemperie. La tensión asignada será no inferior a 1 kV y tendrán un recubrimiento que garantice una buena resistencia a las acciones de la intemperie y deberán satisfacer las exigencias específicas de la norma UNE 21030.

Sobre este cable se colocará el mismo conector que llevan los módulos fotovoltaicos, que tiene aislamiento hasta 1.000 V, con seguridad clase II y las partes activas del mismo están protegidas contra contactos accidentales.

Desde el Cuadro de Protecciones de DC se llega hasta el inversor de la instalación con dos cables para cada string (uno positivo y otro negativo) **H1Z2Z2-K de 6 mm² de Cobre**. La tensión asignada será no inferior a 1 kV y tendrán un recubrimiento que garantice una buena resistencia a las acciones de la intemperie y deberán satisfacer las exigencias específicas de la norma UNE 21030.

El tendido de los conductores se hará con sumo cuidado, evitando la formación de cocas y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones exageradas, no dándose a los conductores curvaturas superiores a las admisibles para cada tipo.

Cálculos

Máxima caída de tensión

La caída de tensión en el punto más alejado no sobrepasará el 1,5% según ITC-BT 40.

Calculo de la sección de acuerdo a la siguiente formula:

$$S = \frac{P \cdot L}{\delta \cdot \Delta u \cdot U} = \frac{I \cdot L}{\delta \cdot \Delta u} \quad (5)$$

Donde:

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (6)$$
$$\cos \varphi = 1$$

S = Sección del conductor (mm²).

P = Potencia activa prevista para la línea (W).

L = Longitud de la línea (m).

δ = Conductividad del cable ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

Δu = Caída de tensión admisible (V).

U = Tensión de la línea (V).

Intensidad

La intensidad para cada rama será la del punto de máxima potencia de los módulos, al estar estos conectados en serie.

I_{pmax} (rama) = 10,64 A.

Con estos cableados la **caída de tensión máxima** para el caso más desfavorable tal y como refleja la tabla adjunta es de: **0,86 % < 1,5 %**

INVERSOR (36 KW)						
RECORRIDO		Longitud (m)	Sección (mm ²)	Intensidad (A)	Caída de tensión (V)	% Caída de tensión
desde	hasta					
1	Inversor	24	6	10,64	1,96	0,38
2		20	6	10,64	1,63	0,31
3		27,5	6	10,64	2,24	0,43
4		20	6	10,64	1,63	0,31
5		24	6	10,64	1,96	0,38
6		27	6	10,64	2,20	0,42
7		54,5	6	10,64	4,45	0,86
8		50	6	10,64	4,08	0,79
Maxima caída de tensión =						0,86
MEDIA =						0,49

Por otra parte, en servicio permanente y con los cables instalados al aire, los mismos cumplen sobradamente la intensidad máxima admisible (ITC-BT-19).

Materiales a emplear

Se detallan a continuación las principales características de los materiales a utilizar en la instalación que nos ocupa.

Conductores

Conductor aislado **H1Z2Z2-K - 1x6 mm²** en cobre

Designación UNE	H1Z2Z2-K
Aislamiento	Elastómero reticulado
Cubierta exterior	Elastómero reticulado
Tensión nominal	1 KV
Sección Unipolar	6 mm ² en Cu
Intensidad admisible permanente:	59 A (al aire)
Diámetro exterior	6,5 mm.
Resistencia a 20°C	3,39 Ω/km

Bandeja porta cables

Para el recorrido de circuitos de cables de CC de generación sobre la cubierta, y hasta el inversor solar por un lateral de la pared del edificio, se tenderán en bandeja porta cables. El modelo a utilizar:

- Bandeja aislante UNEX modelos U23X 60X100 de 100 mm de anchura con tapa.

Para el recorrido de circuitos de cables de CC de generación por el interior del edificio, y hasta el inversor solar, se tenderán en bandeja metálica de rejilla porta cables. El modelo a utilizar:

- Bandeja metálica de rejilla AISCAN BMPB606 de 100 mm de anchura.

Tubo porta cables

Para el recorrido de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos, se tenderán bajo tubo plástico con resistencia a los rayos ultravioletas.

- Tubo plástico de D= 20 mm

Corriente Alterna baja tensión.

La baja tensión en alterna discurre desde el inversor hasta el Cuadro general de BT. Las caídas de tensión se justifican en los cálculos y serán inferiores al 1,5%, (ITC-BT-40).

11. Armónicos y compatibilidad electromagnética.

Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente, incluyéndose en la documentación mencionada en el Real Decreto 1699/2011 los certificados que así lo acrediten, esta función la asegura el inversor (ver certificado de conformidad del inversor).

12. Balance Medioambiental.

La energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales debido a que se dispone de recursos inagotables, a escala humana, para cubrir las necesidades energéticas. Un elemento específico favorable a la energía solar fotovoltaica es que su aplicación suele tener lugar en el ámbito local, lo que hace innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

Las principales cargas ambientales se producen en las operaciones extractivas de las materias primas, aunque la mayor parte de las células fotovoltaicas que se fabrican en la actualidad son de silicio - material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante, y del que no se requieren cantidades significativas-, así como en el proceso industrial de fabricación de las células y módulos fotovoltaicos y de la estructura de montaje. En la fase de uso, las cargas ambientales son prácticamente despreciables y no implican emisiones de productos tóxicos, ya que sólo suponen ligeras tareas manuales de limpieza y supervisión.

Todos estos materiales pueden ser recuperados y reutilizados al final de la vida de los módulos, reduciendo de manera notable las cantidades destinadas a convertirse en residuos. Por lo general, cuando un módulo se daña, vuelve al productor para su reparación, reutilización o desecho.

El vidrio y el aluminio se incorporan a los cauces de reciclado, al igual que el silicio.

En el medio físico no existen afecciones sobre la calidad del aire, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente, aunque hay que tener especial cuidado con los impactos que se puedan derivar de una mala gestión de los módulos fotovoltaicos una vez agotada su vida útil, implementando estrategias de reciclado y reutilización de los materiales que constituyen el módulo fotovoltaico.

El principal impacto sobre el medio físico es el del efecto visual sobre el paisaje, susceptible de ser enmascarado o reducido en la mayoría de las instalaciones, para lo cual debe buscarse una integración respetuosa con el medio ambiente y los edificios.

1.1.1 Evaluación de las emisiones de CO₂ que dejan de emitirse a la atmósfera.

La energía solar fotovoltaica ayuda a disminuir los problemas medioambientales como:

- El efecto invernadero (Provocado por las emisiones de CO₂)
- La lluvia ácida (provocada por las emisiones de SO_x)

La siguiente tabla recoge las cantidades de los principales contaminantes que dejan de emitirse a la atmósfera por kWh de energía producida por energías renovables en lugar de con combustibles fósiles.

Cantidades que se dejan de emitir a la atmósfera por Kwh de energía producida por energías renovables	
CO ₂ (Kg)	0,6
SO ₂ (gr)	1,33
NO _x (gr)	1,67

A continuación se muestra el balance medioambiental de la instalación de 36kW, objeto de este proyecto.

BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES

Cantidades que dejan de emitirse a la atmósfera para 43,24 KWp				
Mes	Energía generada (Kwh)	CO ₂ (Kg/mes)	SO ₂ (gr/mes)	NO _x (gr/mes)
Enero	2.098,12	516,14	740,64	1.046,96
Febrero	2.758,90	678,69	973,89	1.376,69
Marzo	4.956,82	1.219,38	1.749,76	2.473,45
Abril	5.418,98	1.333,07	1.912,90	2.704,07
Mayo	6.717,67	1.652,55	2.371,34	3.352,12
Junio	7.038,95	1.731,58	2.484,75	3.512,44
Julio	7.262,05	1.786,46	2.563,50	3.623,76

Agosto	6.486,22	1.595,61	2.289,63	3.236,62
Septiembre	5.375,18	1.322,29	1.897,44	2.682,22
Octubre	3.939,92	969,22	1.390,79	1.966,02
Noviembre	2.358,22	580,12	832,45	1.176,75
Diciembre	1.757,66	432,38	620,45	877,07
TOTAL ANUAL	56.168,69	13.817,50	19.827,55	28.028,18

Tabla 3: Reducción de contaminantes por sustitución de combustibles fósiles Generador 36 kW.

Teniendo en cuenta que el consumo medio de un hogar español es de aproximadamente 3.000 kWh/año, la producción eléctrica de este sistema fotovoltaico conectado a la red supone alimentar a unos 19 hogares españoles.

Medidas preventivas y correctivas

En este apartado se tratará de dar soluciones que aminoren la importancia y magnitudes de los impactos señalados anteriormente. A continuación, se señalan las medidas correctoras tomadas y el momento que se ha considerado para ejecutarlas (en la fase de proyecto, en obra o en funcionamiento):

Corrección del Impacto Atmosférico

La existencia de las partículas sólidas, polvo, gases derivados de las operaciones de excavación y el tráfico de maquinaria ligera, los máximos niveles de contaminación atmosférica se producirán durante las fases de planificación y realización del proyecto.

Se utilizará la maquinaria en correctas condiciones, que realicen la combustión liberando niveles de gases nocivos de acuerdo a lo estimado en la normativa vigente en la fecha de fabricación de dicha maquinaria, incorporando si es preciso sistemas de recirculación de gases quemados y catalizadores monolíticos de oxidación, reducción y trifuncionales.

Las medidas protectoras a adoptar, dado que esta contaminación es debida principalmente a las operaciones de izado del material y movimiento de grabas e instalación de las estructuras y equipos que van a producir una contaminación sónica, ruidos, impactos temporales, además del tránsito de maquinaria ligera, serán:

- Instalación de silenciadores en los equipos móviles.
- Reducción de la velocidad de circulación.
- Construcción de una pantalla acústica perimetral que haga de barrera sónica para la disminución del nivel de presión acústica.
- Colocación de silenciadores en las maquinas utilizadas durante la fase de explotación y en los útiles empleados.

Corrección del impacto

Minoraremos los efectos de la siguiente manera:

- Para la gestión de los aceites usados y cualquier otro residuo de carácter peligroso que se genere en la fase de construcción se instará a lo especificado en la Ley 1011998, de 21 de abril, de Residuos, y normativas específicas. Se prohibirá expresamente la reparación o el cambio de aceite de la maquinaria en zonas que no estén expresamente destinadas a ello.

13. Distancia mínima entre filas de módulos.

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

$$d = h / \tan(61 - \text{latitud}) \quad (7)$$

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

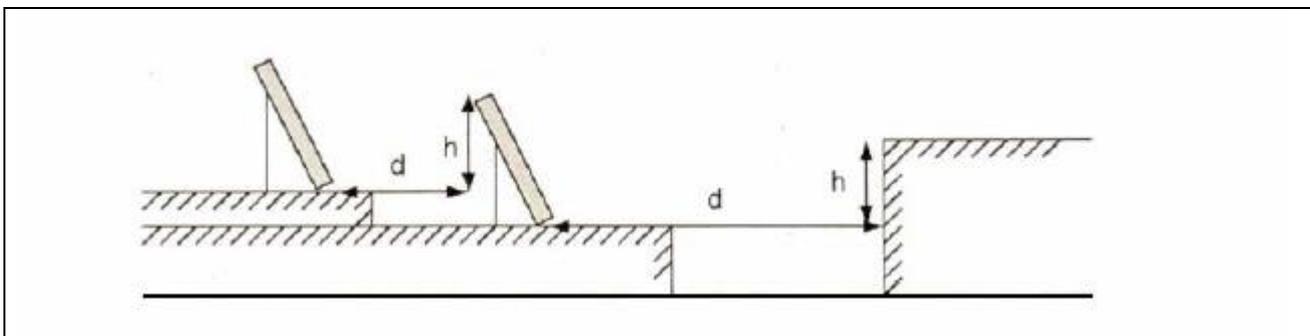


Figura 1. Distancia mínima entre filas de módulos.

Se trata de una cubierta plana por lo que se obtiene que sobre el mismo punto la distancia mínima para que en el solsticio de verano no haya sombras 4 horas en torno a las 12 horas solares es de:

$$\text{➤ } 0,376 \text{ metros}$$

La distancia que se deberá dejar hasta la primera fila de módulos es de:

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

$$\text{➤ } 1,493 = 1,5 \text{ metros}$$

Esta es la distancia que se ha respetado entre filas de módulos sobre la cubierta para conseguir una inclinación absoluta de los módulos de 10° y alcanzar un compromiso entre que se produzcan un mínimo de sombras en la instalación y optimizar la superficie útil de la cubierta.

Ver plano 3: Implantación de la instalación sobre la cubierta.

14. Instalaciones auxiliares.

Línea de Vida.

Debido a la construcción de la cubierta es necesario instalar una línea de vida alrededor del perímetro de la cubierta, de manera que se pueda trabajar en ella de una forma segura y facilite tanto los trabajos de instalación como los futuros trabajos de mantenimiento.



Una línea de vida (EN795 y EN353) es una instalación de seguridad que permite desplazamientos más o menos largos por las zonas donde exista riesgo de caída. Es un elemento o elementos rígidos o flexibles, fijados permanentemente a una estructura a la cual o a los cuales es posible sujetar un dispositivo de anclaje o un equipo de protección individual. Es un sistema completo, suministrado por el fabricante, con su correspondiente certificación, información e instrucciones. El cable de vida deberá tener una resistencia de 3600 daN. Existen dos tipos de líneas de vida: - Líneas de vida horizontales (EN-795): flexibles (clase C, de cable, cuerda o cinta) o rígidas (clase D). Estas últimas deberán llevar un anclaje cada metro, que deberá aguantar un mínimo de 10KN. - Líneas de vida Verticales (EN353): flexibles (EN 353-2, de cuerda o cable) o rígidas (EN 353-1, de rail, cable o pletina). Los puntos de anclaje del cable deben tener una resistencia mínima a la ruptura de 1000 daN y estar distribuidos de tal forma que en caso de caída accidental no se derive un movimiento pendular que podría acarrear un riesgo complementario de golpearse contra algún obstáculo fijo o móvil situado sobre la cubierta. Sistemas anticaídas retráctiles: Este dispositivo se fabrica en cinta o cable que va enrollado en el interior de una carcasa, la cual posee en su parte superior un punto de sujeción para su instalación. El cable o cinta lleva en su extremo un conector que se une al operario. El dispositivo posee un funcionamiento similar al de los cinturones de los coches, dejando correr libre la cinta o cable si no hay tensión, pero bloqueándose cuando existen una tensión determinada (Por ejemplo: al sufrir una caída). Los anclajes son los puntos de sujeción que soportarán la fuerza generada en una caída sobre el sistema de seguridad. Hay anclajes constructivos, anclajes mecánicos, químicos, soldados, de fortuna, de peso muerto y móviles. Todos estos sistemas de fijación deben cumplir con los requisitos de la norma UNE EN 795. Los anclajes no certificados no se podrán usar sin consultar al servicio de prevención. La unión entre la línea de vida y el arnés de seguridad se realiza mediante un carro especialmente diseñado para recorrer toda su longitud. El carro se desliza por el cable sin manipulación externa y en caso de caída del trabajador, se bloquea, eliminando así los riesgos de caída de altura y la aparición de oscilaciones muy peligrosas para el trabajador. La unión entre el carro y la cuerda de amarre del arnés que lleva el operario se efectúa a través de un dispositivo anticaídas de clase A, Tipo 1.

I.C. de Zaragoza, 01 de Diciembre de 2.020

SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES
El Funcionario Municipal

El Ingeniero Industrial
Colegiado nº: 2611 COIAR

Fdo: Fco Javier Pérez Abad

Fdo: César Gimeno Alcalá
Asistencia Técnica Externa

ANEXOS

ANEXO 1: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y CERTIFICADOS DE CONFORMIDAD DE
LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

ANEXO 2: ESPECIFICACIONES TECNICAS Y CERTIFICADOS DE CONFORMIDAD
DEL INVERSOR

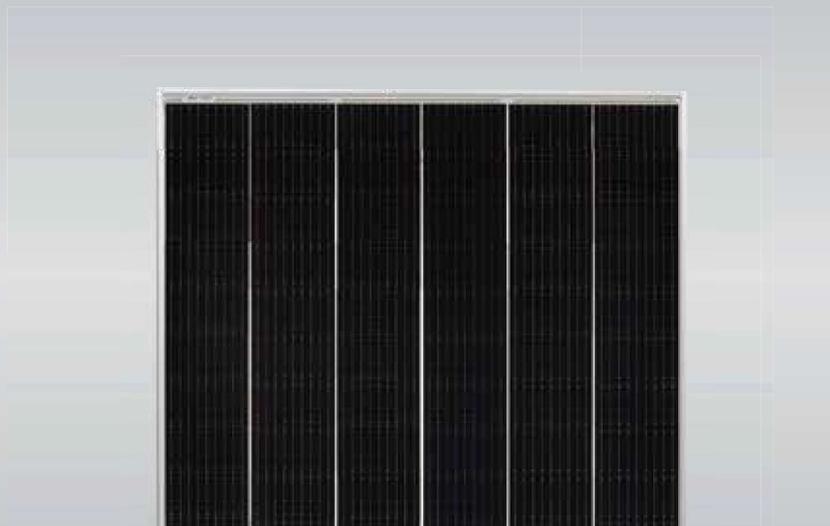
ANEXO 3: RESULTADOS SIMULACIÓN PVSYST

ANEXO 1: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y CERTIFICADOS DE CONFORMIDAD DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

Tiger Mono-facial 440-460 Watt

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%



KEY FEATURES



TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 20.78%)



9BB instead of 5BB

9BB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



Higher lifetime Power Yield

2.5% first year degradation,
0.6% linear degradation



Best Warranty

12 year product warranty,
25 year linear power warranty



Reduce Hot-spot issues

TR technology reduced the cell current in both bus bars and finger grid line to reduce hot-spot issues



Avoid debris, cracks and broken gate risk effectively

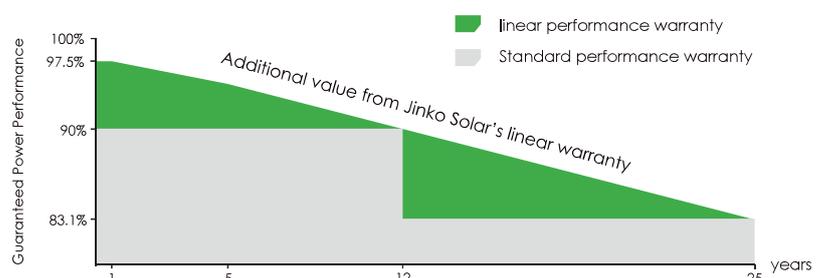
9BB technology using circular ribbon that could avoid debris, cracks and broken gate risk effectively



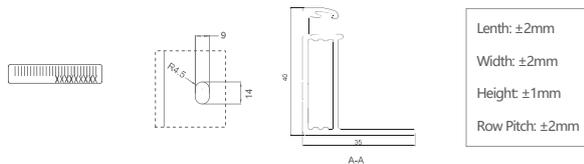
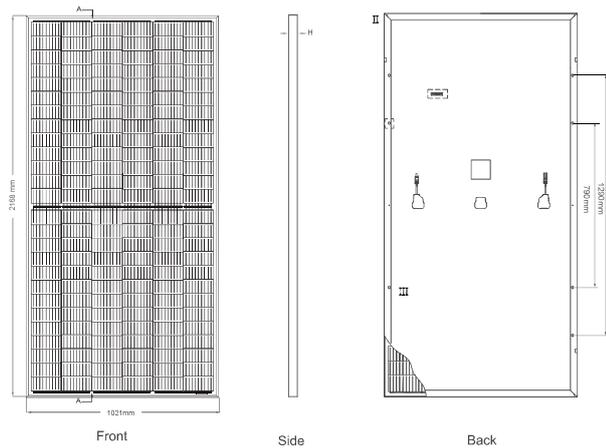
- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730 certified product

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.6% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings

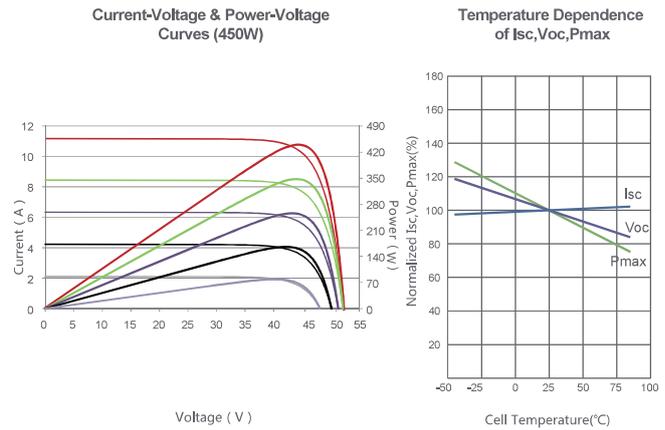


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

27pcs/pallets, 54pcs/stack, 540pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No.of cells	156 (2×78)
Dimensions	2168×1021×40mm (85.35×40.20×1.57 inch)
Weight	25.4 kg (56.0 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM440M-7RL3-V		JKM445M-7RL3-V		JKM450M-7RL3-V		JKM455M-7RL3-V		JKM460M-7RL3-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp	455Wp	339Wp	460Wp	342Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.81V	39.44V	42.92V	39.46V	43.02V	39.57V	43.13V	39.69V	43.24V	39.75V
Maximum Power Current (Imp)	10.28A	8.30A	10.37A	8.39A	10.46A	8.46A	10.55A	8.53A	10.64A	8.61A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.50V	48.51V	51.60V	48.60V	51.70V	48.70V	51.80V	48.79V	51.90V	48.88V
Short-circuit Current (Isc)	11.14A	9.00A	11.23A	9.07A	11.32A	9.14A	11.41A	9.22A	11.50A	9.29A
Module Efficiency STC (%)	19.88%		20.10%		20.33%		20.56%		20.78%	
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	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

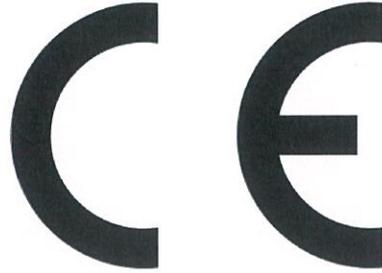
* STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

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. Tiger JKM440-460M-7RL3-V-D3-EN

CE DECLARATION OF CONFORMITY



Business name of the manufacturer:

Jinko Solar Co. Ltd.

Full address of the manufacture:

No.1 Jinko Road, Shangrao Economic Development Zone,
Jiangxi Province, China

To whom it may concern

WE, Jinko Solar Co. Ltd., hereby declare under our sole responsibility that the product(s):

DESCRIPTION : Photovoltaic solar module

BRAND: JinkoSolar

MODULE TYPE (S):

Module type family A: 6" mono c-Si

JKMxxxM-72	JKMSxxxM-72-J	JKMxxxM-72 (Plus)
JKMSxxxM-72-TI	JKMxxxM-72L	JKMSxxxM-72L-TI
JKMxxxM-72B	JKMSxxxM-72B-TI	JKMxxxM-72BL
JKMSxxxM-72BL-TI	JKMSxxxM-72	

(xxx=335-410, in steps of 5, 72 cells)

JKMxxxM-60	JKMSxxxM-60-J	JKMxxxM-60 (Plus)
JKMSxxxM-60-TI	JKMxxxM-60L	JKMSxxxM-60L-TI
JKMxxxM-60B	JKMSxxxM-60B-TI	JKMxxxM-60BL
JKMSxxxM-60BL-TI	JKMSxxxM-60	

(xxx=270-340, in steps of 5, 60 cells)

Module type family A: 6" mono c-Si

MMxxx-72LA-MB	MMxxx-72LA-AB	SMMxxx-72LA-MB
SMMxxx-72LA-MB-TI	SMMxxx-72LA-AB-TI	

(xxx=335-410, in steps of 5, 72 cells)

MMxxx-60LA-MB	SMMxxx-60LA-MB-TI
MMxxx-60LA-AB	SMMxxx-60LA-AB-TI

(xxx=270-340, in steps of 5, 60 cells)

Module type family A: 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMxxxM-72H	JKMxxxM-72HL	JKMxxxM-72HB	JKMxxxM-72HBL
JKMSxxxM-72H-TI	JKMSxxxM-72HB-TI		
JKMSxxxM-72HL-TI	JKMSxxxM-72HBL-TI		
(xxx=335-425, in steps of 5, 144 cells)			
JKMxxxM-60H	JKMxxxM-60HL	JKMxxxM-60HB	
JKMxxxM-60HBL	JKMSxxxM-60H-TI	JKMSxxxM-60HL-TI	
JKMSxxxM-60HB-TI	JKMSxxxM-60HBL-TI		
(xxx=270-350, in steps of 5, 120 cells)			

Module type family A': 6" mono c-Si (with cut cell)

MMxxx-72HLA-MB	SMMxxx-72HLA-MB-TI
MMxxx-72HLA-AB	SMMxxx-72HLA-AB-TI
(xxx=335-425, in steps of 5, 144 cells)	
MMxxx-60HLA-MB	SMMxxx-60HLA-MB-TI
MMxxx-60HLA-AB	SMMxxx-60HLA-AB-TI
(xxx=270-350, in steps of 5, 120 cells)	

Module type family A': 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMxxxM-72HL-Q	JKMSxxxM-72HL-TI-Q
JKMxxxM-72HBL-Q	JKMSxxxM-72HBL-TI-Q
(xxx=335-425, in steps of 5, 144 cells)	
JKMxxxM-60HL-Q	JKMSxxxM-60HL-TI-Q
JKMxxxM-60HBL-Q	JKMSxxxM-60HBL-TI-Q
(xxx=270-350, in steps of 5, 120 cells)	

Module type family B: 6" poly c-Si

JKMxxxPP-72	JKMxxxPP-72 (Plus)	JKMxxxPP-72B
JKMSxxxPP-72	JKMSxxxPP-72-J	
(xxx=320-355, in steps of 5, 72 cells)		
JKMxxxPP-60	JKMxxxPP-60 (Plus)	JKMxxxPP-60B
JKMSxxxPP-60	JKMSxxxPP-60-J	
(xxx=260-290, in steps of 5, 60 cells)		

Module type family B: 6" poly c-Si (with cut cell)

JKMxxxPP-72H	JKMxxxPP-72HB
(xxx=330-380, in steps of 5, 144 cells)	
JKMxxxPP-60H	JKMxxxPP-60HB
(xxx=260-315, in steps of 5, 120 cells)	

Module type family C: 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMxxxM-72H-T	JKMxxxM-72HL-T
(xxx=375-425, in steps of 5, 144 cells)	
JKMxxxM-60H-T	JKMxxxM-60HL-T
(xxx=315-355, in steps of 5, 120 cells)	

Module type family C': 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMxxxM-72HL-T-Q	MMxxx-72HLA-BB
(xxx=375-425, in steps of 5, 144 cells)	

JKMxxxM-6OHL-T-Q MMxxx-6OHLA-BB
(xxx=315-355, in steps of 5, 120 cells)

Module type family D: 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMxxxN-72H-T JKMSxxxN-72HL-T
(xxx=375-425, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxN-60H-T JKMSxxxN-60HL-T
(xxx=315-355 in steps of 5, 120 cells)

Module type family E: 6" mono c-Si

JKMSxxxM-72-MX3 JKMSxxxM-72B-MX3
JKMSxxxM-72L-MX3 JKMSxxxM-72BL-MX3
(xxx=335-395, in steps of 5, 72 cells)
JKMSxxxM-60-MX3 JKMSxxxM-60B-MX3
JKMSxxxM-60L-MX3 JKMSxxxM-60BL-MX3
(xxx=270-340, in steps of 5, 60 cells)

Module type family E': 6" mono c-Si

SMMxxx-72LA-MB-MX3 SMMxxx-72LA-AB-MX3
(xxx=335-395, in steps of 5, 72 cells)
SMMxxx-60LA-MB-MX3 SMMxxx-60LA-AB-MX3
(xxx=270-340, in steps of 5, 60 cells)

Module type family E: 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMSxxxM-72H-MX3 JKMSxxxM-72HB-MX3
JKMSxxxM-72HL-MX3 JKMSxxxM-72HBL-MX3
(xxx=335-395, in steps of 5, 144 cells)
JKMSxxxM-60H-MX3 JKMSxxxM-60HB-MX3
JKMSxxxM-60HL-MX3 JKMSxxxM-60HBL-MX3
(xxx=270-340, in steps of 5, 120 cells)

Module type family E': 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMSxxxM-72HL-MX3-Q JKMSxxxM-72HBL-MX3-Q
SMMxxx-72HLA-MB-MX3 SMMxxx-72HLA-AB-MX3
(xxx=335-395, in steps of 5, 144 cells)
JKMSxxxM-60HL-MX3-Q JKMSxxxM-60HBL-MX3-Q
SMMxxx-60HLA-MB-MX3 SMMxxx-60HLA-AB-MX3
(xxx=270-340, in steps of 5, 120 cells)

Module type family F: 6" poly c-Si

JKMSxxxPP-72-MX3 JKMSxxxPP-72B-MX3
JKMSxxxPP-72L-MX3 JKMSxxxPP-72BL-MX3
(xxx=320-355, in steps of 5, 72 cells)
JKMSxxxPP-60-MX3 JKMSxxxPP-60B-MX3
JKMSxxxPP-60L-MX3 JKMSxxxPP-60BL-MX3
(xxx=260-290, in steps of 5, 60 cells)

Module type family F: 6" poly c-Si (with cut cell)

JKMSxxxPP-72H-MX3 JKMSxxxPP-72HB-MX3

JKMSxxxPP-72HL-MX3 JKMSxxxPP-72HBL-MX3
(xxx=330-380, in steps of 5, 144cells)
JKMSxxxPP-60H-MX3 JKMSxxxPP-60HB-MX3
JKMSxxxPP-60HL-MX3 JKMSxxxPP-60HBL-MX3
(xxx=260-315, in steps of 5, 120 cells)

Module type family G: 6" Type Mono c-Si (with cut cell)

JKMxxxM-72H-MBB JKMSxxxM-72H-MBB-TI
(xxx=385-415, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60H-MBB JKMSxxxM-60H-MBB-TI
(xxx=320-345, in steps of 5, 120 cells)

Module type family H: 6"Bifacial half P-Type Mono c-Si

JKMxxxM-72H-MBB-T
(xxx=385-405, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60H-MBB-T
(xxx=320-335, in steps of 5, 120 cells)

Module type family I: 6"Bifacial half N-Type Mono c-Si

JKMxxxN-72H-MBB-T
(xxx=390-420, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxN-60H-MBB-T
(xxx=330-350, in steps of 5, 120 cells)

Module type family J: 6" Type Mono c-Si

JKSM3-DFCA-xxx
(xxx=400-440, in steps of 5, 156 cells)
JKSM3-CFCA-xxx
(xxx=335-370, in steps of 5, 132 cells)

Module type family K: 6" Type Mono c-Si

JKSM3-DHCA-xxx
(xxx=400-450, in steps of 5, 156 cells)
JKSM3-CHCA-xxx
(xxx=340-380, in steps of 5, 132 cells)

Module type family L: 6"Bifacial half N-Type Mono c-Si

JKSN3-DHCA-xxx
(xxx=410-440, in steps of 5, 156 cells)
JKSN3-CHCA-xxx
(xxx=345-370, in steps of 5, 132 cells)

Module type family M: 6" Type Mono c-Si

JKMxxxM-78H JKMSxxxM-78H-TI
(xxx=405-465, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-66H JKMSxxxM-66H-TI
(xxx=340-390, in steps of 5, 132 cells)

Module type family M': 6" Type Mono c-Si

MMxxx-78HLA-MB SMMxxx-78HLA-MB-TI

(xxx=405-465, in steps of 5, 156 cells)
MMxxx-66HLA-MB SMMxxx-66HLA-MB-TI
(xxx=340-390, in steps of 5, 132 cells)

Module type family N: 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-78HB JKMSxxxM-78HB-TI
(xxx=405-435, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-66HB JKMSxxxM-66HB-TI
(xxx=340-365, in steps of 5, 132 cells)

Module type family N': 6" Type Mono c-Si
MMxxx-78HLA-AB SMMxxx-78HLA-AB-TI
(xxx=405-435, in steps of 5, 156 cells)
MMxxx-66HLA-AB SMMxxx-66HLA-AB-TI
(xxx=340-365, in steps of 5, 132 cells)

Module type family O: 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si
JKMxxxM-78H-T
(xxx=405-455, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-66H-T
(xxx=340-385, in steps of 5, 132 cells)

Module type family P: 6" Bifacial half N-Type Mono c-Si
JKMxxxN-78H-T
(xxx=410-460, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxN-66H-T
(xxx=345-385, in steps of 5, 132 cells)

Module type family Q 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-7RL3 JKMSxxxM-7RL3-TI
(xxx=430-475, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-6RL3 JKMSxxxM-6RL3-TI
(xxx=360-400, in steps of 5, 132 cells)

Module type family Q 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-6TL3 JKMSxxxM-6TL3-TI
(xxx=335-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family R 6" Type Mono c-Si
JKMxxxN-7RL3 JKMSxxxN-7RL3-TI
(xxx=430-475, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxN-6RL3 JKMSxxxN-6RL3-TI
(xxx=360-400, in steps of 5, 132 cells)

Module type family R 6" Type Mono c-Si
JKMxxxN-6TL3 JKMSxxxN-6TL3-TI
(xxx=335-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family S: 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si
JKMxxxM-7RL3-T JKMSxxxM-7RL3-T-J
(xxx=420-475, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-6RL3-T JKMSxxxM-6RL3-T-J
(xxx=355-400, in steps of 5, 132 cells)

Module type family S: 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si
JKMxxxM-6TL3-T
(xxx=325-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family T: 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si
JKMxxxN-7RL3-T JKMSxxxN-7RL3-T-J
(xxx=425-475, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxN-6RL3-T JKMSxxxN-6RL3-T-J
(xxx=355-400, in steps of 5, 132 cells)

Module type family T: 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si
JKMxxxN-6TL3-T
(xxx=325-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family U: 6" Type Mono c-Si (with cut cell)
JKMxxxN-72H-MBB JKMSxxxN-72H-MBB-TI
(xxx=385-425, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxN-60H-MBB JKMSxxxN-60H-MBB-TI
(xxx=320-350, in steps of 5, 120 cells)

Module type family V 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-7RL3-B JKMSxxxM-7RL3-B-TI
(xxx=425-480, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-6RL3-B JKMSxxxM-6RL3-B-TI
(xxx=360-405, in steps of 5, 132 cells)

Module type family V 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-6TL3-B JKMSxxxM-6TL3-B-TI
(xxx=320-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family W 6" Type Mono c-Si
JKMxxxN-7RL3-B JKMSxxxN-7RL3-B-TI
(xxx=425-480, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxN-6RL3-B JKMSxxxN-6RL3-B-TI
(xxx=360-405, in steps of 5, 132 cells)

Module type family W 6" Type Mono c-Si
JKMxxxN-6TL3-B JKMSxxxN-6TL3-B-TI
(xxx=320-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family X: 6" Type Mono c-Si
JKMxxxN-72H-MBB-B JKMSxxxN-72H-MBB-B-TI

(xxx=380-400, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxN-60H-MBB-B JKMSxxxN-60H-MBB-B-TI
(xxx=315-330, in steps of 5, 120 cells)

Module type family Y: 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-72HLM
(xxx=420-455, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60HLM
(xxx=350-375, in steps of 5, 120 cells)

Module type family A: 6" mono c-Si
JKMxxxM-72-V JKMxxxM-72B-V JKMxxxM-72 (Plus) -V
JKMxxxM-72L-V JKMxxxM-72BL-V JKMSxxxM-72-V
JKMSxxxM-72-V-J JKMSxxxM-72-V-TI JKMSxxxM-72L-V-TI
JKMSxxxM-72B-V-TI JKMSxxxM-72BL-V-TI
(xxx=335-410, in steps of 5, 72 cells)
JKMxxxM-60-V JKMxxxM-60B-V JKMxxxM-60 (Plus) -V
JKMxxxM-60L-V JKMxxxM-60BL-V JKMSxxxM-60-V
JKMSxxxM-60-V-J JKMSxxxM-60-V-TI JKMSxxxM-60L-V-TI
JKMSxxxM-60B-V-TI JKMSxxxM-60BL-V-TI
(xxx=270-340, in steps of 5, 60 cells)

Module type family A: 6" mono c-Si (with cut cell)
JKMxxxM-72H-V JKMxxxM-72HL-V JKMxxxM-72HB-V
JKMxxxM-72HBL-V JKMSxxxM-72H-V-TI JKMSxxxM-72HL-V-TI
JKMSxxxM-72HB-V-TI JKMSxxxM-72HBL-V-TI
(xxx=335-425, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60H-V JKMxxxM-60HL-V JKMxxxM-60HB-V
JKMxxxM-60HBL-V JKMSxxxM-60H-V-TI JKMSxxxM-60HL-V-TI
JKMSxxxM-60HB-V-TI JKMSxxxM-60HBL-V-TI
(xxx=270-350, in steps of 5, 120 cells)

Module type family A': 6" mono c-Si
MMxxx-72LA-MBV MMxxx-72LA-ABV SMMxxx-72LA-MBV
SMMxxx-72LA-MBV-TI SMMxxx-72LA-ABV-TI
(xxx=335-410, in steps of 5, 72 cells)
MMxxx-60LA-MBV MMxxx-60LA-ABV
SMMxxx-60LA-MBV-TI SMMxxx-60LA-ABV-TI
(xxx=270-340, in steps of 5, 60 cells)

Module type family A': 6" mono c-Si (with cut cell)
JKMxxxM-72HL-V-Q JKMSxxxM-72HL-V-TI-Q MMxxx-72HLA-MBV
MMxxx-72HLA-ABV SMMxxx-72HLA-MBV-TI SMMxxx-72HLA-ABV-TI
(xxx=335-425, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60HL-V-Q JKMSxxxM-60HL-V-TI-Q MMxxx-60HLA-MBV
MMxxx-60HLA-ABV SMMxxx-60HLA-MBV-TI SMMxxx-60HLA-ABV-TI
(xxx=270-350, in steps of 5, 120 cells)

Module type family B: 6" poly c-Si
JKMxxxPP-72-V JKMxxxPP-72B-V JKMxxxPP-72 (Plus) -V

JKMSxxxPP-72-V JKMSxxxPP-72-V-J
xxx=320-355, in steps of 5, 72 cells)
JKMxxxPP-60-V JKMSxxxPP-60B-V JKMSxxxPP-60 (Plus) -V
JKMSxxxPP-60-V JKMSxxxPP-60-V-J
(xxx=260-290, in steps of 5, 60 cells)

Module type family B: 6" poly c-Si (with cut cell)

JKMxxxPP-72H-V JKMSxxxPP-72HB-V
(xxx=330-380, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxPP-60H-V JKMSxxxPP-60HB-V
(xxx=260-315, in steps of 5, 120 cells)

Module type family C': 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMxxxM-72H-TV JKMSxxxM-72HL-TV
(xxx=375-425, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60H-TV JKMSxxxM-60HL-TV
(xxx=315-355, in steps of 5, 120 cells)

Module type family C': 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMxxxM-72HL-TV-Q MMxxx-72HLA-BBV
(xxx=375-425, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60HL-TV-Q MMxxx-60HLA-BBV
(xxx=315-355, in steps of 5, 120 cells)

Module type family D: 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMxxxN-72H-TV JKMSxxxN-72HL-TV
(xxx=375-425, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxN-60H-TV JKMSxxxN-60HL-TV
(xxx=315-355, in steps of 5, 120 cells)

Module type family E: 6" mono c-Si

JKMSxxxM-72-V-MX3 JKMSxxxM-72B-V-MX3
JKMSxxxM-72L-V-MX3 JKMSxxxM-72BL-V-MX3
(xxx=335-395, in steps of 5, 72 cells)
JKMSxxxM-60-V-MX3 JKMSxxxM-60B-V-MX3
JKMSxxxM-60L-V-MX3 JKMSxxxM-60BL-V-MX3
(xxx=270-340, in steps of 5, 60 cells)

Module type family E': 6" mono c-Si

SMMxxx-72LA-MBV-MX3 SMMxxx-72LA-ABV-MX3
(xxx=335-395, in steps of 5, 72 cells)
SMMxxx-60LA-MBV-MX3 SMMxxx-60LA-ABV-MX3
(xxx=270-340, in steps of 5, 60 cells)

Module type family E: " mono c-Si (with cut cell)

JKMSxxxM-72H-V-MX3 JKMSxxxM-72HB-V-MX3
JKMSxxxM-72HL-V-MX3 JKMSxxxM-72HBL-V-MX3
(xxx=335-395, in steps of 5, 144 cells)
JKMSxxxM-60H-V-MX3 JKMSxxxM-60HB-V-MX3
JKMSxxxM-60HL-V-MX3 JKMSxxxM-60HBL-V-MX3

(xxx=270-340, in steps of 5, 120 cells)

Module type family E': 6" mono c-Si (with cut cell)

JKMSxxxM-72HL-V-MX3-Q SMMxxx-72HLA-MBV-MX3
SMMxxx-72HLA-ABV-MX3

(xxx=335-395, in steps of 5, 144 cells)

JKMSxxxM-6OHL-V-MX3-Q SMMxxx-6OHLA-MBV-MX3
SMMxxx-6OHLA-ABV-MX3

(xxx=270-340, in steps of 5, 120 cells)

Module type family F: 6" poly c-Si

JKMSxxxPP-72-V-MX3 JKMSxxxPP-72B-V-MX3
JKMSxxxPP-72L-V-MX3 JKMSxxxPP-72BL-V-MX3

(xxx=320-355, in steps of 5, 72 cells)

JKMSxxxPP-60-V-MX3 JKMSxxxPP-60B-V-MX3
JKMSxxxPP-60L-V-MX3 JKMSxxxPP-60BL-V-MX3

(xxx=260-290, in steps of 5, 60 cells)

Module type family F: 6" poly c-Si (with cut cell)

JKMSxxxPP-72H-V-MX3 JKMSxxxPP-72HB-V-MX3
JKMSxxxPP-72HL-V-MX3 JKMSxxxPP-72HBL-V-MX3

(xxx=330-380, in steps of 5, 144 cells)

JKMSxxxPP-60H-V-MX3 JKMSxxxPP-60HB-V-MX3
JKMSxxxPP-6OHL-V-MX3 JKMSxxxPP-60HBL-V-MX3

(xxx=260-315, in steps of 5, 120 cells)

Module type family G: 6"Bifacial half N-Type Mono c-Si

JKMxxxN-72H-MBB-TV

(xxx=390-420, in steps of 5, 144 cells)

JKMxxxN-60H-MBB-TV

(xxx=330-350, in steps of 5, 120 cells)

Module type family H: 6"Bifacial half P-Type Mono c-Si

JKMxxxM-72H-MBB-TV

(xxx=385-405, in steps of 5, 144 cells)

JKMxxxM-60H-MBB-TV

(xxx=320-335, in steps of 5, 120 cells)

Module type family I: 6" Type Mono c-Si

JKMxxxM-72H-MBB-V JKMSxxxM-72H-MBB-V-TI

(xxx=385-415, in steps of 5, 144 cells)

JKMxxxM-60H-MBB-V JKMSxxxM-60H-MBB-V-TI

(xxx=320-345, in steps of 5, 120 cells)

Module type family J: 6"Bifacial half N-Type Mono c-Si

JKSN3-DCCA-xxx

(xxx=410-440, in steps of 5, 156 cells)

JKSN3-CCCA-xxx
(xxx=345-370, in steps of 5, 132 cells)

Module type family K: 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si
JKSM3-DCCA-xxx
(xxx=400-450, in steps of 5, 156 cells)
JKSM3-CCCA-xxx
(xxx=340-380, in steps of 5, 132 cells)

Module type family L: 6" Type Mono c-Si
JKSM3-DACA-xxx
(xxx=400-440, in steps of 5, 156 cells)
JKSM3-CACA-xxx
(xxx=335-370, in steps of 5, 132 cells)

Module type family M: 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-78H-V JKMSxxxM-78H-V-TI
(xxx=405-465, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-66H-V JKMSxxxM-66H-V-TI
(xxx=340-390, in steps of 5, 132 cells)

Module type family M': 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-78H-V-Q JKMSxxxM-78H-V-TI-Q
MMxxx-78HLA-MBV SMMxxx-78HLA-MBV-TI
(xxx=405-465, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-66H-V-Q JKMSxxxM-66H-V-TI-Q
MMxxx-66HLA-MBV SMMxxx-66HLA-MBV-TI
(xxx=340-390, in steps of 5, 132 cells)

Module type family N: 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-78HB-V JKMSxxxM-78HB-V-TI
(xxx=405-435, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-66HB-V JKMSxxxM-66HB-V-TI
(xxx=340-365, in steps of 5, 132 cells)

Module type family N': 6" Type Mono c-Si
MMxxx-78HLA-ABV SMMxxx-78HLA-ABV-TI
(xxx=405-435, in steps of 5, 156 cells)
MMxxx-66HLA-ABV SMMxxx-66HLA-ABV-TI
(xxx=340-365, in steps of 5, 132 cells)

Module type family O: 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si
JKMxxxM-78H-TV
(xxx=405-455, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-66H-TV
(xxx=340-385, in steps of 5, 132 cells)

Module type family O': 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si
JKMxxxM-78H-TV-Q MMxxx-78HLA-BBV
(xxx=405-455, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-66H-TV-Q MMxxx-66HLA-BBV
(xxx=340-385, in steps of 5, 132 cells)

Module type family P: 6" Bifacial half N-Type Mono c-Si
JKMxxxN-78H-TV
(xxx=410-460, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxN-66H-TV
(xxx=345-385, in steps of 5, 132 cells)

Module type family Q 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-7RL3-V JKMxxxM-7RL3-V-J JKMSxxxM-7RL3-V-TI
(xxx=430-475, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-6RL3-V JKMxxxM-6RL3-V-J JKMSxxxM-6RL3-V-TI
(xxx=360-400, in steps of 5, 132 cells)
JKMxxxM-6TL3-V JKMSxxxM-6TL3-V-TI
(xxx=335-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family R 6" Type Mono c-Si
JKMxxxN-7RL3-V JKMxxxN-7RL3-V-J JKMSxxxN-7RL3-V-TI
(xxx=430-475, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxN-6RL3-V JKMxxxN-6RL3-V-J JKMSxxxN-6RL3-V-TI
(xxx=360-400, in steps of 5, 132 cells)
JKMxxxN-6TL3-V JKMSxxxN-6TL3-V-TI
(xxx=335-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family S: 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si
JKMxxxM-7RL3-TV JKMxxxM-7RL3-TV-J
(xxx=420-475, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-6RL3-TV JKMxxxM-6RL3-TV-J
(xxx=355-400, in steps of 5, 132 cells)
JKMxxxM-6TL3-TV
(xxx=325-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family T: 6" Bifacial half N-Type Mono c-Si
7RL3-TV JKMxxxN-7RL3-TV-J
(xxx=425-475, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxN-6RL3-TV JKMxxxN-6RL3-TV-J
(xxx=355-400, in steps of 5, 132 cells)
JKMxxxN-6TL3-TV
(xxx=325-365, in steps of 5, 120 cells)

Module type family U: 6" Type Mono c-Si (with cut cell)
JKMxxxN-72H-MBB-V JKMSxxxN-72H-MBB-V-TI
(xxx=385-425, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxN-60H-MBB-V JKMSxxxN-60H-MBB-V-TI
(xxx=320-350, in steps of 5, 120 cells)

Module type family V 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-7RL3-B-V JKMSxxxM-7RL3-B-V-TI
(xxx=425-450, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxM-6RL3-B-V JKMSxxxM-6RL3-B-V-TI
(xxx=360-380, in steps of 5, 132 cells)

Module type family W 6" Type Mono c-Si
JKMxxxN-7RL3-B-V JKMSxxxN-7RL3-B-V-TI
(xxx=425-450, in steps of 5, 156 cells)
JKMxxxN-6RL3-B-V JKMSxxxN-6RL3-B-V-TI
(xxx=360-380, in steps of 5, 132 cells)

Module type family X: 6" Type Mono c-Si
JKMxxxN-72H-MBB-B-V JKMSxxxN-72H-MBB-B-V-TI
(xxx=380-400, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxN-60H-MBB-B-V JKMSxxxN-60H-MBB-B-V-TI
(xxx=315-330, in steps of 5, 120 cells)

Module type family Y: 6" Type Mono c-Si
JKMxxxM-72HLM-V
(xxx=420-455, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60HLM-V
(xxx=350-375, in steps of 5, 120 cells)

Family A (with N-Type Mono c-Si)
JKMxxxM-72L-BDV JKMSxxxM-72-BDV
(xxx=375-405, in steps of 5, 72 cells)
JKMxxxM-72HL-BDV JKMSxxxM-72H-BDV
(xxx=390-410, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60L-BDV JKMSxxxM-60-BDV
(xxx=310-335, in steps of 5, 60 cells)
JKMxxxM-60HL-BDV JKMSxxxM-60H-BDV
(xxx=325-340, in steps of 5, 120 cells)

Family B (with P-Type Mono c-Si)
JKMxxxM-72L-BDVP JKMSxxxM-72-BDVP
(xxx=370-410, in steps of 5, 72 cells)
JKMxxxM-72HL-BDVP JKMSxxxM-72H-BDVP
(xxx=375-430, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60L-BDVP JKMSxxxM-60-BDVP
(xxx=305-340, in steps of 5, 60 cells)
JKMxxxM-60HL-BDVP JKMSxxxM-60H-BDVP
(xxx=310-355, in steps of 5, 120 cells)

Family C (with N-Type Mono c-Si)
JKMxxxN-72H-MBB-BDV
(xxx=390-415, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxN-60H-MBB-BDV
(xxx=330-345, in steps of 5, 120 cells)

Family D (with P-Type Mono c-Si)
JKMxxxM-72H-MBB-BDVP
(xxx=380-415, in steps of 5, 144 cells)
JKMxxxM-60H-MBB-BDVP

(xxx=315-345, in steps of 5, 120 cells)

Family E (with N-Type Mono c-Si)

JKSN3-DDCA-xxx

(xxx=405-435, in steps of 5, 156 cells)

JKSN3-CDCA-xxx

(xxx=345-365, in steps of 5, 132 cells)

Family F (with P-Type Mono c-Si)

JKSM3-DDCA-xxx

(xxx=405-430, in steps of 5, 156 cells)

JKSM3-CDCA-xxx

(xxx=345-360, in steps of 5, 132 cells)

Family G (with P-Type Mono c-Si)

JKMxxxM-78H-BDVP

(xxx=415-455, in steps of 5, 156 cells)

JKMxxxM-66H-BDVP

(xxx=350-385, in steps of 5, 132 cells)

Family H (with N-Type Mono c-Si)

JKMxxxN-78H-BDV

(xxx=415-460, in steps of 5, 156 cells)

JKMxxxN-66H-BDV

(xxx=350-385, in steps of 5, 132 cells)

Module type family I: 6" Bifacial half P-Type Mono c-Si

JKMxxxM-7RL3-BDVP JKMxxxM-7RL3-BDVP-J

(xxx=440-465, in steps of 5, 156 cells)

JKMxxxM-6RL3-BDVP JKMxxxM-6RL3-BDVP-J

(xxx=375-390, in steps of 5, 132 cells)

Module type family J: 6" Bifacial half N-Type Mono c-Si

JKMxxxN-7RL3-BDV

(xxx=440-465, in steps of 5, 156 cells)

JKMxxxN-6RL3-BDV

xxx=375-390, in steps of 5, 132 cells)

Family K (with P-Type Mono c-Si)

JKMxxxM-78HL3-BDVP JKMxxxM-78HL3-MBB-BDVP

(xxx=450-480, in steps of 5, 156 cells)

JKMxxxM-66HL3-BDVP JKMxxxM-66HL3-MBB-BDVP

(xxx=380-405, in steps of 5, 132 cells)

Family L (with P-Type Mono c-Si)

JKMxxxM-72HLM-BDVP

(xxx=415-460, in steps of 5, 144 cells)

JKMxxxM-60HLM-BDVP

(xxx=345-380, in steps of 5, 120 cells)

MANUFACTURER: Jinko Solar Co. Ltd.

Are in conformity with the following standards:

THE LOW VOLTAGE EUROPEAN DIRECTIVE 2014/35/EU.

EN 61215-1:2016

EN 61215-2:2017

EN 61215-1-1:2016

EN IEC 61730-1:2018

EN IEC 61730-2:2018

CE MARK OF DATE: 2020

The institute TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90341 Nürnberg. has tested and certified the product(s). The technical documentation and full compliance with the standards listed above proves the conformity of the product with the requirements of the above-mentioned EC Council directive.

This document has been issued in English. In case of translation discrepancy of this document, the English version shall prevail.



Date of issue: December 2020

Place of issue: China

Title - Name - Signature: CFO Caohaiyun

ANEXO 2: ESPECIFICACIONES TECNICAS Y CERTIFICADOS DE CONFORMIDAD DEL INVERSOR

SUN2000-36KTL Smart String Inverter



Inteligente

Monitorización a nivel de strings



Eficiente

Eficiencia máxima del 98,6 %



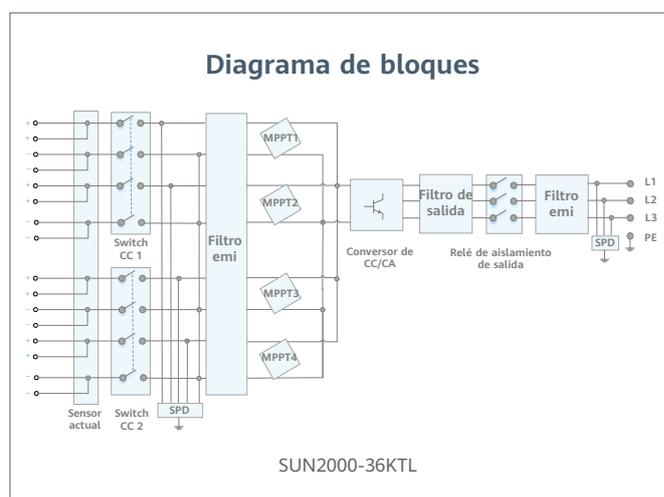
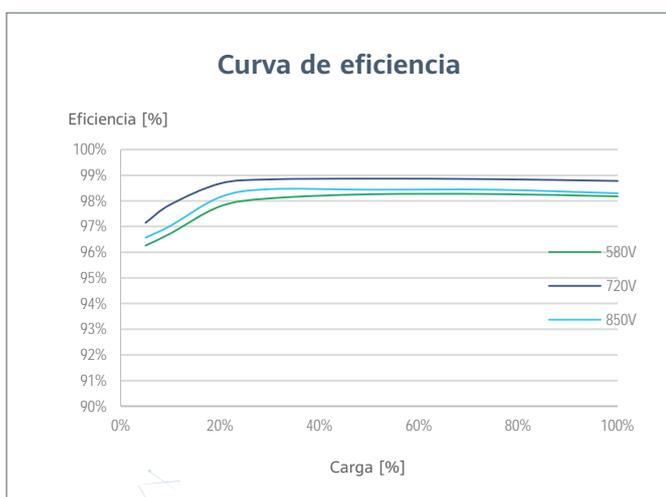
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



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 rastreadores MPP	4
Cantidad máxima de entradas por MPPT	8

Salida	
Potencia activa	36,000 W
Max. Potencia aparente de CA	40,000 VA
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

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 noche la durante energía	< 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 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
*2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

IEC SYSTEM FOR MUTUAL RECOGNITION OF TEST CERTIFICATES FOR ELECTRICAL EQUIPMENT (IECEE) CB SCHEME

CB TEST CERTIFICATE

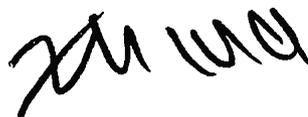
Product	Converter SOLAR INVERTER
Name and address of the applicant	Huawei Technologies Co., Ltd. Administration Building Headquarters of Huawei Technologies Co., Ltd. Bantian, Longgang District 518129 Shenzhen PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA
Name and address of the manufacturer	Huawei Technologies Co., Ltd. Administration Building, Headquarters of Huawei Technologies Co., Ltd., Bantian, Longgang District, 518129 Shenzhen, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA
Name and address of the factory	ShenZhen FuGui Precision Industry Co., Ltd. F8d District, Foxconn Science and Technology Industrial Park, East side of Min Qing Road, Longhua District, Longhua Subdistrict, Longhua District, 518110 Shenzhen, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA Huawei Machine Co., Ltd. No. 2, New City Avenue, Songshan Lake Sci. & Tech. Industry Park, 523808 Dongguan, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA Dongguan Yang Tian Electronic Technology Co., Ltd. (i-Brights) No.152, Luyuan Rd., Keyuancheng, Tangxia Town, 523710 Dongguan City, Guangdong Province, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA DongGuan Fuyi Precision Industry Co.,Ltd. Floor 1st-4th, Building 12, No.6, Songshui Road, Songmu Village, Weifeng Industrial City, Dalang Town, 523770 Dongguan, Guangdong, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Page 1 of 5

This CB Test Certificate is issued by the National Certification Body

CB 041829 4413 Rev. 01

Date, 2020-12-28



(Zhengdong Ma)

TÜV SÜD Product Service GmbH • Certification Body • Ridlerstraße 65 • 80339 Munich • Germany



Product Service

IEC SYSTEM FOR MUTUAL RECOGNITION OF TEST CERTIFICATES FOR ELECTRICAL EQUIPMENT (IECEE) CB SCHEME

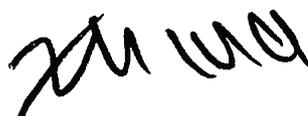
Ratings and principal characteristics

General Parameters:

Model	For all models
d.c. Max. Input Voltage:	1100Vd.c.(All models) 800Vd.c.(SUN2000-20KTL-M3)
d.c. Max. Input Current:	26A/26A/26A/26A
Isc PV:	40A/40A/40A/40A
MPP Voltage Range:	200–1000Vd.c.(All models) 200–750Vd.c.(SUN2000-20KTL-M3)
a.c. Nominal Operating Frequency:	50/60Hz
Power Factor:	0.8 leading ... 0.8 lagging
Protection Class:	Class I
Ingress Protection:	IP66
Overvoltage Category:	II(PV), III(MAINS)
Operating Temperature Range:	-25°C ... +60°C
Pollution Degree:	III
Inverter Topology:	Non-isolation
Remark: There are two versions for model SUN2000-20KTL-M3.	

AC Output Parameters:

Model	SUN2000-15KTL-M3	SUN2000-17KTL-M3
a.c. Output Nominal Voltage:	3/N/PE~ 380/400Va.c.	3/N/PE~ 380/400Va.c.
a.c. Max. Output Current:	25.2A	28.5A
a.c. Rated Output Power:	15kW	17kW
a.c. Max. Output Apparent Power:	16.5kVA	18.7kVA



(Zhengdong Ma)



IEC SYSTEM FOR MUTUAL RECOGNITION OF TEST CERTIFICATES FOR ELECTRICAL EQUIPMENT (IECEE) CB SCHEME

Ratings and principal characteristics

Model	SUN2000-20KTL-M3	SUN2000-23KTL-M3
a.c. Output Nominal Voltage:	3/N/PE~ 380/400Va.c. 3/N/PE~ 220/400Va.c.	3/N/PE~ 380/400Va.c.
a.c. Max. Output Current:	33.5A (380Va.c.) 31.9A (400Va.c.) 58.0A (220Va.c.)	35.1A
a.c. Rated Output Power:	20kW	23kW
a.c. Max. Output Apparent Power:	22kVA	23kVA

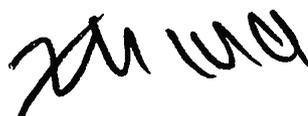
Model	SUN2000-28KTL-M3	SUN2000-29.9KTL-M3
a.c. Output Nominal Voltage:	3~ 480Va.c.	3/N/PE~ 400Va.c. 3~ 480Va.c.
a.c. Max. Output Current:	33.5A	43.2A (400Va.c.) 36.0A (480Va.c.)
a.c. Rated Output Power:	27.5kW	29.9kW
a.c. Max. Output Apparent Power:	27.5kVA	29.9kVA

Page 3 of 5

This CB Test Certificate is issued by the National Certification Body

CB 041829 4413 Rev. 01

Date, 2020-12-28



(Zhengdong Ma)

TÜV SÜD Product Service GmbH • Certification Body • Ridlerstraße 65 • 80339 Munich • Germany



Product Service

IEC SYSTEM FOR MUTUAL RECOGNITION OF TEST CERTIFICATES FOR ELECTRICAL EQUIPMENT (IECEE) CB SCHEME

Ratings and principal characteristics

Model	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3
a.c. Output Nominal Voltage:	3/N/PE~ 380/400/440/480Va.c.	3/N/PE~ 380/400/440/480Va.c.
a.c. Max. Output Current:	50.4A (380Va.c.) 47.9A (400Va.c.) 43.5A (440Va.c.) 39.9A (480Va.c.)	61.1A (380Va.c.) 58.0A (400Va.c.) 52.8A (440Va.c.) 48.4A (480Va.c.)
a.c. Rated Output Power:	30kW	36kW
a.c. Max. Output Apparent Power:	33kVA	40kVA

Model	SUN2000-40KTL-M3	SUN2000-42KTL-M3
a.c. Output Nominal Voltage:	3/N/PE~ 380/400/440/480Va.c.	3~ 480Va.c.
a.c. Max. Output Current:	67.2A (380Va.c.) 63.8A (400Va.c.) 58.0A (440Va.c.) 53.2A (480Va.c.)	56.8A
a.c. Rated Output Power:	40kW	42kW
a.c. Max. Output Apparent Power:	44kVA	47kVA

Page 4 of 5

This CB Test Certificate is issued by the National Certification Body

CB 041829 4413 Rev. 01

Date, 2020-12-28



(Zhengdong Ma)

TÜV SÜD Product Service GmbH • Certification Body • Ridlerstraße 65 • 80339 Munich • Germany



Product Service

IEC SYSTEM FOR MUTUAL RECOGNITION OF TEST CERTIFICATES FOR ELECTRICAL EQUIPMENT (IECEE) CB SCHEME

Trade mark (if any)	HUAWEI
Model/type Ref.	SUN2000-15KTL-M3, SUN2000-17KTL-M3, SUN2000-20KTL-M3, SUN2000-23KTL-M3, SUN2000-28KTL-M3, SUN2000-29.9KTL-M3, SUN2000-30KTL-M3, SUN2000-36KTL-M3, SUN2000-40KTL-M3, SUN2000-42KTL-M3.
Additional information (if necessary)	DE 3 - 9160 issued on 2020-11-25 is replaced by this version due to technical changes.
A sample of the product was tested and found to be in conformity with	IEC 62109-1:2010 IEC 62109-2:2011
as shown in the Test Report Ref. No. which forms part of this certificate	083-52008203-100
Ratings and principal characteristics (continued)	

Page 5 of 5

This CB Test Certificate is issued by the National Certification Body

CB 041829 4413 Rev. 01

Date, 2020-12-28



(Zhengdong Ma)

TÜV SÜD Product Service GmbH • Certification Body • Ridlerstraße 65 • 80339 Munich • Germany



Product Service

ANEXO 3: RESULTADOS SIMULACIÓN PVSYST

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: AUT Policia PALAFOX

Variante: Policia Palafox 36 kW

Cobertizos en un edificio

Potencia del sistema: 43.2 kWp

Zaragoza - España

Autor(a)

Ingeniería y Aplicaciones Solares S.L. (IASOL) (Spain)



Proyecto: AUT Policia PALAFOX

Variante: Policia Palafox 36 kW

PVsyst V7.1.8

VCO, Fecha de simulación:
29/11/21 13:09
con v7.1.8

Ingeniería y Aplicaciones Solares S.L. (IASOL) (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Zaragoza España	Situación Latitud 41.65 °N Longitud -0.87 °W Altitud 212 m Zona horaria UTC+1	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo Zaragoza de PVGIS, Síntesis datos por hora - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 10 / 20 °	Cobertizos en un edificio Sombreados cercanos Según las cadenas Efecto eléctrico 100 %	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 94 unidades Pnom total 43.2 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 Unidad Pnom total 36.0 kWca Proporción Pnom 1.201	

Resumen de resultados

Energía producida 56.17 MWh/año	Producción específica 1299 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 82.40 %
---------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos especiales	9



Proyecto: AUT Policia PALAFOX

Variante: Policia Palafox 36 kW

PVsyst V7.1.8

VCO, Fecha de simulación:
29/11/21 13:09
con v7.1.8

Ingeniería y Aplicaciones Solares S.L. (IASOL) (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Cobertizos en un edificio		Modelos usados	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos		Modelos usados	
Orientación		Núm. de cobertizos 20 unidades		Transposición	Perez
Plano fijo		Tamaños		Difuso	Perez, Meteororm
Inclinación/Azimut 10 / 20 °		Espaciamiento cobertizos 1.50 m		Circunsolar	separado
		Ancho de colector 1.04 m			
		Proporc. cob. suelo (GCR) 69.4 %			
		Ángulo límite de sombreado			
		Ángulo límite de perfil 21.1 °			
Horizonte		Sombreados cercanos		Necesidades del usuario	
Horizonte libre		Según las cadenas		Carga ilimitada (red)	
		Efecto eléctrico 100 %			

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	JINKO SOLAR	Fabricante	Huawei Technologies
Modelo	JAM72S20-460/MR/1500V	Modelo	SUN2000-36kTL-G400
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	460 Wp	Unidad Nom. Potencia	36.0 kWca
Número de módulos FV	94 unidades	Número de inversores	1 Unidad
Nominal (STC)	43.2 kWp	Potencia total	36.0 kWca
Conjunto #1 - Generador FV		Conjunto #1 - Inversor	
Número de módulos FV	20 unidades	Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidades
Nominal (STC)	9.20 kWp	Potencia total	9.0 kWca
Módulos	2 Cadenas x 10 En series	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.02
Pmpp	8.40 kWp		
U mpp	389 V		
I mpp	22 A		
Conjunto #2 - Subconjunto #2		Conjunto #2 - Inversor	
Número de módulos FV	24 unidades	Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidades
Nominal (STC)	11.04 kWp	Potencia total	9.0 kWca
Módulos	2 Cadenas x 12 En series	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.23
Pmpp	10.09 kWp		
U mpp	467 V		
I mpp	22 A		
Conjunto #3 - Subconjunto #3		Conjunto #3 - Inversor	
Número de módulos FV	26 unidades	Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidades
Nominal (STC)	11.96 kWp	Potencia total	9.0 kWca
Módulos	2 Cadenas x 13 En series	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.33
Pmpp	10.93 kWp		
U mpp	506 V		
I mpp	22 A		



Proyecto: AUT Policia PALAFOX

Variante: Policia Palafox 36 kW

PVsyst V7.1.8

VC0, Fecha de simulación:
29/11/21 13:09
con v7.1.8

Ingeniería y Aplicaciones Solares S.L. (IASOL) (Spain)

Características del conjunto FV

Conjunto #4 - Subconjunto #4

Número de módulos FV	24 unidades
Nominal (STC)	11.04 kWp
Módulos	2 Cadenas x 12 En series
En cond. de funcionam. (50°C)	
Pmpp	10.09 kWp
U mpp	467 V
I mpp	22 A

Potencia FV total

Nominal (STC)	43 kWp
Total	94 módulos
Área del módulo	208 m ²
Área celular	205 m ²

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidades
Potencia total	9.0 kWca
Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
Proporción Pnom (CC:CA)	1.23

Potencia total del inversor

Potencia total	36 kWca
Núm. de inversores	1 Unidad
Proporción Pnom	1.20



Proyecto: AUT Policia PALAFOX

Variante: Policia Palafox 36 kW

PVsyst V7.1.8

VCO, Fecha de simulación:
29/11/21 13:09
con v7.1.8

Ingeniería y Aplicaciones Solares S.L. (IASOL) (Spain)

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Fracción de pérdida 3.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Degradación Inducida por Luz

Fracción de pérdida 1.0 %

Pérdida de calidad módulo

Fracción de pérdida -0.3 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Fracción de pérdida 1.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Fracción de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	30°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.950	0.760	0.000

Pérdidas de cableado CC

Res. de cableado global 10 mΩ

Fracción de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #1 - Generador FV

Res. conjunto global 296 mΩ

Fracción de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Res. conjunto global 355 mΩ

Fracción de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #3 - Subconjunto #3

Res. conjunto global 385 mΩ

Fracción de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #4 - Subconjunto #4

Res. conjunto global 355 mΩ

Fracción de pérdida 1.5 % en STC

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 1.0 %

3.7 días,

3 períodos

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección

Voltaje inversor 400 Vca tri

Fracción de pérdida 0.7 % en STC

Inversor: SUN2000-36kTL-G400

Sección cables (1 Inv.) Cobre 1 x 3 x 35 mm²

Longitud de los cables 50 m



Proyecto: AUT Policia PALAFOX

Variante: Policia Palafox 36 kW

PVsyst V7.1.8

VC0, Fecha de simulación:
29/11/21 13:09
con v7.1.8

Ingeniería y Aplicaciones Solares S.L. (IASOL) (Spain)

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

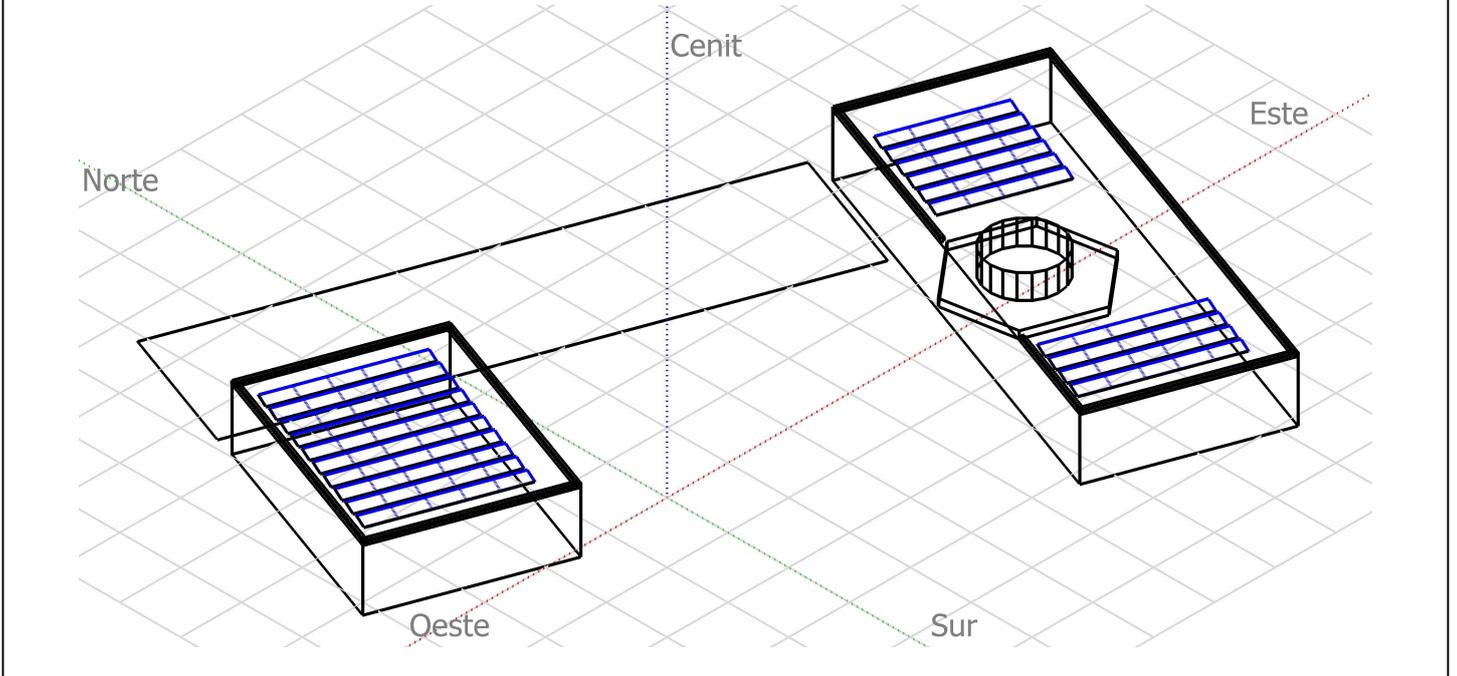
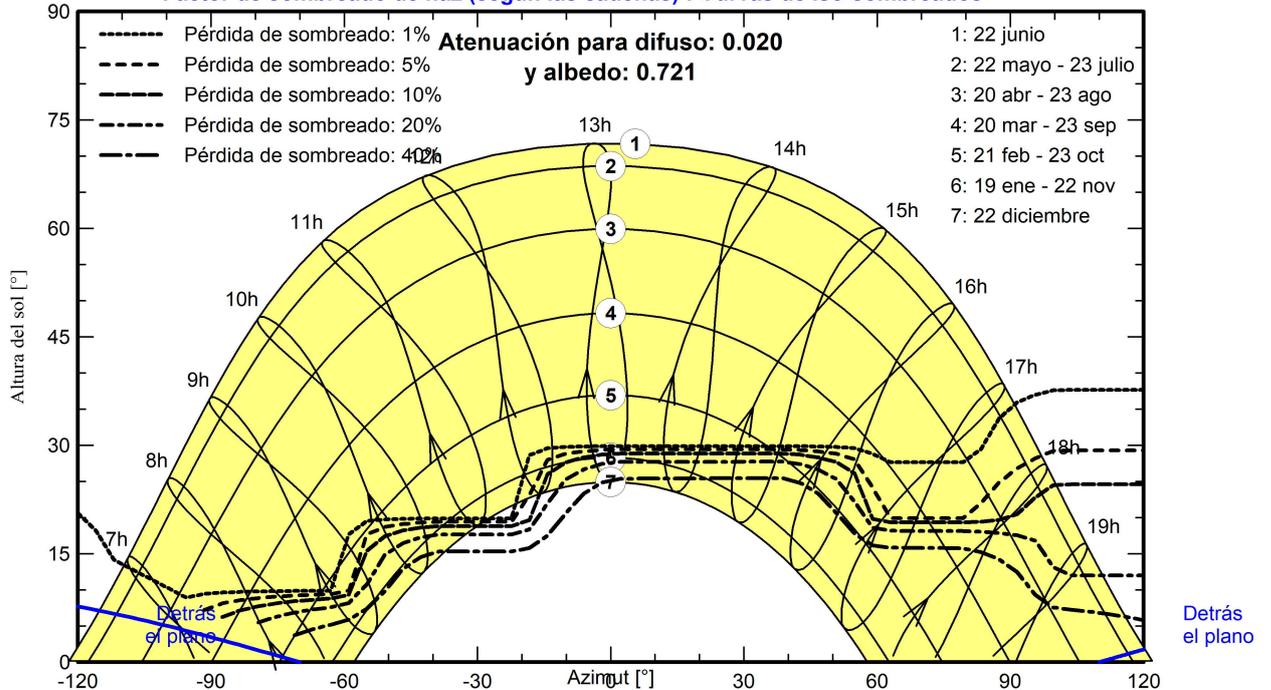


Diagrama de iso-sombreados

AUT Policia PALAFOX

Factor de sombreado de haz (según las cadenas) : Curvas de iso-sombreados





Proyecto: AUT Policia PALAFOX

Variante: Policia Palafox 36 kW

PVsyst V7.1.8

VCO, Fecha de simulación:
29/11/21 13:09
con v7.1.8

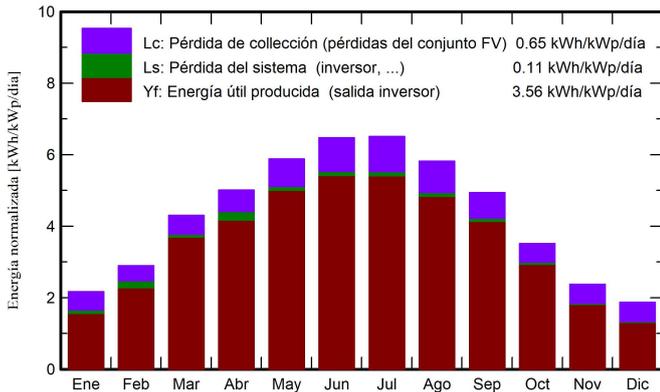
Ingeniería y Aplicaciones Solares S.L. (IASOL) (Spain)

Resultados principales

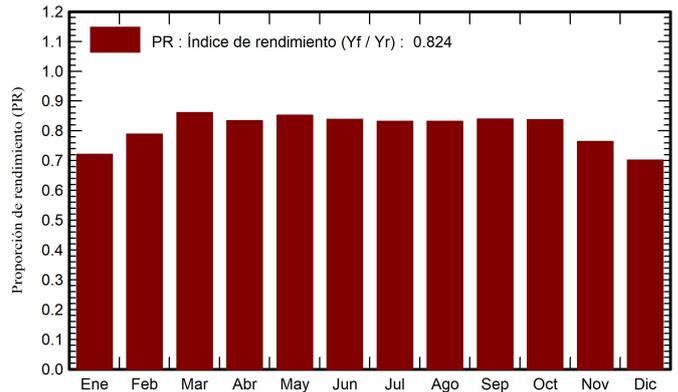
Producción del sistema

Energía producida 56.17 MWh/año Producción específica 1299 kWh/kWp/año
 Proporción de rendimiento (PR) 82.40 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

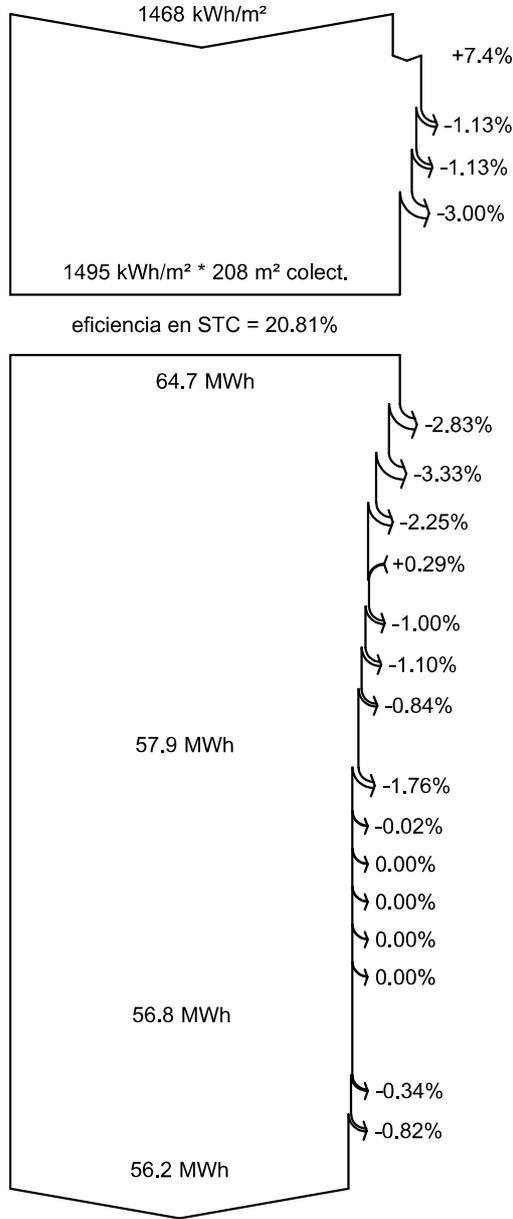
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	proporción
Enero	55.2	28.70	7.40	67.3	61.9	2.233	2.098	0.721
Febrero	70.0	35.00	8.40	80.9	76.0	3.003	2.759	0.788
Marzo	120.6	53.09	11.80	133.2	126.4	5.063	4.957	0.861
Abril	142.5	67.00	13.80	150.3	143.2	5.731	5.419	0.834
Mayo	178.6	82.10	18.00	182.2	173.8	6.862	6.718	0.852
Junio	191.7	82.39	22.50	194.2	185.5	7.191	7.039	0.838
Julio	198.4	79.38	24.60	201.8	193.0	7.419	7.262	0.832
Agosto	173.0	70.90	24.40	180.4	172.0	6.627	6.486	0.831
Septiembre	135.9	53.00	20.60	148.1	140.8	5.489	5.375	0.840
Octubre	95.2	42.80	16.70	108.8	102.8	4.022	3.939	0.837
Noviembre	59.4	29.70	10.70	71.3	66.2	2.408	2.356	0.764
Diciembre	47.1	25.40	7.10	57.9	53.1	1.796	1.758	0.702
Año	1467.6	649.49	15.54	1576.4	1494.8	57.845	56.165	0.824

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		



Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Sombreados: pérdida eléctrica según las cadenas

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Pérdidas óhmicas CA

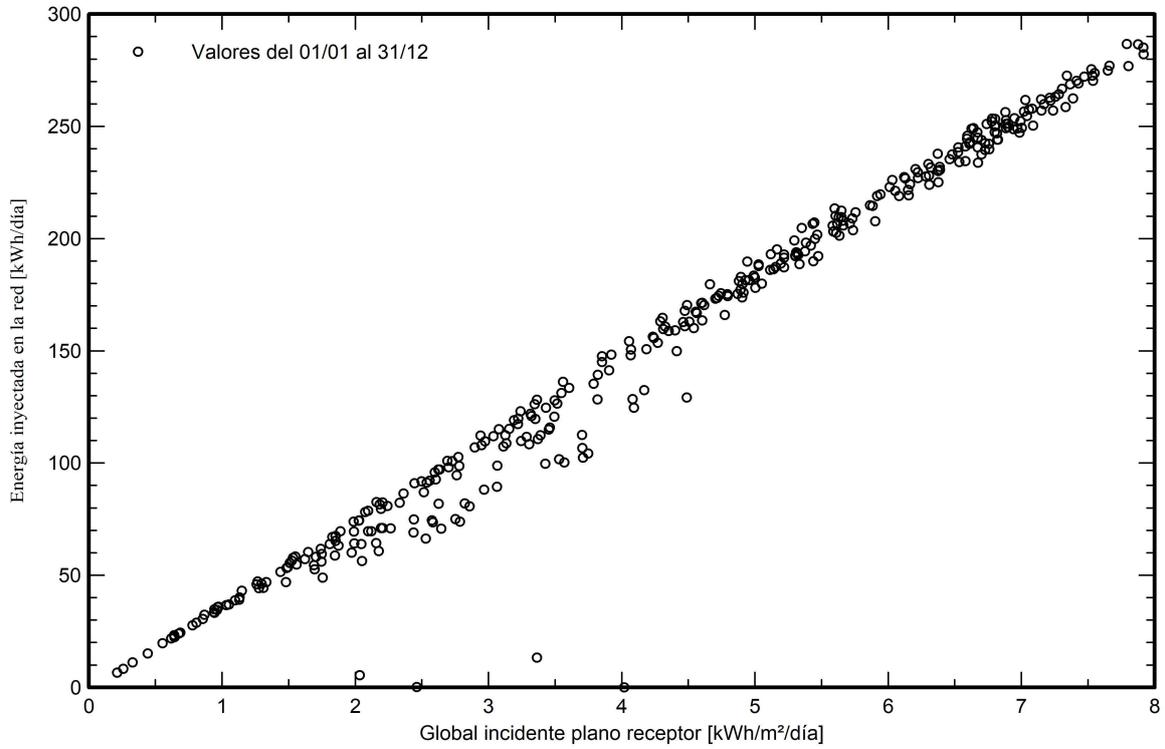
Indisponibilidad del sistema

Energía inyectada en la red

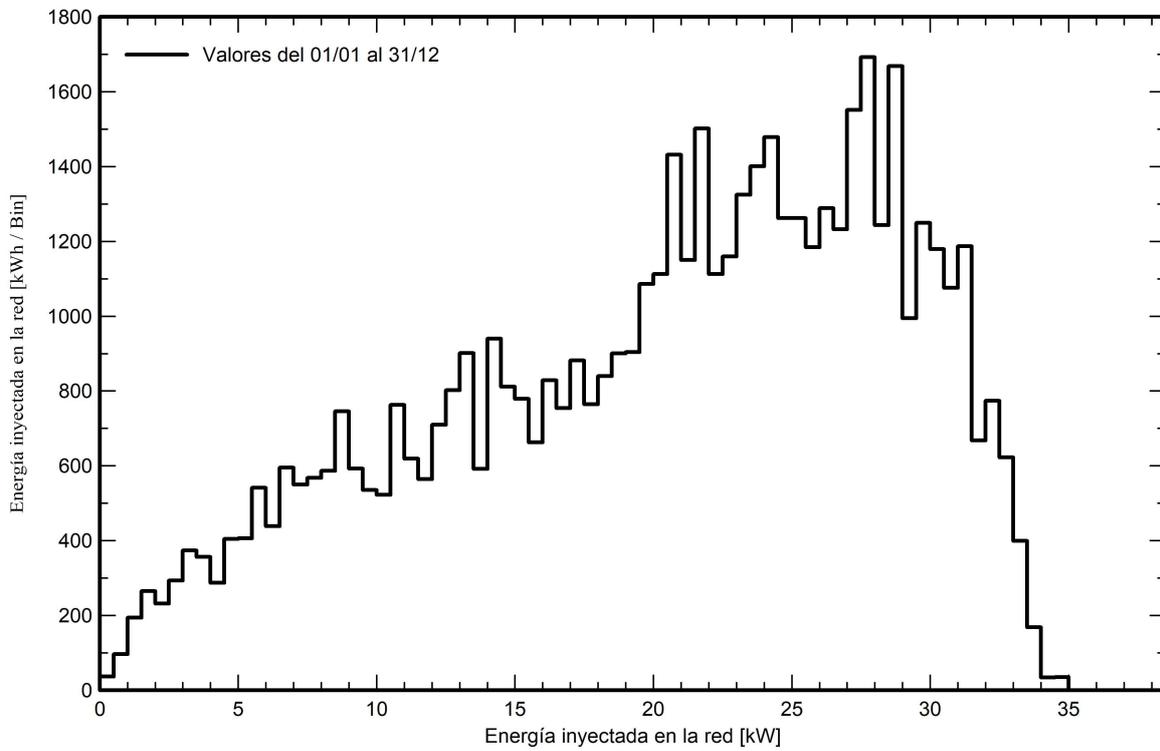


Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución Potencia de Salida del Sistema



**PROYECTO PARA INSLATACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO 36 KW EN EN EL CUARTEL DE POLICIA
PALAFOX**

20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF

- **PLIEGO DE CONDICIONES**

Pliego de Condiciones

1.1 Objeto y Campo de Aplicación

Este pliego de condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de montaje de una instalación fotovoltaica conectada a red, especificadas en el correspondiente proyecto.

Estas obras se refieren al suministro e instalación de los materiales necesarios en la construcción de la de una planta generadora de energía solar fotovoltaica y su conexión a red.

Los pliegos de Condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

1.2 Ejecución del Trabajo

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

1.2.1 Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo Clase II en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión).

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

1.2.2 Módulo fotovoltaico

Todos los módulos fotovoltaicos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de Silicio Cristalino, o UNE- EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio de reconocido prestigio, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Los módulos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de la célula y sus circuitos por sombreados parciales y tener un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen de $\pm 5\%$ de las correspondientes a sus valores nominales de catálogo.

La estructura del módulo fotovoltaico se conectará a tierra.

El diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre los diferentes modelos de módulos que componen la instalación y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa, además los distintos modelos se conectarán en ramas del inversor diferentes.

En aquellos casos excepcionales en la que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos en laboratorios homologados a los ensayos necesarios para satisfacer la norma UNE-EN 61215 para módulos de Silicio Cristalino, o UNE- EN 61646.

1.2.3 Estructura soporte

La estructura soporte ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y la nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006).

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a la permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

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

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

La tortillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma que serán de acero inoxidable.

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura la estanqueidad entre módulos se ajustará a las exigencias de la Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado, cumpliendo los requisitos del PCT IDAE, sobre sombras.

La estructura será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc...

Si está construido con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si de tipo galvanizado en caliente, cumplirá la norma y UNE-EN ISO 1461:2010, con espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

1.2.4 Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, trifásico a 400V, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o en modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

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

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superior a la CEM (Condiciones Estándar de Medida). Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90,5 al 92% para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25% y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias superiores al 10% de su potencia, el inversor deberá inyectar a la red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.



- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0° C y 40 ° C de temperatura y entre 0% y 85 % de humedad.

1.2.5 Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia activa de salida del inversor.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y siempre que sea posible, en potencia mayores de 5 kW.
- Energía autoconsumida.

1.2.6 Cableado.

De acuerdo a recomendaciones del pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

1.2.7 Conexión a red.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

1.2.8 Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

1.2.9 Protecciones

El sistema de protecciones cumplirá las exigencias previstas en la reglamentación vigente, según el artículo 14 Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de realizar la

desconexión manual, Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.

- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.
- Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 U_n y 0,85 U_n) como se recoge en la tabla 1. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Tabla 1

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión –fase 1.	$U_n + 10\%$	1,5 s
Sobretensión – fase 2.	$U_n + 15\%$	0,2 s
Tensión mínima.	$U_n - 15\%$	1,5 s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

1.2.10 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.

De acuerdo al artículo 15 del RD 1699/2011, de 18 de Noviembre, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

1.2.11 Recepción y pruebas

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

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

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

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como actuación. Con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años.
- No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

1.2.12 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente, incluyéndose la documentación mencionada en el del RD 1699/2011 los certificados que así lo acrediten, esta función la asegura el inversor.

1.2.13 Transporte y acopio a pie de obra

Los materiales no serán arrastrados ni golpeados.

Los materiales se transportarán en góndola por carretera hasta el almacén de obra y desde este punto con carros especiales o elementos apropiados hasta el pie de obra.

Se tendrá especial cuidado con los módulos fotovoltaicos y los inversores, ya que un golpe puede romperlos.

El contratista tomará nota de los materiales recibidos dando cuenta al director de obra de las anomalías que se produzcan.

1.2.14 Certificados y documentación

Se adjuntarán, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos competentes, las documentaciones indicadas a continuación:

- Autorización administrativa de la obra.
- Proyecto firmado por un técnico competente.
- Certificado de tensión de paso y contacto, emitido por una empresa homologada.
- Certificación de fin de obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Conformidad por parte de la compañía suministradora.

1.2.15 Libro de órdenes

Se dispondrá en este centro de un libro de órdenes, en el que se registrarán todas las incidencias surgidas durante la vida útil del citado centro, incluyendo cada visita, revisión, etc.

1.3 Normas complementarias

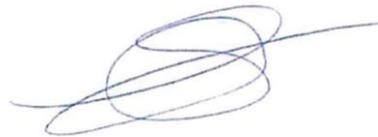
Además del contenido del presente Pliego de Condiciones y en todo lo que se contradiga con él, deberán ser tenidas en cuenta las siguientes normas:

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del sector eléctrico.
- RD 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Decreto 842/2002 de 2 de Agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Noviembre, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)
- Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.
- Reglamento de Seguridad en el Trabajo y posteriores disposiciones a esta Memoria

I.C. de Zaragoza, 05 de Diciembre de 2.020

SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES
El Funcionario Municipal

El Ingeniero Industrial
Colegiado nº: 2611 COIIAR



Fdo: Fco Javier Pérez Abad

Fdo: César Gimeno Alcalá
Asistencia Técnica Externa

**PROYECTO PARA INSLATACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO 36 KW EN EN EL CUARTEL DE POLICIA
PALAFOX**

20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF

- **ESTUDIO BÁSICO SEGURIDAD**

Estudio de Seguridad y Salud

1.1 Objeto

El Real Decreto 1627/1997 supone el marco normativo sobre la seguridad e Higiene en el trabajo. Entre las exigencias se encuentra la necesaria realización de una documentación referente a los aspectos sobre la seguridad de la obra que se vaya a ejecutar.

En cumplimiento de las prescripciones del referido Reglamento corresponde realizar la obra que nos ocupa un ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD, en virtud del citado RD.

Este estudio básico debe recoger las normas de seguridad aplicables a la obra de que se trata, con identificación de los riesgos que estén presentes, así como las medidas técnicas dispuestas en orden a su disminución. Se debe incluir asimismo la relación de equipos de protección que se utilizan, incluyendo también aquellas informaciones útiles para la posterior realización de trabajos sucesivos que pudieran ser previsibles.

Este estudio de seguridad establece, durante la ejecución de los trabajos de la unidad de obra citada, las previsiones respecto a la prevención de riesgos y accidentes profesionales.

Servirá para dar unas directrices básicas a la empresa instaladora (y sus contratistas, si las hubiere) para llevar a término sus obligaciones en materia de prevención de los riesgos laborales facilitando el desarrollo de las obras bajo el control de la Dirección Técnica de la misma en consonancia con lo exigido por el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre.

Si se contratara alguna empresa auxiliar para el desarrollo de los trabajos, el adjudicatario de las obras es responsable solidario con la principal de cualquier incumplimiento en esta materia (art. 42.20 de la Ley 31/95, de Prevención de Riesgos Laborales).

Por último hay que tener en cuenta que en cada obra las situaciones de riesgo son distintas, aunque el trabajo a realizar sea prácticamente el mismo, por lo que habrá que realizar este estudio en cada una de las obras adaptándolo a sus propias características.

1.2 Legislación Aplicable

Resulta aplicable el Real Decreto 1627/97, sobre seguridad en obras de construcción en relación con la Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales y sus Reglamentos de desarrollo, en especial el RD 39/96 sobre los Servicios de Prevención.

Las instalaciones responderán a los Proyectos tipo y se ajustaran a lo dispuesto en la normativa vigente:

- Reglamento técnico de Líneas eléctricas de Alta Tensión, aprobado por Decreto REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 1725/1984, de 18 de julio, por el que se modifican el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía y el modelo de póliza de abono para el suministro de energía eléctrica y las condiciones de carácter general de la misma
- Real Decreto 337/2014, de 9 de Noviembre, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión

- Otras disposiciones Oficiales, Decretos, O. Ministeriales, Resoluciones de la Dirección General de la Energía, etc., que modifican o puntualizan el contenido de 105 citados...

- Normativa de Eléctricas Reunidas de Zaragoza, en la que se recoge la anterior, así como las Normas y Recomendaciones UNESA.

Resultan de aplicación asimismo las siguientes normas de la Compañía suministradora:

Normas particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 KV) Y baja tensión, según MTDYC 2.03.20 de noviembre de 1994, por la que se fijan:

- Las condiciones técnicas y de aplicación de los Proyectos tipo
- Las características de los materiales. La ejecución de las instalaciones.
- La recepción técnica de las instalaciones.
- Plan Básico de prevención de riesgos para empresas contratistas.

1.3 Descripción por Fases del Proceso

1.3.1 Fase de Actuaciones Previas: REPLANTEO

El constructor, una vez firmada el acta de replanteo y antes del comienzo de la obra, comprobará que han sido reflejadas en el proyecto las modificaciones para adecuarlas a la realidad de la obra. Las variaciones se comunicarán al director de la obra y al encargado de recepción de la obra.

En esta fase se consideran las labores previas al inicio de las obras, como puede ser el replanteo, mediante el cual el topógrafo marca la zona de terreno donde se colocarán los distintos elementos integrantes de la instalación, como módulos, inversores, soportes, línea eléctrica. Se pondrán señales de prohibido el paso a toda persona ajena a la obra.

Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel Generación de polvo
- Pisadas sobre objetos
- Factores climáticos de Frío o calor Contactos con líneas eléctricas existentes

Medidas preventivas de seguridad:

Se llevará a cabo la inspección visual por *la/s.* personas encargadas de realizar el replanteo sobre el terreno, de modo que se observen los lugares donde se sitúen posibles líneas eléctricas aéreas u otros servicios.

Se confirmará y verificará la existencia o inexistencia de instalaciones subterráneas en el lugar (gas, agua, pozos).

Estará absolutamente prohibida la presencia de trabajadores operando en planos inclinados en lugares de fuerte pendiente, así como debajo de macizos horizontales.

Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos:

- Casco homologado.
- Ropa de trabajo
- Guantes homologados

- Calzado de seguridad

1.3.2 Fase de Acopio y Transporte de Materiales.

Se realiza mediante la selección de los materiales a emplear en el propio almacén de la empresa instaladora o en otros almacenes donde se encuentren los materiales a utilizar. Se transportarán por medios propios de la empresa o ajenos (camiones con pluma). El material se deposita a pie de obra para su posterior instalación, construcción y montaje.

Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Atropellos, atrapamientos y colisiones originados por maquinaria y vehículos
- Vuelcos y deslizamientos de vehículos en obra. Caídas en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel Generación de polvo
- Choques entre vehículos
- Contactos con líneas eléctricas

Medidas preventivas de seguridad

Mantener una adecuada ordenación de los materiales delimitando las zonas de apilamiento.

Mantener en condiciones de limpieza y libre de obstáculos la zona de almacenaje.

El acarreo de materiales debe realizarse por medios mecánicos siempre que sea posible para evitar sobre esfuerzos. No se izarán cargas manualmente superiores a 25 Kilogramos

Para la manipulación manual de objetos, mantener la espalda recta; deben estar limpios y sin sustancias resbaladizas; la base de apoyo de los objetos debe ser estable, en otro caso se deberá proceder a estabilizar. Utilizar medios auxiliares siempre que sea posible en estas tareas de transporte (Carretillas de mano, etc.)

Para los vehículos: los elementos de seguridad deben estar en buen estado (frenos, resguardos, etc.); Revisar las ITV's. Utilizar los vehículos sólo para el fin establecido; limitar la velocidad de circulación en el recinto de la obra a 15 Km./h en zonas con trabajadores. Los medios de transporte automotores dispondrán de pórtico de seguridad; para las plumas de los camiones; respetar la capacidad de carga del elemento de carga y descarga; la pluma debe orientarse en el sentido de los vientos dominantes y ser puesta en veleta (giro libre), desenfrenando el motor de orientación.

En Camiones de transporte: CARGA y DESCARGA: Antes de iniciar las operaciones de carga y descarga disponer el freno de mano del vehículo y calzos en las ruedas. Las operaciones de carga y descarga serán dirigidas por una persiana experta, además de contar con la asistencia de al menos otras dos personas, que sigan sus indicaciones.

En camiones de transporte: TRANPORTE: El colmo máximo permitido de los materiales no sujetos no podrá superar la pendiente ideal del 5% y se cubrirán con lonas aradas en previsión de desplomes. La carga de los vehículos debe disponerse de forma adecuada, quedando uniformemente repartida; se atará la carga con cadenas, cuerdas, sirgas o medios adecuados que la dejen sujeta y sin posibilidad de desplazamiento; los vehículos se desplazarán cautelosamente una vez cargados.

En camión-grúa: Antes de iniciar maniobras se calzarán las ruedas y los gatos estabilizadores.

Los ganchos de cuelgue estarán dotados de pestillos de seguridad. Sé prohíbe la capacidad de carga de la pluma o elemento de carga bajo ningún concepto. Las rampas de acceso a los tajos no superarán el: 20% en evitación de vuelcos. Se prohíbe realizar suspensión de cargas de forma lateral cuando la superficie de apoyo del camión esté inclinada hacia el lado de la carga. Se prohíbe arrastras

cargas con el camión-grúa. Las cargas en suspensión se guiarán mediante guías de gobierno. Se prohíbe la presencia de personas en torno al camión-grúa a menos de 5 metros de distancia. Se prohíbe el paso y permanencia bajo cargas en suspensión. Se prohíbe realizar trabajos dentro del radio de acción de cargas suspendidas. Se balizará la zona de trabajo siempre que se altere por la ubicación de la máquina la normal circulación de vehículos, señalizando con señales de dirección obligatoria.

Para operadores de camión-grúa: Mantener la máquina alejada de terrenos inseguros, con pendiente o propensos a hundimientos. Evitar el brazo articulado sobre el personal. Subir y bajar del camión por las zonas previstas ello. Asegurar la inmovilización del brazo de la grúa antes de iniciar ningún desplazamiento.

Levantar una sola carga cada vez. No permitir que nadie se encarama o suba sobre la carga. Limpiar el calzado del conductor de barro o grava antes de inicial maniobras para evitar resbalones sobre los pedales. No permitir trabajo o estancias de trabajadores bajo cargas suspendidas. No realizar arrastres de cargas ni tirones sesgados. Mantener la vista en la carga y su zona de influencia.

No abandonar la máquina con cargas suspendidas. Antes de poner en servicio el camión-grúa comprobar el frenado. Utilice las prendas de protección que se le indique en la obra.

El anclaje de las máquinas y aparatos que produzcan ruidos, vibraciones o trepidaciones, se realizará de modo que se logre su óptimo equilibrio estático y dinámico, tales como bancadas cuyo peso sea superior 2 veces al menos al de la máquina que soportan, por aislamiento de la estructura general o por otros medios técnicos (art. 31 OGSHT).

En trabajos en altura: colocar protección perimetral de 0,90 metros con plintos y rodapiés de 15 cm., al menos. Entre la base de plataforma de trabajo y la barandilla de 90 cm., deben colocarse cercas o arriostamiento capaces de soportar una carga de 150 kg., por metro lineal.

Utilizar cinturones anti-caída y equipos de protección individual.

Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos:

- Casco homologado + Mono de trabajo (traje de agua y botas de goma, si fuera necesario)
- Guantes de seguridad
- Calzado de seguridad
- Cinturones anti-caída para trabajos en altura

1.3.3 Fase de Excavaciones.

Se procede a realizar las excavaciones y zanjas por medios mecánicos (retroexcavadora y pala mecánica) donde se colocarán los postes o torres a instalar, así como las zapatas para los seguidores o la estructura de soportación, según sea el caso.

Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas y vehículos
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra
- Proyección de objetos desprendidos Vuelcos
- Contactos con líneas eléctricas e infraestructuras urbanas existentes
- Proyección de partículas

- Ruido y vibraciones
- Desplomes de taludes

Medidas preventivas de seguridad: PALAS Y RETROEXCAVADORAS:

Para subir y bajar de la pala o retroexcavadora, utilizar los peldaños dispuestos para ello de forma frontal, asistiéndose con las manos. No realizar ajustes con las máquinas en movimiento o el motor funcionando, para ello: apoyar en el suelo el cazo o cuchara, parando el motor, poniendo el freno de mano y bloqueando la máquina. No poner trapos grasientos o combustible sobre la máquina. Seguir un mantenimiento de la máquina. En operaciones de limpieza con aire a presión colocarse guantes, mascarilla, mono y mandil. No liberar los frenos de la máquina en posición de parada sin instalar antes los tacos de inmovilización. Las palas y retros deben tener pórtico de seguridad en la cabina para su conductor. Revisar los puntos de escape del motor periódicamente. Debe existir botiquín de primeros auxilios en la máquina. Se prohíbe que los conductores abandonen la máquina con el motor en marcha o con el cazo izado sin apoyar en el suelo.

La cuchara permanecerá lo más cerca posible del suelo en los desplazamientos de tierras. Se prohíbe izar personas utilizando la cuchara de la maquinaria.

Deberán estar dotadas de extintor revisado al día. Deberán disponer de luces y bocina de retroceso. Los conductores, antes de iniciar nuevos recorridos, deberán recorrer a pié el terreno a recorrer. Se prohíbe mover grandes carga en caso de fuertes vientos.

En retroexcavadoras se prohíbe realizar movimientos de tierras sin poner en servicio antes los apoyos hidráulicos de inmovilización. Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de la máquina.

El Cambio de posición se realizará situando el brazo en el sentido de la marcha.

Se instalará una señal de peligro sobre una pica o estaca (o señal móvil) en el límite de actuación de la máquina

Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos

- Casco homologado
- Ropa de trabajo
- Guantes homologados
- Calzado de seguridad
- Cinturón anticaída

1.3.4 Fase de Puesta a Tierra de Estructura de Soportación.

Se tomará medida de la resistividad del terreno a diferentes profundidades y según tablas técnicas se realizará en la forma propuesta en los proyectos-tipo.

Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas y vehículos.
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra
- Proyección de objetos desprendidos
- Contactos con líneas eléctricas e infraestructuras existentes

- Proyección de partículas Contactos eléctricos

Medidas preventivas de seguridad:

El hincado de electrodos de barra se realizará mediante sufrideras adecuadas para no deformar la barra.

Los conductores de cobre de unión de los electrodos con los apoyos estarán entubados en la peana y abrochados a los montantes en la parte interior de éstos, de modo que queden ocultos.

Las conexiones de los flagelos y picas con los apoyos se realizaran mediante los conectores y terminales adecuados.

Para mediciones de tierras. La resistencia será medida con aparatos apropiados y los valores obtenidos se pondrán en conocimiento del representante de la empresa encargado de la recepción, se efectuará sin tensión. En caso de que no se puedan clavar picas se humedecerá el terreno con agua salada, colocando encima la pica con un paño también con agua salada; nunca se desconectará la toma de tierra del apoyo.

Protecciones Personales para controlar y reducir los riesgos descritos

- Casco homologado
- Ropa de trabajo
- Guantes homologados
- Calzado de seguridad
- Cinturón anticaída

1.3.5 Fase de montaje de soportes y colocación de módulos fotovoltaicos.

Se procede a replantear la estructura sobre la cubierta, hecho esto se procede a taladrar la cubierta para pasar los pernos de anclaje de los soportes fotovoltaicos.

Se procede a montar las estructuras metálicas, trabajando en la cubierta y en el interior de la nave mediante plataformas elevadoras.

Una vez montada la estructura se procede a montar los módulos fotovoltaicos.

Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas y vehículos
- Colisión entre vehículos
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra
- Proyección de objetos desprendidos
- Proyección de partículas.

Medidas preventivas de seguridad

Antes de montar los tubos sobre el chasis se comprobará que se mantienen los caballetes de sujeción del mismo.

Para el camión – grúa se habilitará una zona adecuada para poder realizar los trabajos. La puesta en estación y movimientos del vehículo durante las operaciones de montaje serán dirigidas por un

señalista. Las operaciones de montaje a lo largo de cortes en el terreno se efectuarán sin que las ruedas del camión sobrepasen la línea blanca de seguridad situada a dos metros del borde.

Para la grúa. Antes de iniciar maniobras se calzarán las ruedas y los gatos estabilizadores.

Los ganchos de cuelgue estarán dotados de pestillos de seguridad. Se prohíbe superar la capacidad de carga de la pluma o elemento de carga bajo ningún concepto. Las rampas de acceso o los tajos no superarán el 20% en evitación de vuelcos. Se prohíbe realizar suspensión de cargas de forma lateral cuando la superficie de apoyo del camión esté inclinada hacia el lado de la carga. Se prohíbe arrastrar cargas con la grúa. Las cargas en suspensión se guiarán mediante guías de gobierno. Se prohíbe la presencia de personas en torno a la grúa a menos de 5 metros de distancia. Se prohíbe el paso y permanencia bajo cargas en suspensión.

Se prohíbe realizar trabajos dentro del radio de acción de cargas suspendidas. Se balizará la zona de trabajo siempre que se altere la ubicación de la máquina la normal circulación de vehículos, señalizando con señales de dirección obligatoria.

El izado se realizará coordinadamente, disponiéndose una persona como señalista de las operaciones. Los miembros de las empresas participantes deberán estar coordinados y bajo las órdenes de la dirección de obra.

Para el montaje de módulos fotovoltaicos: estará calificado como material autorizado, se trasladarán a la obra en su propio embalaje y no desembalado hasta el momento mismo del montaje; evitar golpes durante el transporte; los módulos se sujetarán a sus soportes utilizando los materiales adecuados con las dosificaciones encomendadas por el fabricante, el soporte debe quedar perfectamente concentrado con el modulo.

Protecciones Personales para controlar y reducir los riesgos descritos

- Casco homologado
- Ropa de trabajo
- Guantes homologados
- Calzado de seguridad
- Cinturón anti-caída
- Escaleras aisladas en todas sus partes

1.3.6 Fase de tendido, tensado y regulado.

Se dispone el conductor en su bobina en un extremo del tramo a instalar tirando de éste hasta dejarlo cerca del lugar de su utilización. Se colocan poleas para proceder al tiro del conductor que se anclan en la parte superior de cada apoyo.

Se fijan las poleas al poste en su parte superior y se pasa por la canaleta el conductor. Se tira del mismo para conseguir su elevación.

Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas.
- Proyección de objetos desprendidos
- Proyección de partículas
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra

- Sobreesfuerzos
- Contactos eléctricos directos electrocución atmosférico por aparato eléctrico

Medidas preventivas de seguridad:

Se utilizarán siempre que se puedan medios mecánicos. Si se procede a tirar a mano se realizará entre varias personas con los descansos correspondientes.

Se dispondrá la bobina del conductor sobre una superficie estable y quedará fijada de modo que no toque el suelo. Se deberán utilizar los medios de protección individual suministrados, su falta de utilización supondrá una negligencia del trabajador.

En trabajos en altura se utilizarán siempre cinturones anti-caída y se amarrarán convenientemente. Se procederá a la reposición de los equipos siempre que sea necesario.

En el tiro del conductor se procederá a tirar en el plano definido por el poste y la polea siempre que sea posible, a fin de no someterla a sobreesfuerzos. La polea deberá quedar anclada con su correspondiente pasador. El coeficiente de seguridad de la polea deberá ser de al menos 3, es decir su diseño deberá permitir su uso en condiciones seguras para efectuar esfuerzos tres veces superiores al que se la somete. Si el tramo ofrece dificultades orográficas o de otro tipo no previstas, se estudiarán antes de proceder a los trabajos.

Las operaciones de tendido se iniciarán siempre que el hormigón haya alcanzado al menos el 50% de su resistencia característica proyectada, tomando precauciones como arriostramiento para evitar fatigas o deformaciones anormales, en particular en los apoyos correspondientes a los puntos firmes.

Estos trabajos se realizarán al menos por una brigada de trabajo de tres personas, que actuarán coordinadamente bajo la dirección del jefe de equipo o brigada: deberán estar comunicados. No se realizarán trabajos de regulado con vientos superiores a 10 Km/h., o temperaturas inferiores 0°C.

La regulación se realizará en cada tramo comprendido por dos apoyos, dejando al menos 24h. el conductor sobre las poleas. La comprobación de la tensión del tendido se hará por dinamómetro o bien fijando la flecha correspondiente en cada tramo.

Las cadenas de suspensión una vez apretadas a las grapas quedarán en posición vertical. No se deben sobrepasar los pares de apriete de los estribos a las grapas según indicación del fabricante.

Colocación de tierras tanto en la zona anterior como en la posterior de la zona de trabajos, de modo que ésta quede por completo aislada y protegida con las conexiones a tierra.

Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos:

- Casco homologado
- Ropa de trabajo
- Guantes homologados
- Calzado anticaída
- Escaleras aisladas en todas sus partes
- Faja
- Juego de tierras portátil

1.3.7 Fase de conexionado a Red.

Se procede a conexión a la red de modo que quede en funcionamiento, colocando en éste la caja de protecciones correspondientes.

Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caída en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra
- Proyección de objetos desprendidos
- Proyección de partículas
- Contactos eléctricos directos e indirectos
-

Medidas preventivas de seguridad:

Experiencia y capacitación de los profesionales intervinientes: oficiales. Obligatoria utilización de EPIs: en especial casco con barbuquejo y cinturones anti-caída.

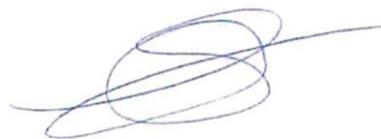
Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos:

Casco homologado
Ropa de trabajo
Guantes homologados
Calzado de seguridad
Cinturón anti-caída
Escaleras aisladas en todas sus partes
Pértiga de puesta a tierra y en cortocircuito (acotando la zona de trabajo en el menor espacio posible).

I.C. de Zaragoza, 01 de Diciembre de 2.020

SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES
El Funcionario Municipal

El Ingeniero Técnico Industrial
Colegiado nº: 2611 COIIAR



Fdo: Fco Javier Pérez Abad

Fdo: César Gimeno Alcalá
Asistencia Técnica Externa

**PROYECTO PARA INSLATACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO 36 KW EN EN EL CUARTEL DE POLICIA
PALAFOX**

20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF

- **MEDICIONES Y PRESUPUESTO**

REF.	DESCRIPCION	UD.	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
CAPÍTULO 1.- GENERADOR FOTOVOLTAICO Suministro e instalación de Equipos.					
1.1	Suministro e instalación de 94 módulos solares Tiger JKM460M de 460Wp, para instalación de 43,24 kW pico.	Ud	94,00	133,95 €	12.591,49 €
1.2	Suministro e instalación de inversor solar HUAWEI SUN2000 36KTL-M1 de 36kW de potencia nominal, con seccionador de CC y descargador de sobretensión AC y DC integrados.	Ud	1,00	2.595,04 €	2.595,04 €
1.3	Suministro e instalación de estructura tipo solarbloc 10º para los 94 módulos.	Ud	1,00	2.427,47 €	2.427,47 €
1.4	Suministro e instalación de cableado de CC desde los módulos hasta el inversor, de cable unipolar H1Z2Z2-K de 6mm2 de sección, de exterior. Con p/p de conexionado.	m	770,00	0,65 €	500,19 €
1.5	Suministro e instalación de Cuadro de DC con fusibles cilíndricos de 15 A / 1000V y bases porta fusibles necesarias para proteger contra sobrecargas y cortocircuitos la instalación, montado en cuadro IP65 con tapa abatible. Totalmente instalado, transporte, montaje y conexionado.	Ud	1,00	114,69 €	114,69 €
1.6	Suministro e instalación de canalizaciones para cableado DC, bandeja metálica de rejilla portacables de 60x100mm y tubo portacables. Pequeño material para montaje y sujeción de la misma.	m	120,00	3,67 €	440,43 €
1.7	Suministro e instalación de cableado de interconexión entre inversor y cuadro de protecciones AC y hasta puntos de conexión con conductores de cobre con aislamiento tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x35 mm2 + 1x16 mm2 TT. Con p/p de conexionado	m	250,00	4,18 €	1.045,73 €
1.8	Suministro e instalación de canalizaciones para cableado AC, bandeja metálica de rejilla portacables de 60x100mm y tubo portacables. Pequeño material para montaje y sujeción de la misma.	m	24,00	3,67 €	88,09 €
1.9	Suministro e instalación de Cuadro de AC con Interruptor magnetotermico tetrapolar para 63 A, Interruptor diferencial tetrapolar de 80 A, relé diferencial 0,1 - 3 A, bobina de emisión y Transformador toroidal, montado en modulo de doble aislamiento. Totalmente instalado, transporte, montaje y conexionado.	Ud	1,00	434,56 €	434,56 €
1.10	Suministro e instalación de toma de tierra de la instalación compuesto por cable RVK 0,6/1kV de 16 mm2, puente de comprobación en caja registrable, grapas de conexión. Toma de tierra para la estructura metálica de los soportes de los módulos fotovoltaicos compuesto por cable RVK 0,6/1kV de 4 mm2.	Ud	1,00	194,88 €	194,88 €
1.11	Suministro e instalación de conectores rápidos MC4 macho y hembra para conexión entre filas de modulos fotovoltaicos.	Ud	16,00	5,04 €	80,64 €
1.12	Suministro e Instalación de cuadro de conexión con Interruptor de interconexión tetrapolar de 80 A respectivamente. Completo, montado y cableados.	Ud	1,00	136,64 €	136,64 €
1.13	Monitorización de EnergyCCM: Instalación de CCMaster PRO de carril DIN, CCM4. Completo, montado y cableado.	Ud	1,00	672,00 €	672,00 €
1.14	Pequeño material	Ud.	1,00	112,00 €	112,00 €
TOTAL CAPÍTULO 1					21.433,84 €
CAPÍTULO 2.- MANO DE OBRA E INSTALACION DE EQUIPOS					
2.1	Alzado del material hasta la cubierta.	Ud.	1,00	780,86 €	780,86 €



2.2	Mano de obra total de la instalación: Instalación de módulos fotovoltaicos con anclajes en la estructura de soportación y pegado a la misma, instalada y conexcionada. Cableado de la instalación, montajes, etc.	Ud	1,00	2.746,80 €	2.746,80 €
TOTAL CAPÍTULO 2					3.527,66 €
CAPÍTULO 3. - INGENIERÍA					
3.1	Trabajos en oficina técnica.	Ud	1,00	3.472,00 €	3.472,00 €
3.2	Estudio básico de seguridad y salud.	Ud.	1,00	336,00 €	336,00 €
TOTAL CAPÍTULO 3					3.808,00 €
TOTAL CAPITULOS					28.769,50 €

Resumen del presupuesto

Ppto Ejecución Material	28.769,50€
Gastos Generales (6%)	1.726,17 €
Beneficio Industrial (13%)	3.740,04 €
Ppto Contrata	34.235,71 €
IVA	7.189,50 €
Total	41.425,21 €

I.C. de Zaragoza, 01 de Diciembre de 2.020

SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES
El Funcionario Municipal

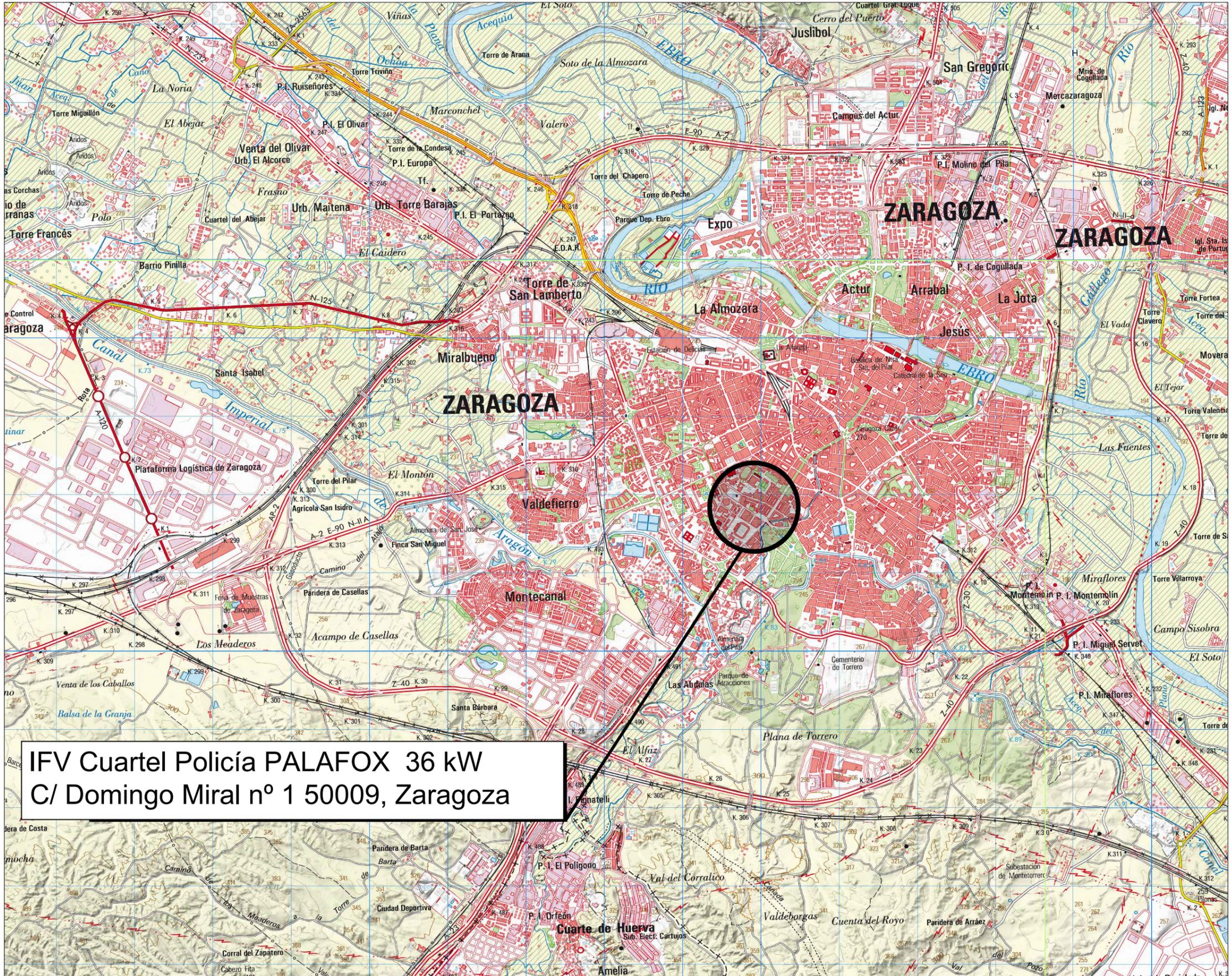
El Ingeniero Industrial
Colegiado nº: 2611 COIIAR

Fdo: Fco Javier Pérez Abad

Fdo: César Gimeno Alcalá
Asistencia Técnica Externa

**PROYECTO PARA INSLATACIÓN FOTOVOLTAICA DE 36 KW EN
EN EL CUARTEL DE POLICIA PALAFOX
20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF**

- **PLANOS**



IFV Cuartel Policía PALAFOX 36 kW
C/ Domingo Miral nº 1 50009, Zaragoza

DIRECCIÓN DE ARQUITECTURA
 SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
 UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES

PROYECTO IFV DE AUTOCONSUMO
CUARTEL POLICÍA PALAFOX

PLANO: **1**

SITUACIÓN

INGENIERO T. INDUSTRIAL Funcionario Municipal	INGENIERO INDUSTRIAL Asistencia Técnica Externa
Fco. Javier Pérez Abad	CÉSAR GIMENO ALCALÁ Colegiado nº: 2611 COIAR
TEC. GRADO SUP.:	ESCALA: 1/50000
IDENTIFICADOR:	NOVIEMBRE 2020 REM:
20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF	



IFV Cuartel Policía PALAFOX 36 kW
C/ Domingo Miral nº 1 50009, Zaragoza

DIRECCIÓN DE ARQUITECTURA
SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES

**PROYECTO IFV DE AUTOCONSUMO
CUARTEL POLICÍA PALAFOX**

PLANO: 2

EMPLAZAMIENTO

INGENIERO T. INDUSTRIAL Funcionario Municipal	INGENIERO INDUSTRIAL Asistencia Técnica Externa
Fco. Javier Pérez Abad	CÉSAR GIMENO ALCALÁ Colegiado nº: 2611 COIAR
TEC. GRADO SUP.:	ESCALA: 1/8000
IDENTIFICADOR: 20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF	NOVIEMBRE 2020 REM:



IFV Autoconsumo Cuartel Policía Palafox

Nº Módulos	94
Potencia módulo (Wp)	460
Pitch (m)	1,50
Potencia nominal (kW)	36.00
Potencia pico (kWp)	43,24
Nº inversores	1


Zaragoza
 AYUNTAMIENTO
 Gerencia de Urbanismo

DIRECCIÓN DE ARQUITECTURA
 SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
 UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES

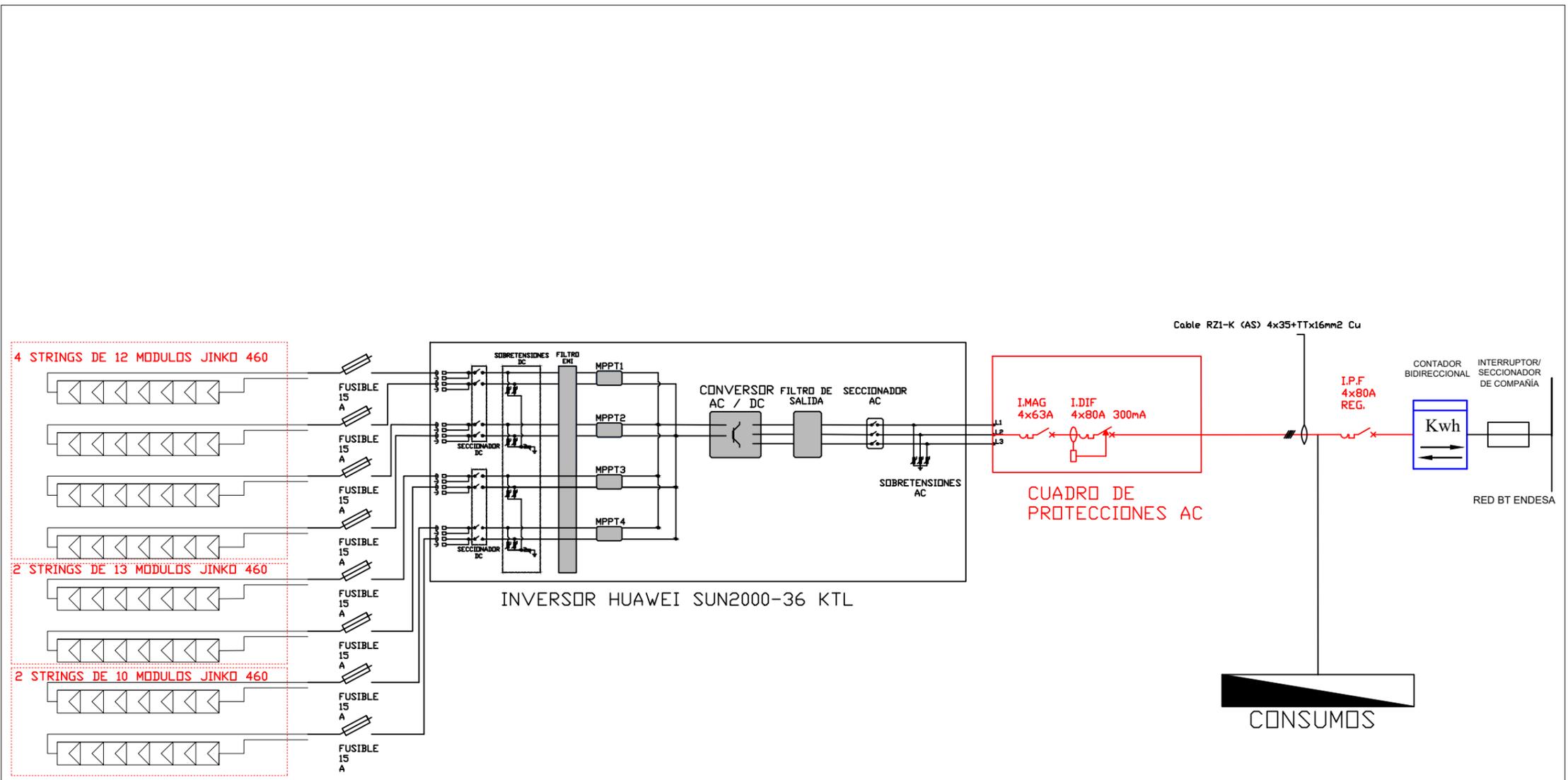
PROYECTO IFV DE AUTOCONSUMO CUARTEL POLICÍA PALAFOX

PLANO: **3**

IMPLANTACIÓN

INGENIERO T. INDUSTRIAL Funcionario Municipal	INGENIERO INDUSTRIAL Asistencia Técnica Externa
Fco. Javier Pérez Abad	CÉSAR GIMENO ALCALÁ Colegiado nº: 2611 COIAR
TEC. GRADO SUP.:	ESCALA: 1/300
	NOVIEMBRE 2020 REM:

IDENTIFICADOR:
20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF



Zaragoza
 AYUNTAMIENTO
 Gerencia de Urbanismo

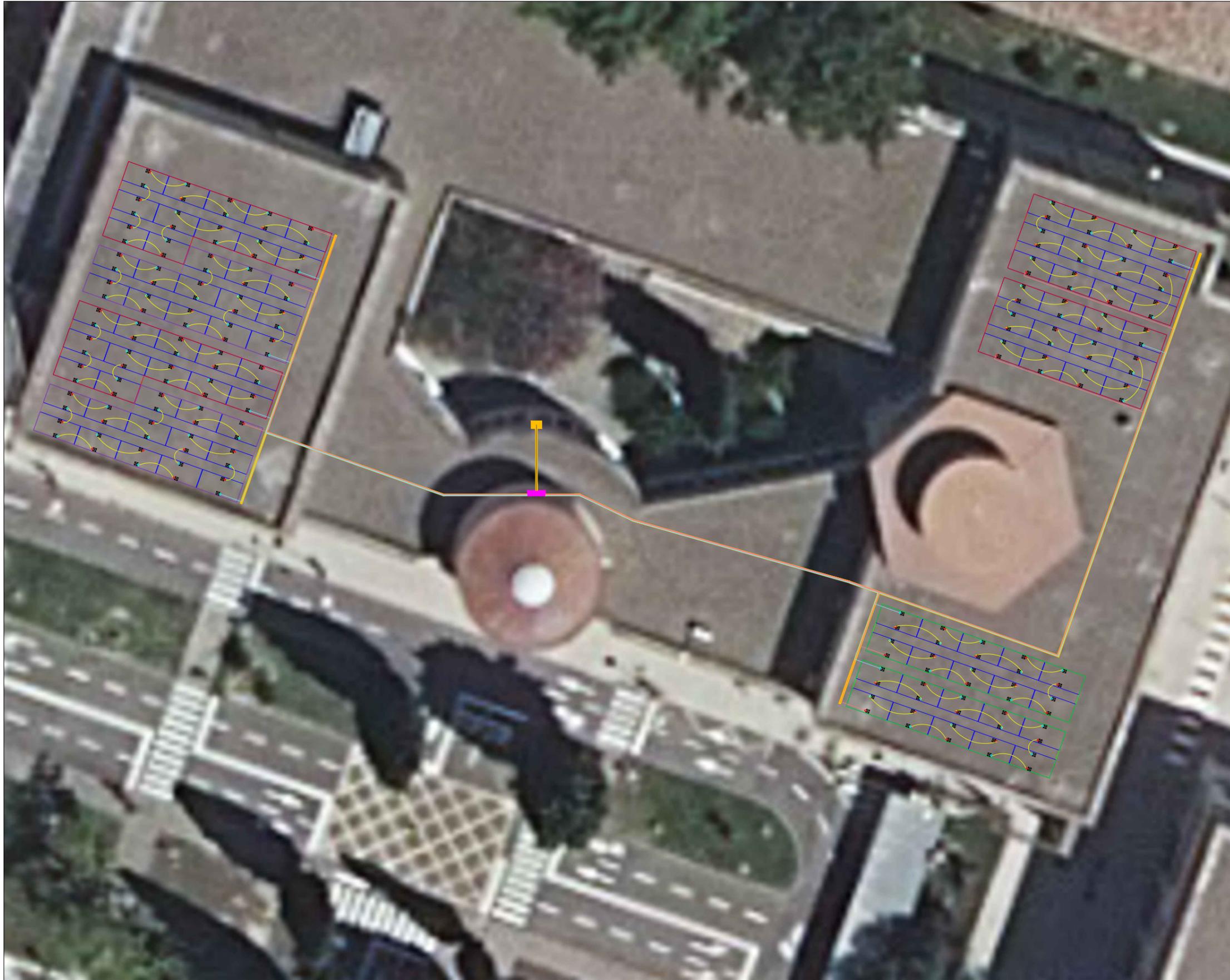
DIRECCIÓN DE ARQUITECTURA
 SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
 UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES

**PROYECTO IFV DE AUTOCONSUMO
 CUARTEL POLICÍA PALAFOX**

PLANO: **4**

ESQUEMA UNIFILAR

INGENIERO T. INDUSTRIAL Funcionario Municipal	INGENIERO INDUSTRIAL Asistencia Técnica Externa
Fco. Javier Pérez Abad	CÉSAR GIMENO ALCALÁ Colegiado nº: 2611 COIAR
TEC. GRADO SUP.:	ESCALA: S/E
	NOVIEMBRE 2020 REM:
IDENTIFICADOR: 20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF	



LEYENDA

	Cableado módulos CC 4 mm ²
	Cableado positivo CC 6mm ²
	Cableado negativo CC 6mm ²
	Bandeja metálica 100x60mm
	Inversor Fotovoltaico
	Caja de conexión módulos fotovoltaicos
	String de 10 módulos
	String de 12 módulos
	String de 13 módulos
	Cableado comunicaciones

Zaragoza
 AYUNTAMIENTO
 Gerencia de Urbanismo

DIRECCIÓN DE ARQUITECTURA
 SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
 UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES

**PROYECTO IFV DE AUTOCONSUMO
 CUARTEL POLICÍA PALAFOX**

PLANO: **5**

DETALLE CABLEADO CC

INGENIERO T. INDUSTRIAL Funcionario Municipal	INGENIERO INDUSTRIAL Asistencia Técnica Externa
Fco. Javier Pérez Abad	CÉSAR GIMENO ALCALÁ Colegiado nº: 2611 COIIAR
TEC. GRADO SUP.:	ESCALA: 1/200
	NOVIEMBRE 2020 REM:
IDENTIFICADOR: 20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF	



CABLEADO AC
RZ1-K(AS) 5G35 mm² Cu

LEYENDA

	Cableado AC RZ1-K(AS) 5G35 mm ²
	Bandeja 100 x 60 mm
	Inversor HUAWEI SUN2000KTL - 36 kW
	Módulo fotovoltaico Jinko 460 Wp

 Zaragoza
AYUNTAMIENTO
Gerencia de Urbanismo

DIRECCIÓN DE ARQUITECTURA
SERVICIO CONSERVACIÓN ARQUITECTURA
UNIDAD DE ENERGÍA E INSTALACIONES

**PROYECTO IFV DE AUTOCONSUMO
CUARTEL POLICÍA PALAFOX**

PLANO: **6**

DETALLE CABLEADO AC

INGENIERO T. INDUSTRIAL Funcionario Municipal	INGENIERO INDUSTRIAL Asistencia Técnica Externa
Fco. Javier Pérez Abad	CÉSAR GIMENO ALCALÁ Colegiado nº: 2611 COIIAR
TEC. GRADO SUP.:	ESCALA: 1/30
	NOVIEMBRE 2020 REM:

IDENTIFICADOR:
20-056 - UNI PALAFOX POL ACADEMIA EFIC IEF