



AYUNTAMIENTO
DE GRANADA



Plan de Recuperación,
Transformación y Resiliencia



Financiado por
la Unión Europea
NextGenerationEU



REHABILITACIÓN INTEGRAL DEL PALACIO DE DEPORTES DE GRANADA- PROYECTO EJECUCION - NOVIEMBRE 2023

1 SEPARATA DE INSTALACIONES DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA CON FUENTES RENOVABLES SISTEMA FOTOVOLTAICO.



1	SEPARATA DE INSTALACIONES DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA CON FUENTES RENOVABLES SISTEMA FOTOVOLTAICO.	1
1.1	MEMORIA INSTALACION CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO	3
1.1.1	OBJETO	3
1.1.2	CONSIDERACIONES LEGALES QUE SE TIENEN EN CUENTA EN EL ESTUDIO DE ESTE PROYECTO.	3
1.1.3	TIPO DE INSTALACION DE PRODUCCION.	4
1.1.4	CONSUMO DE ENERGIA Y PRODUCCION SOLAR.	5
1.1.5	ESTUDIO DE CONSUMO.	6
1.1.6	CONSUMO Y GENERACION.	7
1.1.7	INSTALACION FOTOVOLTAICA PROPUESTA.	9
1.1.8	SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA CONEXIÓN A RED Y DE PRODUCCION.	12
1.1.9	CARACTERISTICAS GENERALES PARA LA CONEXIÓN	12
1.1.10	CARACTERISTICAS GENERALES DE LA INSTALACION ELECTRICA.	13
1.1.11	CONTADOR DE ENERGIA ELECTRICA.	14
1.1.12	PROTECCIONES REGLAMENTARIAS.	14
1.1.13	CANALIZACIONES Y CONDUCTORES.	16
1.1.14	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y RIGIDEZ DIELECTRICA.	16
1.1.15	PUESTA A TIERRA.	17
1.2	DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS.	18
1.2.1	MODULOS FOTOVOLTAICOS.	18
1.2.2	EQUIPO INVERSOR.	19
1.2.3	MONITORIZACION Y CONTROL.	20
1.2.4	OPTIMIZADORES.	21
1.2.5	ESTRUCTURA Y SOPORTES.	21
1.3	CONCLUSIÓN	32
1.4	ANEXOS DE CALCULOS ELECTRICOS.	33
1.4.1	HIPOTESIS DE CALCULOS ELECTRICOS.	33
1.4.2	CALCULOS INSTALACION DE CA (CORRIENTE ALTERNA).	34
1.4.3	CALCULOS INSTALACION CC (CORRIENTE CONTINUA).	37
1.4.4	CALCULO DE INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO.	38
1.4.5	OTRAS FORMULAS DE CALCULOS.	40
1.4.6	CALCULOS DE UBICACIÓN DE MODULOS.	41
1.4.7	DIMENSIONADO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA.	43
1.5	FICHAS TECNICAS DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA.	50
1.6	PLANOS.	53

1.1 MEMORIA INSTALACION CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO.

1.1.1 OBJETO.

Tiene por objeto el presente proyecto, el reestudio y cálculos técnicos de las instalaciones de la rehabilitación de un edificio destinado a pabellón de deportes. Siendo el objetivo principal de este anexo el estudio y calculo técnico de la instalación eléctrica de una planta solar fotovoltaica de 252,08 kWp y 245kW nominales, para autoconsumo, en las cubiertas del palacio de deportes de Granada, de forma que cumpla con la normativa de la legislación vigente, en cuanto a instalación y seguridad, cubriendo las necesidades de un edificio de estas características con todos sus servicios, para su posterior legalización y puesta en marcha.

La memoria redactada consta de la memoria, anexos de cálculos, y en los documentos anexos de proyecto de sus correspondientes mediciones y presupuesto, y planos sobre la instalación anteriormente indicada, sirviendo para su presentación ante los Organismos competentes y obtener los permisos necesarios para su ejecución, legalización y puesta en funcionamiento.

1.1.2 CONSIDERACIONES LEGALES QUE SE TIENEN EN CUENTA EN EL ESTUDIO DE ESTE PROYECTO.

En el estudio de este proyecto se han tenido en cuenta los siguientes Reglamentos y Ordenanzas vigentes:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por el Decreto 842/2002, BOE. 18 de Septiembre de 2.002, e Instrucciones Complementarias y sus modificaciones.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre por el que se regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones y producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 24/2013, de 23 de Diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regulan la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 900/2015, 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-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Orden de 26 de marzo de 2007, de la consejería de innovación, Ciencia y Empresa de la Junta de Andalucía, por el que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas, y sus posterior corrección de errores y



actualizaciones.

- Normas UNE y Normas Europeas EN.
- Normas particulares de la compañía distribuidora.
- Ley de prevención de Riesgos Laborales 31/1.995 de 8 de Noviembre.
- R.D. 1627/1997 de 24 de Octubre, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción.

1.1.3 TIPO DE INSTALACION DE PRODUCCION.

1.1.3.1 GENERALIDADES.

La instalación de producción de este proyecto estará acogida a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, modalidad correspondiente a la definida en el artículo 9.1.a) de la ley de 24/2013 de 26 de diciembre, Ley del sector eléctrico, y su modificación por el Real decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, existiendo un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la ley 24/2013, que será el sujeto consumidor. En esta modalidad los dispositivos físicos de la instalación impedirán la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.

Para las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, en las que el consumidor asociado ya dispone de permiso de acceso y conexión para consumo, se exime de la necesidad de la obtención de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación, siendo este el caso de nuestra instalación, disposición adicional segunda del Real Decreto ley 15/2018.

1.1.3.2 TRAMITACION ADMINISTRATIVA.

Para las instalaciones en modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes mayor de 100 kW, se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes. En particular, las instalaciones de suministro con autoconsumo conectadas en baja tensión se ejecutarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

En Andalucía, no existe un procedimiento específico para la tramitación de las instalaciones en autoconsumo, sino que se incluyen como instalaciones eléctricas de generación que pueden ser tramitadas a través del aplicativo PUES o pueden necesitar autorización administrativa.

Para las instalaciones de potencia mayor de 100kW será necesario tramitar las autorizaciones recogidas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.

Los órganos competentes para autorizar son las Delegaciones del Gobierno de la Junta de Andalucía en las provincias y las dependencias encargadas para su tramitación los Servicios de Industria, Energía y Minas.

En el caso de tener suministro en Baja Tensión y más de 100kW de autoconsumo deberá emitirse resolución expresa de autorización (previa, de construcción y de explotación) por parte del órgano competente en base a la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

1.1.4 CONSUMO DE ENERGIA Y PRODUCCION SOLAR.

1.1.4.1 TARIFA ELECTRICA.

El Palacio de los Deportes de Granada tiene una factura eléctrica con una tarifa 6.1TD, la cual establece un total de seis periodos horarios que varían en función del mes y la franja horaria en los que nos encontremos. Así, cada periodo se compondrá de unas horas concretas en función del mes del año.

Tal y como se puede apreciar en la imagen, los seis periodos horarios se componen de horas diferentes en función del mes. A continuación, se explica de manera más detallada:

Enero y febrero: Durante los meses de enero y febrero el precio de la luz será el correspondiente a los periodos 1, 2 y 6. Así, un total de 6 horas al día pertenecerán al periodo 1, 10 horas al periodo 2 y 8 horas al periodo 6.

Marzo: Durante los 31 días de marzo, se aplica un total de 3 periodos horarios para las 24 horas de cada jornada. 6 horas pertenecen al periodo 3, 10 al periodo 4 y 8 horas al periodo 6.

Abril y mayo: Los días de abril y mayo se caracterizan porque durante las 24 horas de cada jornada, solo se aplican dos periodos horarios diferentes. Un total de 16 horas pertenecen al periodo 5 y las 8 horas restantes, al periodo 6.

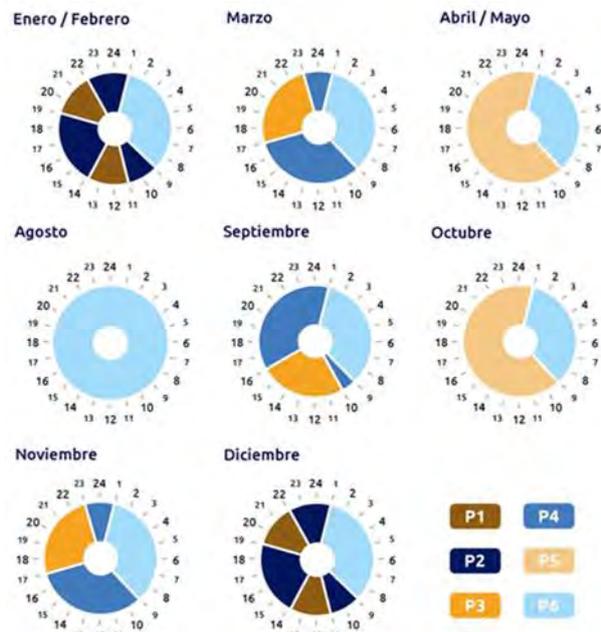
Primera quincena de junio: Las 24 horas de las 15 jornadas que componen este plazo se dividen en tres grupos: 6 horas se corresponden con el periodo 3, 10 horas al periodo 4 y 8 al periodo 6.

Segunda quincena de junio y mes de julio: Durante los meses estivales de junio y julio, la energía eléctrica consumida tendrá un total de tres precios, correspondientes al periodo 1, 2 y 6. Los dos primeros establecen un precio de la luz más caro. En concreto, el periodo 1 se compone de 8 horas, el periodo 2 de 8 horas y el periodo 6 de 8 horas.

Agosto: Los 31 días de agosto se caracterizan porque solo se aplica un único precio de la luz y es el marcado por el periodo 6.

Septiembre: Las 24 horas de cada jornada se dividen en 3 periodos, concretamente el 3, 4 y 6.

Octubre: Al igual que ocurre en abril y mayo, en los días de octubre se aplican los precios más económicos por el consumo de luz, que son los correspondientes a los periodos 5 (16 horas) y 6 (8 horas).



Noviembre: Durante el mes de noviembre, se aplicarán tres periodos horarios durante las 24 horas de la jornada, el 3, 4 y 6. El primero se compone de 6 horas, el segundo de 10 y el tercero de 8 horas.

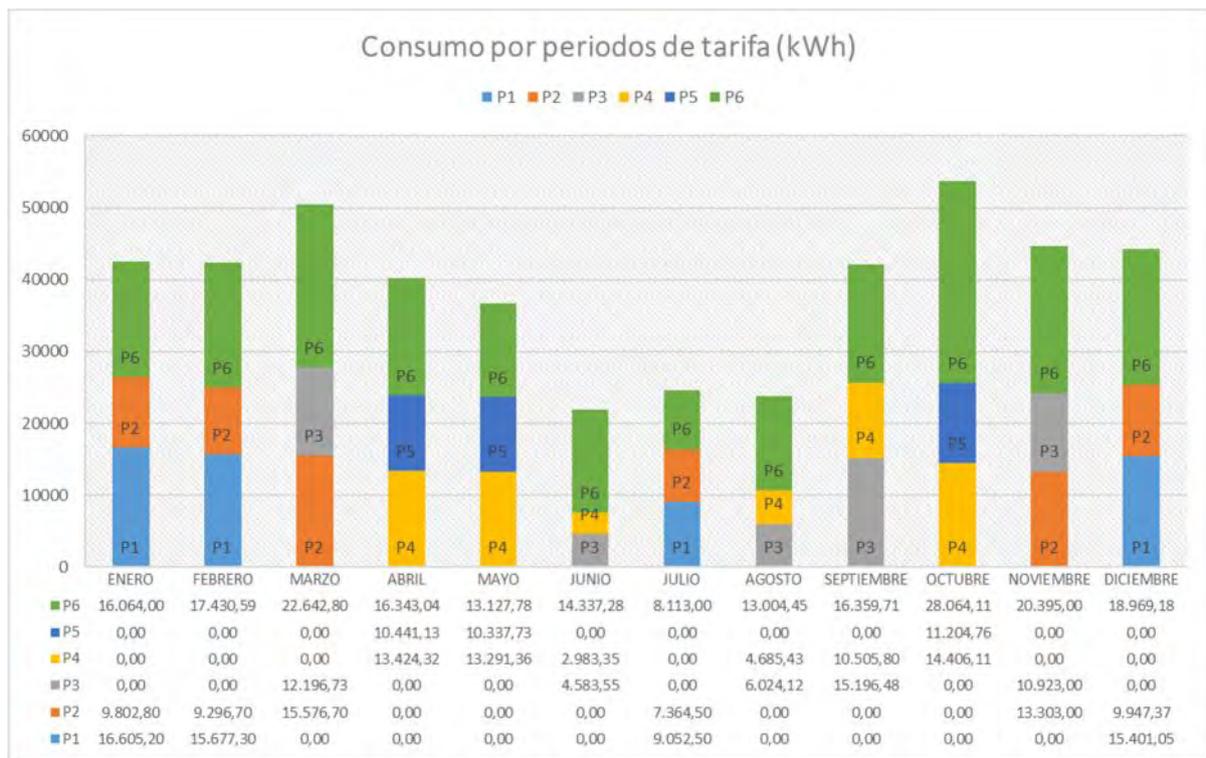
Diciembre: Para finalizar el año, cada día de diciembre se divide en tres periodos horarios, donde el precio de la luz es diferente. El periodo 1, el más económico, se compone de 6 horas, el periodo 2 de 10 horas y el periodo 6 de 8 horas.

1.1.5 ESTUDIO DE CONSUMO.

1.1.5.1 CONSUMO ELECTRICO.

Para el estudio del consumo eléctrico se han tomado como referencia el periodo que va comprendido desde octubre de 2018 hasta octubre de 2019, considerando que ese tiempo las enfriadoras del Palacio de deportes estaban en funcionamiento.

PERIDOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic
P1	12.404	11.693	0	0	0	5.098	9.665	0	0	0	0	10.581
P2	14.004	13.281	0	0	0	3.683	6.752	0	0	0	0	13.500
P3	0	0	9.679	0	0	3.266	0	0	10.828	0	7.140	0
P4	0	0	16.832	0	0	3.613	0	0	13.706	0	17.086	0
P5	0	0	0	22.729	25.992	0	0	0	0	28.050	0	0
P6	16.064	16.318	23.567	17.024	12.137	15.584	8.113	23.714	17.071	25.863	20.395	19.685



Con un consumo anual de **478.695 kWh/año**.

1.1.5.2 CONSUMO DE GASÓLEO-C.

Para el estudio del consumo de gasóleo-C, que es utilizado para el agua caliente sanitaria (ACS) y sistema de calefacción del edificio, se ha tomado como referencia las facturas de compra de gasóleo-C durante el año 2019, siendo estos:

MES	CONSUMO (l)
ENERO	12.500
MARZO	7.000
ABRIL	5.970
OCTUBRE	4.379
NOVIEMBRE	4.316

Siendo:

- 1 litro de gasóleo-C : 8750 kcal.
- 1kcal 0,0011622 kWh.

Por tanto:

MES	CONSUMO	Kcal	kWh
ENERO	12.500	109.375.000	127.118
MARZO	7.000	61.250.000	71.186
ABRIL	5.970	52.237.500	60.711
OCTUBRE	4.379	38.316.250	44.532
NOVIEMBRE	4.316	37.765.000	43.891
	34.165	298.943.750	347.438

Con un consumo anual de **34.165 Litros/año y 47.438 kWh.**

1.1.6 CONSUMO Y GENERACION.

Para este estudio de consumo y generación fotovoltaica no se ha considerado el consumo de gasóleo-C, debido a que las calderas de gasóleo para producción de ACS y calefacción se van a eliminar y sustituir por equipos de alta eficiencia, para la producción de ACS y climatización. Considerando que el consumo eléctrico sería el mismo que se ha calculado en apartados anteriores.

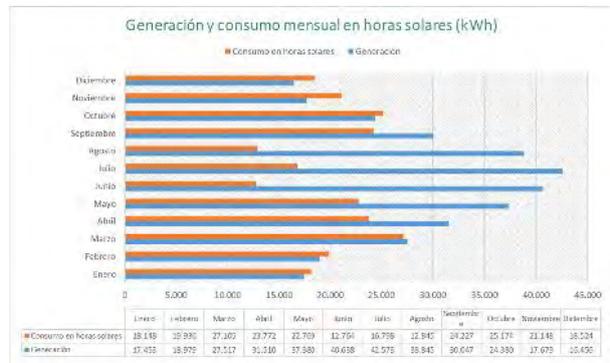
	Consumo	Consumo en horas solares	Nuevo Consumo	Reducción	% Consumo en horas solares	Reducción mensual	Reducción mensual en horas solares	Aprovech.
Ene	42472	18148	3826	14322	42,73%	33,72%	78,92%	82,06%
Feb	42405	19936	4064	15872	47,01%	37,43%	79,61%	83,63%
Mar	50416	27105	6738	20368	53,76%	40,40%	75,14%	74,02%
Abr	40208	23772	4612	19160	59,12%	47,65%	80,60%	60,81%
May	36757	22769	3308	19461	61,94%	52,94%	85,47%	52,06%
Jun	21904	12764	1950	10814	58,27%	49,37%	84,72%	26,61%
Jul	24530	16798	2139	14659	68,48%	59,76%	87,27%	34,43%
Agos	23714	12845	1326	11519	54,17%	48,58%	89,68%	29,66%
Sept	53675	24227	3981	20245	45,14%	37,72%	83,57%	67,38%
Oct	53675	25174	6243	18931	46,90%	35,27%	75,20%	77,65%
Nov	44621	21148	5914	15234	47,39%	34,14%	72,04%	86,17%
Dic	44318	18524	4414	14110	41,80%	31,84%	76,17%	85,75%
Total	478695	243209	48515	194695	50,81%	40,67%	80,05%	56,69%

*Consumo global del edificio. (Consumo en horas solares y en horas no solares).

REHABILITACIÓN INTEGRAL DEL PALACIO DE DEPORTES DE GRANADA- PROYECTO EJECUCION - NOVIEMBRE 2023

	Consumo laboral (h.s)	Consumo en festivos (h.s.)	Nuevo Consumo	Reducción laboral	Reducción festivos	Generación laboral	Generación festivos	% Aprovech. Laboral	% Aprovech. Festivos
Ene	14604	3544	3826	11193	3129	11823	5630	94,67%	55,58%
Feb	15764	4172	4064	12274	3597	13556	6100	90,54%	58,97%
Mar	20867	6238	6738	15455	4912	19529	7989	79,14%	61,49%
Abr	18793	4980	4612	14978	4182	22057	9453	67,91%	44,24%
May	18341	4428	3308	15363	4098	24116	13264	63,70%	30,89%
Jun	8089	4675	1950	7023	3791	29801	10837	23,57%	34,98%
Jul	14381	2417	2139	12431	2228	31586	10986	39,36%	20,28%
Agos	8702	4144	1326	7803	3716	26314	12530	29,66%	29,66%
Sept	19959	4268	3981	16604	3641	22034	8012	75,36%	45,44%
Oct	17607	7566	6243	13126	5804	16515	7864	79,48%	73,80%
Nov	16049	5099	5914	11263	3971	11786	5893	95,56%	67,39%
Dic	14095	4429	4414	10357	3753	10617	5839	97,55%	64,28%
Total	187251	55958	48515	147872	46823	239735	104399	61,68%	44,85%

*Consumo en horas solares del edificio.



- Aprovechamiento global de la instalación fotovoltaica 56,69%.
- Reducción global mensual en horas solares del 80,05%.
- Aprovechamiento en días laborales 61,68%.
- Aprovechamiento en días festivos 44,85%.

Tras los cálculos realizados podemos comprobar que en los meses donde la irradiación es mayor (meses de verano) y el consumo del edificio es menor, el aprovechamiento del campo fotovoltaico es menor, por lo que tendríamos energía excedentaria, además con la instalación se contribuiría en la reducción de emisiones de CO₂ en 87,185 Tn/año, se salvarían 5.071 árboles/año y se reduciría la extracción de petróleo en 24Tn/año



1.1.7 INSTALACION FOTOVOLTAICA PROPUESTA.

1.1.7.1 CONTRIBUCION FOTOVOLTAICA MINIMA DE ENERGIA ELECTRICA.

Aunque para nuestro caso, no sería de aplicación el DB-HE5 Generación mínima de energía eléctrica procedente de fuentes renovables, el cual es de aplicación en los casos:

- Edificios de nueva construcción de más de 1.000 m².
- Ampliaciones de edificios existentes cuando la superficie de ampliación sea superior a 1.000 m².
- Reformas integrales de edificios existentes o cambio de uso característico del mismo. Siempre que la superficie construida supere los 1.000m².

La instalación cumpliría con las exigencias mínimas del CTE. en nuestro caso es una reforma, pero no integral de modo que no es de aplicación este DB.

A pesar de que no es de aplicación el cumplimiento del DB-HE5, se calculará dicha instalación cumpliendo con los requisitos indicados en dicho documento, teniendo en cuenta la superficie de instalación en cubierta.

Cuantificación de la exigencia según reglamentación.

Conforme a lo dispuesto en el apartado 3 del HE5, la potencia a instalar mínima P_{min} será la menor de las resultantes de las siguientes expresiones:

$$P_1 = F_{pr,el} \cdot S$$

$$P_2 = 0,1 \cdot (0,5 \cdot S_c - S_{oc})$$

donde,

P_{min} : potencia a instalar (kW).

$F_{pr,el}$: factor de producción eléctrica que toma valor de 0,005 para uso residencial privado y 0,010 para el resto de usos (kW/m²).

S: superficie construida del edificio.

S_c : superficie de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación (m²).

S_{oc} : superficie de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación ocupada por captadores solares térmicos (m²).

En nuestro caso $S = 15.663 \text{ m}^2$, $S_c = 8424,9 \text{ m}^2$ y $S_{oc} = 0 \text{ m}^2$:

$$P_1 = 0,010 \cdot 15.663 = \mathbf{157,00 \text{ kWp}}$$

$$P_2 = 0,1 \cdot (0,5 \cdot 8.424,9 - 0) = 185,00 \text{ kWp}$$

Según esta exigencia, nuestra instalación mínima de generación eléctrica procedente de fuente renovables debería ser de unos 157kWp.

Se hacen esta justificación de cálculos de la instalación aunque no sea de aplicación obligada esta exigencia.

1.1.7.2 DESCRIPCION GENERAL DE LA INSTALACION.

Como se ha comentado anteriormente la instalación que se proyecta es en el palacio de deportes de Granada, donde habrá 3 zonas de actuación.

La primera zona de actuación será en la propia cubierta del zinc del palacio, en la cara sur de este, la cual tiene una superficie aproximada de 1.081,58 m² de los cuales se utilizarán 572,80 m², para la instalación de 230 módulos fotovoltaicos de 460W, los cuales proporcionarán una potencia de 105,8 kWp, estos se instalarán en una estructura coplanar, con la inclinación que nos proporciona la propia cubierta que en este caso es de 9°.

La segunda zona de actuación será sobre la nueva pérgola que se instalará en la entrada del sector B con orientación oeste, la cual dispondrá de una superficie aproximada de 1.117,75 m², los cuales se utilizaran en su totalidad para la instalación de 270 módulos fotovoltaicos de iguales características que los de la cubierta de zinc, los cuales proporcionarán una potencia de 124,20 kWp, se instalaran en una estructura coplanar, con la inclinación que nos proporcionara la propia pérgola, que será de 10°.

Y la tercera actuación será en la nueva pérgola con orientación sur que se instalará en la entrada de la C/ Torre de Comares, la cual dispondrá de una superficie aproximada de 192,95 m², siendo utilizados 115,70m², se instalarán 48 módulos de 460W, proporcionando 22,08 kWp, se utilizará estructura triangular con una inclinación de 5°.

En el diseño de la instalación en sus distintas zonas se ha tenido en cuenta el aprovechamiento máximo del espacio disponible, las condiciones de la edificación con las construcciones colindantes, o sus propios elementos constructivos, elaborando los perfiles de sombras que le afectan, optando por la instalación de agrupación de módulos con orientación e inclinación en función de su mayor rendimiento y mínimas interferencias. En el diseño también se ha tenido en cuenta los espacios necesarios para las tareas de mantenimiento y de limpieza de los módulos.

A continuación, se muestra un resumen de la distribución de los módulos en las distintas zonas:

DISTRIBUCION MODULOS CUBIERTA ZINC	
Nº módulos	230
Pot. Módulos	460
Pot. Pico	105,8
Orientación	SUR
Inclinación modulos	9
Azimut	10
Estructura	Coplanar

DISTRIBUCION MODULOS PERGOLA SECTOR B	
Nº módulos	270
Pot. Módulos	460
Pot. Pico	124,20
Orientación	OESTE
Inclinación modulos	10
Azimut	-80
Estructura	Coplanar

DISTRIBUCION MODULOS TAQUILLA C/ COMARES	
Nº módulos	48
Pot. Módulos	460
Pot. Pico	22,08
Orientación	SUR
Inclinación modulos	10
Azimut	10
Estructura	Triangular

Con el conjunto de módulos fotovoltaicos se obtendrá una potencia pico en generación de 252,08 kWp.

Todo el conjunto se ha dispuesto para su colocación mediante estructura de acero 1.0242 (S250GD), accesorios de unión y fijación de placas solares en acero. En apartados posteriores se justifica la estructura que se utilizara en las distintas zonas.

Para la conversión de la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos, corriente continua en corriente alterna, se ha previsto la instalación de tres inversores con una potencia nominal:

INV. PERGOLA SECTOR B		INV. CUBIERTA ZINC		INV. TAQUILLA C/ TORRE COMARES	
Fabricante:	SUNVEC	Fabricante:	SUNVEC	Fabricante:	SUNVEC
Modelo:	120KTL-D3	Modelo:	100KTL-D3	Modelo:	25KTL-D3
Tipo inductor	Trifásico	Tipo inductor	Trifásico	Tipo inductor	Trifásico
Potencia nominal:	120kW	Potencia nominal:	100kW	Potencia nominal:	25kW

Con una potencia nominal del conjunto de 245kW.

Los cables de CC procedentes de cada zona de instalación discurrirán por bandejas de chapa galvanizada y bandejas de tipo rejilla hasta llegar a los inversores.

El inductor de la pérgola del sector B y el inductor de la cubierta de Zinc se ubicarán en la torre B-D, la salida de esos inversores (CA), irán hasta el subcuadro nº1 ubicado en la misma torre, donde ambas se unirán con sus protecciones y saldrán de este subcuadro como una única línea de CA, esa línea discurrirá por bandeja de chapa galvanizada hasta el nivel -3,50m hasta llegar al cuarto donde se ubica el cuadro general del edificio.

En este mismo cuarto se ubicará el inductor de los módulos de la taquilla de C/ Torre de Comares, la salida del inductor ira hasta el subcuadro nº2 ubicado en el mismo cuarto, donde se unirá la línea procedente del subcuadro nº1 con la de este inductor, donde saldrá una única línea que se conectará al embarrado del cuadro general del edificio.

1.1.7.3 ALCANCE DE LA INSTALACION.

En el estudio a realizar en este proyecto se ha considerado la instalación del conjunto de elementos que forma la instalación solar fotovoltaica, y su conexión con las redes de baja tensión existentes en el edificio, no afectará a las instalaciones actuales, salvo en la conexión que se llevara en el cuadro eléctrico general del edificio como se ha indicado en apartado anteriores. Los trabajos a realizar tendrán el siguiente alcance:

- Montaje e instalación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta de zinc, pérgola del sector B y taquillas de la C/ Torre de Comares, con su correspondiente suportación y elementos de sujeción.
- Montaje e instalación del módulo o módulos inversores, de la instalación, con sus correspondientes protecciones de líneas a módulos.
- Subcuadro nº 1 para la interconexión del inductor de la cubierta de zinc y pérgola del sector B ubicados en la torre B-D, subcuadro nº2 para la interconexión de la línea de los inversores de la torre B-D e inductor de la taquilla de la C/Torre de Comares.
- Redes de cableado del sistema solar y de la instalación de baja tensión, con sus correspondientes canalizaciones.
- Sistema de medida y control de la instalación mediante vatímetro y data-logger.
- Sistema de comunicación entre inversores mediante BUS RS485.
- Conexión con la instalación existente.



- Puesta a tierra de la instalación.

1.1.8 SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA CONEXIÓN A RED Y DE PRODUCCION.

El suministro actual de la instalación se abastece de las redes de la compañía Endesa Distribución, siendo las características de la energía eléctrica:

- | | | |
|---------------|-------|--------------------|
| - Corriente. | | Alterna trifásica. |
| - Tensión. | | 3 x 400V. |
| - Frecuencia. | | 50 Hz. |

El suministro de generación de la instalación tendrá las características de energía eléctrica siguientes:

- | | | |
|------------------|-------|-------------------------|
| - Forma de onda. | | Prácticamente senoidal. |
| - Corriente. | | Alterna trifásica. |
| - Tensión. | | 3 x 400V. |
| - Frecuencia. | | 50 Hz. |

Tasa máxima de armónicos en cualquier condición de funcionamiento.

- | | | |
|---------------------------------|-------|------|
| - Armónicos de orden par: | | 4/n |
| - Armónicos de orden 3: | | 5 |
| - Armónico de orden impar (5): | | 25/n |

1.1.9 CARACTERISTICAS GENERALES PARA LA CONEXIÓN.

1.1.9.1 INSTALACION GENERADORAS INTERCONECTADAS.

Para las instalaciones generadoras interconectadas la potencia máxima de las centrales a una red de distribución pública, estará condicionada por las características de ésta, tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc.

Todas las instalaciones de generación interconectadas a la red de distribución en baja tensión deben disponer de dispositivos que limiten la inyección de corriente continua y la generación de sobretensiones, así como impedir el funcionamiento en isla de dicha red de distribución, de forma que la conexión de la instalación de generación no afecte al funcionamiento normal de la red ni a la calidad del suministro de los clientes conectados a ella.

Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, con generación y regulación en baja tensión, deberán disponer de un sistema que evite el vertido de energía a la red de distribución que cumpla los requisitos y ensayos del nuevo anexo I de la ITC-BT-40. A las instalaciones de autoconsumo sin excedentes no les son de aplicación los apartados 4.3.1, 4.3.4 y ninguno de los requisitos relacionados con la empresa distribuidora del apartado 9.

La conexión de la instalación generadora no deberá afectar al funcionamiento normal de la red ni a la calidad del suministro. Tampoco deberá producir cambios en la filosofía de explotación, protección y desarrollo de la misma. El punto de conexión debe tener elementos que cumplan las funciones de corte y aislamiento de la red, accesibles, en todo momento a la empresa distribuidora, a efectos de poder desconectar la instalación generadora.

En nuestra instalación el esquema de conexión según la guía técnica de aplicación de la ICT BT-40, será de tipo 8, método de medida bidireccional con conexión en cuadro general, donde el generador está conectado en un circuito dedicado e independiente del resto de circuitos.

Instalaciones interconectadas. Se contemplan aquí una serie de escenarios, en función del punto de conexión del generador, y la posibilidad o no de alimentación de un consumo asociado al productor de la instalación de generación, y manteniendo siempre la simetría con las instalaciones de enlace de la ITC BT 12 y su Guía de aplicación correspondiente.

1.1.9.2 POTENCIAS MÁXIMAS DE LAS CENTRALES INTERCONECTADAS EN BAJA TENSION.

La potencia máxima de las centrales interconectadas a una red de distribución pública, estará condicionada por las características de ésta, tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc.

Con carácter general la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de 3x400/230 V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central.

1.1.10 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACION ELECTRICA.

1.1.10.1 PUNTO DE CONEXIÓN DE LA INSTALACION.

La conexión se realizará en el punto de la red del titular más próximo al origen de su instalación que permita aislar la instalación generadora del sistema eléctrico, cuando así sea requerido. La conexión de la generación que se realice en baja tensión se ajustará a los esquemas y modos de conexión permitidos en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, según sea la tipología de la instalación y su potencia. La generación que se conecte en alta tensión se ajustará a los esquemas y modos de conexión del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de alta tensión.

Las instalaciones de producción conectadas a una red interior no podrán superar la capacidad disponible en el punto de conexión a la red de distribución ni la potencia vinculada a los derechos de extensión vigentes adscritos al suministro.

Los esquemas de conexión deben responder al principio de minimizar pérdidas en el sistema, favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad de suministro y posibilitando el trabajo en isla, sobre sus propios consumos, nunca alimentando a otros usuarios de la red.

Las configuraciones de conexión deberán asegurar la fiabilidad de las medidas de energía producida y consumida.

Asimismo, en aquellos casos de autoconsumo en el que las instalaciones de generación próximas y asociadas lo sean a través de red interior, si el consumo es trifásico la conexión de la instalación de generación también deberá serlo.

La Instalación de generación, en nuestro caso, se conecta en el cuadro general de mando y protección existente en el edificio, en el embarrado actual de salida de automático general, este punto de conexión se puede apreciar en los esquemas unifilares.

1.1.11 CONTADOR DE ENERGIA ELECTRICA.

No se prevé modificación sobre la instalación existente, ya que la instalación diseñada se realiza sin excedentes.

1.1.12 PROTECCIONES REGLAMENTARIAS.

1.1.12.1 PROTECCIONES SEGÚN R.E.B.T. ITC BT-40.

Los sistemas generadores dispondrán de las protecciones específicas que el fabricante aconseje para reducir los daños como consecuencia de defectos internos o externos a ellos.

Los circuitos de salida de los generadores se dotarán de las protecciones establecidas en las correspondientes ITC del R.E.B.T. que les sean aplicables.

Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes, con independencia de que estos ajustes podrían verse modificados por la normativa del sector eléctrico en función del generador al que aplique:

- De sobrecorriente, mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente.
- De mínima tensión instantáneas, conectados entre las tres fases y neutro y que actuarán, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre una fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.
- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 períodos.

1.1.12.2 PROTECCIONES SEGÚN R.D. 1699/2011.

Los sistemas de protección que debe llevar la instalación generadora, en base al Real Decreto 1699 de 2011, debe estar compuesta de:

- a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
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.
- b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía 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.
- d) 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 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. En los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. 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.

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

- e) Además para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre el interruptor o interruptores del equipo o equipos generadores.

1.1.12.3 PROTECCIONES PREVISTA EN LA INSTALACION.

Las protecciones previstas en nuestra instalación serán las siguientes:

Redes de conexión de módulos fotovoltaicos e inversores, lado de generación en CC:

- Interruptor de corte en líneas de string de módulos fotovoltaicos, integrado en el inversor por cada línea de string.
- Protección contra sobreintensidades en líneas de string, incluido en el inversor, disponiendo de descargador contra sobretensiones que se derivará a tierra cualquier sobretensión que se presente.
- Protección contra polarización inversa, integrada en el inversor.
- Protección contra sobretensiones, integrado en el inversor.
- Protección contra cortocircuitos: la corriente de cortocircuito de los generadores fotovoltaico es ligeramente superior a la de operación, por lo que una situación de cortocircuito no es problemática para esta parte del circuito. Y los inversores dispone de protecciones internas para ello.
- Protección contra contactos directos e indirectos, integrado en el inversor.
- Portafusibles, fusibles cilindricos y protector sobretension en string.

Red de conexión de inversor y conexión con la red existente de B.T., lado de generación en C.A.:

- Protección de máxima y mínima tensión, integrado en el inversor.
- Protección de máxima y mínima frecuencia, integrado en el inversor.
- Limitador de sobretensiones, integrado en el inversor.
- Protección contra funcionamiento en isla, integrado en el inversor con asociación con vatímetro externo,
- Secuencia de fases, integrado en el inversor con asociación de vatímetro externo.

- Corte general y protecciones diferenciales, interruptores magnetotermicos de intensidad nominal según cálculos, elementos instalados en el cuadro de conexión del sistema de generación y la red interior.

En nuestro caso como los inversores de la instalación incorpora las protecciones anteriormente descritas, no es necesario la duplicidad de las protecciones, y éstas cumplen la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.

1.1.13 CANALIZACIONES Y CONDUCTORES.

La red de distribución (CC) exterior de la cubierta de Zinc discurra por la propia cubierta desde los generadores hasta la entrada al edificio mediante bandeja de chapa galvanizada, una vez en el interior del edificio discurrirán por bandejas tipo rejilla hasta el inversor, las medidas de las bandejas serán las adecuadas al número de conductores, su trazado y medidas queda representadas en los planos de planta de la instalación.

La red de distribución (CC) de la pérgola del sector B y pérgola de la taquilla de la C/ Torre de Comares, tendrán las mismas características que la red de distribución de la cubierta de Zinc.

Las cajas de conexión utilizadas en la instalación exterior, incluso la de los módulos fotovoltaicos tendrán una protección mínima IP 65, y deberán estar protegidas en la medida de lo posible de la lluvia y la radiación directa de luz solar.

Los conductores de CC serán unipolares de doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y caucho de etileno-propileno (EPR), no propagador del incendio y baja emisión de humos y opacidad reducida, ZZ-F (AS) para una tensión nominal en DC de 1'8 kV y 0'6/1'0 kV para AC. Norma de construcción EA 0038, TUV 2 Pfg 1169/08.2008 de cables para paneles solares. Este tipo de conductores con materiales poliméricos termoestables son adecuados para estarán previstos contra la degradación por efecto de la intemperie, radiación solar, UV, y condiciones ambientales a elevada temperatura ambiente, y soportan la acción de la intemperie.

Para la selección de la sección de los conductores desde los módulos fotovoltaicos a los inversores se ha previsto por cálculos para que la caída de tensión sea inferior al 1'5%.

La configuración eléctrica del generador fotovoltaico será de tipo flotante, ninguno de los polos positivo o negativo está conectado a la tierra de la instalación.

La red de distribución de CA discurrirá desde el subcuadro nº1, el cual se encuentra ubicado en la torre B-D, hasta el subcuadro nº2 ubicado en el cuarto del cuadro general del edificio en el nivel -3,50 m, mediante bandeja de chapa galvanizada de nueva instalación en la torre B-D y posteriormente discurrirán por bandejas existente con capacidad suficiente. Los conductores serán de cobre con aislamiento de polietileno reticulado no propagadores del incendio y baja emisión de humos y opacidad reducida, RZ1-K (AS) para una tensión nominal de 0'6/1kV. La sección de los conductores se justifica en el apartado de cálculos.

1.1.14 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y RIGIDEZ DIELECTRICA.

Las instalaciones deberán presentar una resistencia de aislamiento al menos igual a los valores indicados en la tabla siguiente:

Tensión nominal de la instalación	Tensión ensayo corriente continua (V)	Resistencia de aislamiento (M Ω)
MBTS O MBTP	250	0'25
500 V	500	0'50
> 500 V	1000	1'00

La rigidez dieléctrica será tal que, desconectados los aparatos de utilización (receptores), resista durante 1 minuto una prueba de tensión de $2U + 1000$ V a frecuencia industrial, siendo U la tensión máxima de servicio expresada en voltios, y con un mínimo de 1.500 V.

Las corrientes de fuga no serán superiores para el conjunto de la instalación o para cada uno de los circuitos en que ésta pueda dividirse a efectos de su protección a la sensibilidad que resisten los interruptores diferenciales instalados como protección contra los contactos indirectos.

1.1.15 PUESTA A TIERRA.

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

Por otro lado, en el R.D. 1699/2011 es un artículo 15, se establece que la instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base al desarrollo tecnológico. Se entiende que las funciones que se persiguen utilizando un transformador de aislamiento de baja frecuencia son:

1. Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
2. Proporcionar seguridad personal.
3. Evitar la inyección de corriente continua en la red.

En instalaciones generadoras en las que la transmisión de energía a la red se haga mediante convertidores electrónicos podrán utilizarse transformadores de separación, o no hacerlo, siempre que se cumplan las funciones anteriores.

En nuestro caso al tratarse de una red interconectada, instalación generadora con punto de conexión en la red interior de baja tensión en la que hay otros circuitos e instalaciones de baja tensión conectados a ella, independientemente de que la finalidad de la instalación sea tanto vender energía como alimentar cargas, en paralelo con la red, se demuestra que se cumple con los tres apartados anteriores, con la siguiente justificación:

- Apartado 1. Por ser una instalación en edificio, se conectarán todas las masas metálicas (estructura soporte y módulos fotovoltaicos al borne de puesta a tierra del edificio de todas las masas metálicas de la instalación interior.



- Apartado 2. La instalación cumple con lo establecido en la ITC-BT-24 del REBT, con el fin de proporcionar seguridad personal. Utilizando dispositivos de protección de corriente diferencial-residual.

- Apartado 3. El fabricante del inversor justifica mediante ensayo que la corriente continua inyectada a red no supera el 0,5% de la corriente nominal, habiendo sido comprobado mediante ensayo por laboratorio externo, tal como indica la "Nota de interpretación de equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en Baja Tensión" del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con resultado favorable.

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

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla 2 del REBT Instrucción ITC-BT-18, con una sección mínima de 2,5mm², se adopta la sección de 10mm².

La estructura del generador cuenta con un sistema de puesta a tierra para garantizar el valor normalizado (REBT) de resistencia de puesta a tierra. La sección mínima del conductor de puesta a tierra será de 6 mm².

Todas las partes metálicas están conectadas a la tierra de la instalación.

Las masas de la instalación de generación están conectadas a una tierra independiente a la del neutro de la empresa distribuidora, cumpliendo la exigencia del R.D. 1699/2011, no alterando 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 dispone de los elementos necesarios para desconexión manual y automática de forma independiente en ambos terminales de cada una de las ramas y el resto del generador.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS.

1.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Los módulos elegidos para la instalación son de la marca SERAPHIM, modelo SRP-460-BMB-HV, constituido por 120 células fotovoltaicas de silicio monocristalino de alta eficiencia, de corte estándar.

Los módulos previstos son módulos de media celda, los cuales tienen una menor resistencia de corriente y de serie, lo que ayuda a minimizar la pérdida de desajuste, la pérdida de potencia interna y el efecto de sombra. Los módulos previstos comprenden dos conjuntos de células solares separados e idénticos, lo que significa que las cadenas ordinarias de las células se cortan en mitades, y estas cadenas más cortas componen conjuntos que tienen rutas de corriente separadas. Cuando un módulo está sombreado, solo la corriente de una matriz sombreada lateral se verá afectada, mientras que la otra matriz seguirá produciendo potencia funcionalmente. Bajo esta circunstancia, cuando un módulo está sombreado, las áreas de trabajo afectadas serán un 50% menos.

El fabricante nos garantiza el 80% de la potencia durante 25 años y 2 años contra defectos de fabricación. Además, los módulos y su proceso de producción cumplen las normas UNE/CEI e ISO aplicables y en particular deben cumplir las normas IEC 61215 y UL1703 y ser de Clase II, certificado por TUV.

Las características de los módulos a instalar son:

MODULO FOTOVOLTAICO	
Fabricante	SERPHIM
Modelo	SRP-460-BMB-HV
Potencia máxima a STC (Pmp)	460 W
Tensión a circuito abierto (Voc)	41,52 A
Intensidad de cortocircuito (Isc)	13,96 A
Tensión de máxima potencia (VPM)	34,49 V
Corriente de máxima potencia (IMP)	13,34 A
Eficacia del módulo a STC (η_m)	21,25
Máxima tensión del sistema	1500 V DC
Máxima intensidad de la serie del sistema	25 A
DIMENSIONES	
Longitud	1909 mm
Ancho	1134 mm
Espesor	35 mm
Peso	22,3 Kg

1.2.2 EQUIPO INVERSOR.

En nuestro caso se van a instalar tres inversores los cuales están previstos para sistemas conectados a red distribuida, equipados con protección de sobretensión (SPD) de CC y CA de cualquier dimensión, así como monitorización integrada de corriente residual que desconecta de inmediato de la red eléctrica al detectar que la corriente residual supera el umbral reglamentario.

Los inversores elegidos, son de tecnología MPPT, seguimiento del punto de máxima potencia, con lo que se conseguirá el máximo rendimiento de la instalación.

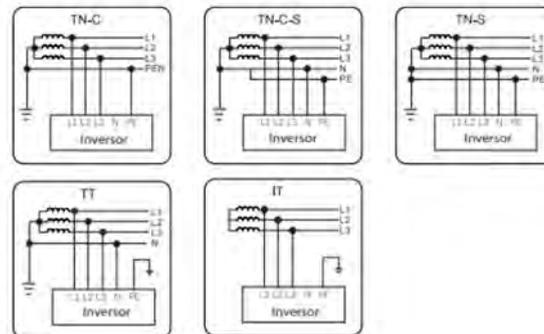
Estos serán de la marca SUNVEC o similar, modelos 120KTL-D3 , 100KTL-D3 y 25KTL-D3.

El inversor SUNVEC 120KTL-D3 Y 100KTL-D3 irán instalados en la torre B-D y el inversor SUNVEC 25KTL-D3, se instalará en el cuarto de los cuadros generales de electricidad, siendo sus características más relevantes la siguientes:

PERGOLA SECTOR B		CUBIERTA ZINC		TAQUILLA C/ TORRE DE COMARES	
DATOS INVERSOR		DATOS INVERSOR		DATOS INVERSOR	
Fabricante:	SUNVEC	Fabricante:	SUNVEC	Fabricante:	SUNVEC
Modelo:	120KTL-D3	Modelo:	100KTL-D3	Modelo:	25KTL-D3
Tipo inversor	Trifásico	Tipo inversor	Trifásico	Tipo inversor	Trifásico
Potencia nominal:	120000 W	Potencia nominal:	100000 W	Potencia nominal:	25000 W
Vmax	1100 V	Vmax	1100 V	Vmax	1000 V
Voperacion max	1000 V	Voperacion max	1000 V	Voperacion max	960 V
Voperacion min	180 V	Voperacion min	180 V	Voperacion min	180 V
Imax entrada MPPT	16 A	Imax entrada MPPT	16 A	Imax entrada MPPT	15 A
Tension nominal de entrada	600 V	Tension nominal de entrada	600 V	Tension nominal de entrada	620 V
Entradas	2	Entradas	2	Entradas	3
MPPTs	12	MPPTs	9	MPPTs	2

Estos inversores también disponen de diagnóstico inteligente de la curva IV, implementando el escaneo tensión–intensidad, y el diagnóstico del estado de los strings, de esta manera se pueden detectar a tiempo riesgos y fallos potenciales, mejorando la calidad de funcionamiento y mantenimiento de la instalación.

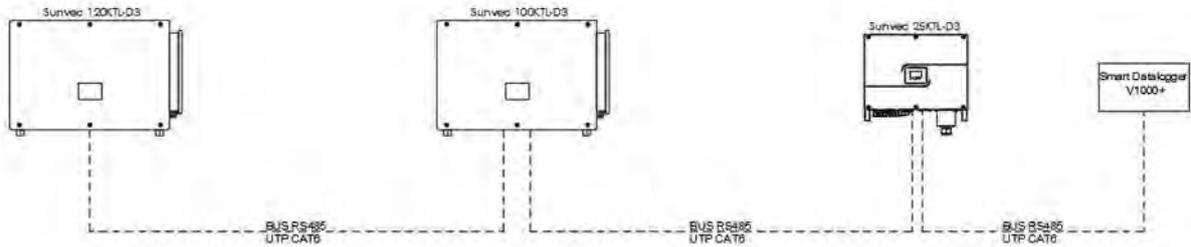
Los equipos son compatibles con redes eléctricas TN-S, TM-C, TN-C-S, TT e IT, los cuales se conectan a la red eléctrica trifásica de cuatro hilos de 380/400 V, que puede conectarse con la línea N (o no), como se muestra en la siguiente imagen:



1.2.3 MONITORIZACION Y CONTROL.

La instalación dispondrá de un sistema de monitorización de la instalación. La monitorización se realizará mediante un dispositivo datalogger de la misma marca que los inversores modelo Datahub V1000+.

La conexión entre los tres inversores se realizará mediante BUS RS485 que irán interconectado entre los inversores y estos a su vez con el Datahub V1000+, como se muestra en la siguiente imagen:



Con el BUS de comunicación y el Datahub, se realizará una gestión completa de los inversores, así como las señales de los elementos auxiliares que sirven a la instalación, como son vatímetro, sondas de radiación, control de temperatura, etc.

Los equipos están previstos con distintos interfaz de comunicaciones, Ethernet eléctrica, RS-485, 2G/3G/4G.

1.2.4 OPTIMIZADORES.

En nuestro caso no se ha considerado la necesidad de instalar optimizadores en los módulos fotovoltaicos, debido a que las sombras que se puedan generar en estos, serán los propios producidos por el ocaso.

1.2.5 ESTRUCTURA Y SOPORTES.

1.2.5.1 DATOS A CONSIDERAR.

Disposición de los módulos:	4x 10H1 coplanar a 9° de inclinación 22x 11H1 coplanar a 9° de inclinación 30x 9H1 coplanar a 10° de inclinación 6x 8H1 a 5° de inclinación
Medidas consideradas módulo fotovoltaico:	aprox. 1910x1136mm
Peso considerado módulo fotovoltaico:	27,5kg con marco
Velocidad de viento considerada:	29m/s (Zona C del CTE)
Carga de Nieve considerada:	0,5kN/m ² (según CTE)
Categoría del terreno:	IV – Ciudad e industria (según CTE)
Altitud media población:	738 msnm (Granada)
Altura de la cubierta (desde nivel del suelo)	Cubierta de Zinc: 16 m Sector B: 10m Acceso Sur: 6m



1.2.5.2 JUSTIFICACION DE CARGAS.

Todos los cálculos se han realizado en acorde a los procedimientos determinados por la RAL GZ. Los elementos del sistema de sujeción deben ser certificados por el sistema RAL, para garantizar la calidad de los elementos fabricados y permitiendo una comparación real de los parámetros de resistencia de diferentes fabricantes.

Los valores de catálogo de fabricantes que no trabajan en acorde a la RAL a menudo se determinan mediante procedimientos de prueba internos del fabricante, que distorsionan los resultados, aplicando, por ejemplo, diferentes factores de seguridad o diferentes patrones de carga.

1.2.5.3 PARAMETROS DE LOS PERFILES UTILIZADOS.

Tipo	RapidStrut® 41x41H				
Parámetros sección	$A = 3,19\text{cm}^2$				
	$J_x = 0,07\text{cm}^4$	$J_y = 6,89\text{cm}^4$	$J_z = 9,30\text{cm}^4$		
	$a_{y-yg} = 90^\circ$	$J_{yg} = 9,30\text{cm}^4$	$J_{zg} = 6,89\text{cm}^4$		
	$W_{y\max} = 3,59\text{cm}^3$		$W_{y\min} = 3,12\text{cm}^3$		
	$W_{z\max} = 4,50\text{cm}^3$		$W_{z\min} = 4,50\text{cm}^3$		
Material	Acero S250GD	$E = 210\text{GPa}$	$G = 81\text{GPa}$	Peso = $78,5\text{kN/m}^3$	

Tipo	Puntal Articulado 50x30x2,00				
Parámetros sección	$A = 2,94\text{cm}^2$				
	$J_x = 9,51\text{cm}^4$	$J_y = 4,29\text{cm}^4$	$J_z = 9,53\text{cm}^4$		
	$a_{y-yg} = 90^\circ$	$J_{yg} = 9,53\text{cm}^4$	$J_{zg} = 4,29\text{cm}^4$		
	$W_{y\max} = 2,86\text{cm}^3$		$W_{y\min} = 2,86\text{cm}^3$		
	$W_{z\max} = 3,81\text{cm}^3$		$W_{z\min} = 3,81\text{cm}^3$		
Material	Acero S235JR	$E = 210\text{GPa}$	$G = 81\text{GPa}$	Peso = $78,5\text{kN/m}^3$	

1.2.5.4 COMBINACIONES DE CARGAS, FACTORS DE SEGURIDAD Y VALORES MAXIMOS ADMINISBLES.

Se ha realizado el análisis estructural de las soluciones presentadas en este informe teniendo en cuenta diferentes cargas. Se detallan las cargas consideradas en cada solución en sus respectivos apartados.

El coeficiente de seguridad que aplica la RAL se encuentra en la minoración de la resistencia de cálculo y no en la mayoración de las cargas, para el caso de los perfiles exige una deformación máxima de $L/200$ y una tensión máxima del acero de 160MPa .



Según la RAL, el coeficiente de seguridad generalmente depende de al menos, las influencias de carga y de la capacidad de servicio. El soporte de equipos y tuberías se determina a partir de los coeficientes de seguridad parciales para el estado de capacidad de carga de los edificios.

De acuerdo con ENV 1991-1, se aplicarán los siguientes coeficientes respecto a la carga (según la RAL):

Carga neutra: $\gamma_G = 1,35$

Carga viva: $\gamma_Q = 1,50$

Y los siguientes coeficientes respecto a la resistencia:

Capacidad de Carga: $\gamma_Z = 1,10$

Se utiliza una relación de 2/3 de carga muerta y 1/3 de carga viva para determinar el coeficiente de seguridad global para el valor resultante de la carga:

$$\gamma = \left(\frac{2}{3} \gamma_G + \frac{1}{3} \gamma_Q \right) \cdot \gamma_Z$$

por lo tanto, el coeficiente de seguridad global general para los soportes de equipos y tuberías se calcula de la siguiente manera:

$$\gamma = \left(\frac{2}{3} \gamma_G + \frac{1}{3} \gamma_Q \right) \cdot \gamma_Z; \gamma = \left(\frac{2}{3} \cdot 1,35 + \frac{1}{3} \cdot 1,5 \right) \cdot 1,10; \gamma = 1,54$$

El tipo de acero utilizado para fabricar los perfiles RapidStrut® o similar es S250GD con una tensión de límite elástico 250 N/mm², por lo cual la tensión máxima admisible se considera de 160MPa.

Aplicando este factor de minoración del material, ya se están teniendo en cuenta los factores de seguridad de las combinaciones de carga. De este modo, tal y como se expone más adelante en este documento, para no duplicar factores de seguridad, se han considerado todas la combinaciones de carga con factores de seguridad 1.

1.2.5.5 CARGAS CONSIDERADAS.

A continuación, se definen la tipología de cargas que se tendrán en cuenta para el análisis mecánico:

Peso panel: Se considera repartido como 4 cargas puntuales en los puntos donde se fija el panel.

Peso estructura: El peso de los perfiles está incluido en el análisis mecánico.

Se define como Peso Propio (PP) la suma del peso del equipo y el peso de las estructura.

Carga de Nieve: Se considera repartido como 4 cargas puntuales en los puntos donde se fija el panel.



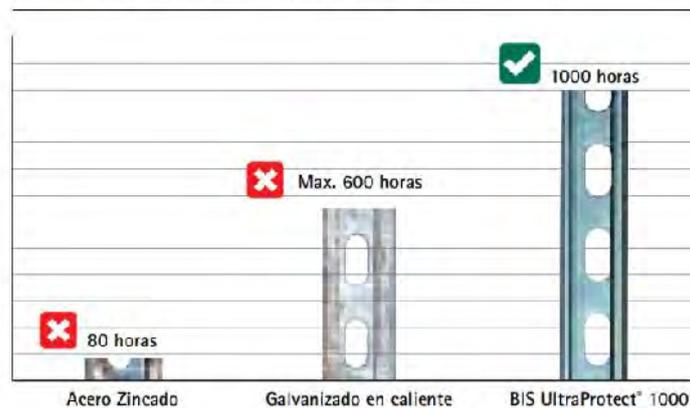
Carga de Viento: Se considera repartido como 4 cargas puntuales en los puntos donde se fija el panel.

1.2.5.6 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE LA ESTRUCTURA.

Las soluciones para la Cubierta de Zinc y el Sector B son estructuras coplanares para paneles fotovoltaicos de diferentes configuraciones compuestas por perfilera RapidStrut® (BUP1000) o similar, accesorios de unión RapidStrut® (BUP1000) o similar, bases BIS Yeti130® o similar y accesorios de fijación de placas solares. Todos los productos testados en cámara de niebla salina según ISO 9227 durante 1000 h sin la aparición de más de un 5% de óxido rojo.

Para el caso del acceso Sur la solución consideradas son estructuras para paneles fotovoltaicos de configuración 8H1 compuestas por perfilera RapidStrut® (BUP1000) o similar, accesorios de unión RapidStrut® (BUP1000) o similar y accesorios de fijación de placas solares. Todos los productos BUP1000 testados en cámara de niebla salina según ISO 9227 durante 1000 h sin la aparición de más de un 5% de óxido rojo.

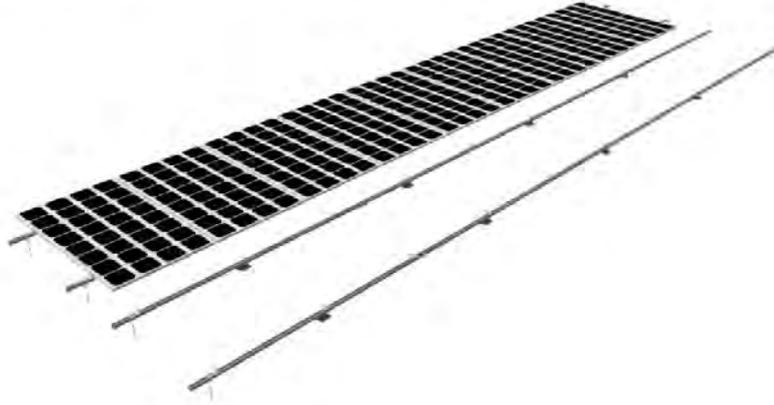
Resultado tras ensayo de 1.000 horas en niebla salina



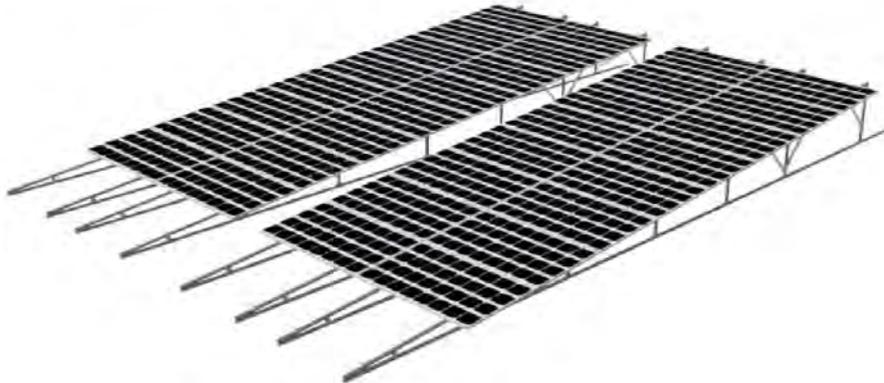


1.2.5.7 DISEÑO.

- Diseño tipo Cubierta de Zinc y Sector B:



- Diseño tipo Acceso Sur:



1.2.5.8 RESULTADOS.

1.2.5.9 CUBIERTA DE ZINC Y SECTOR B.

Se ha realizado el análisis estructural para el caso más desfavorable correspondiente a una sección de la instalación de la Cubierta de Zinc de 11 paneles (11H1 coplanar a 9° de inclinación).

No se considera el efecto del viento a succión al tratarse de un sistema coplanar.

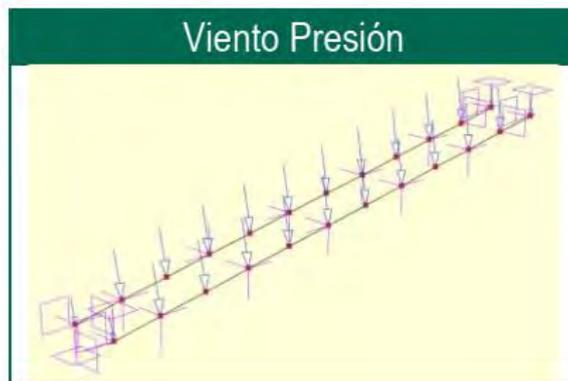
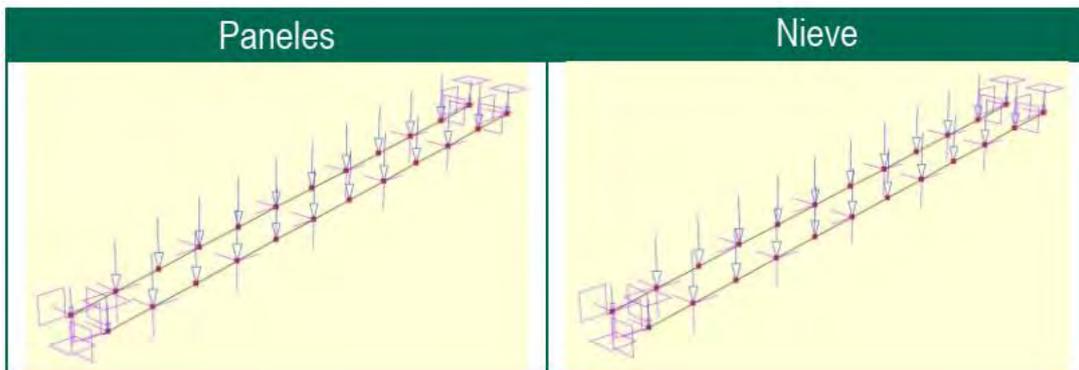
Se considera la estructura fijada en sus extremos (4 anclajes) de cada conjunto y reposando en su parte intermedia sobre Yetis colocados cada 2 placas como máximo.



Para la fijación se prevé una perforación de cubierta y realizar una fijación tipo sándwich o soldadura a la correa IPE140 bajo esta. En el caso del Sector B se prevé una fijación similar a la "correa en Z" bajo la cubierta.

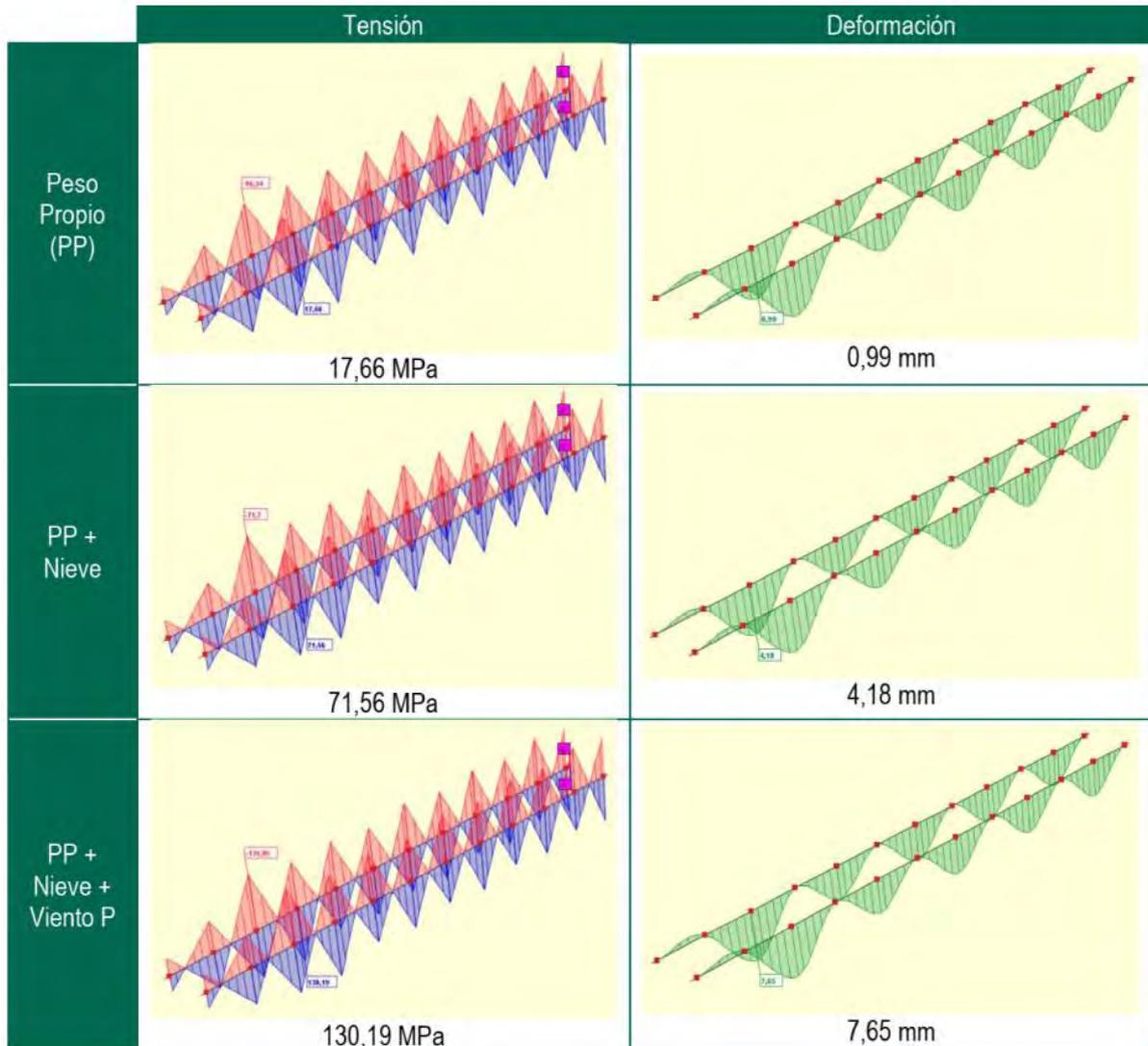
Cargas:

Cargas	
Panel [kN]:	0,275
Nieve [kN/m2]:	0,5
Viento Presión [kN]:	1,17





Análisis Mecánico:

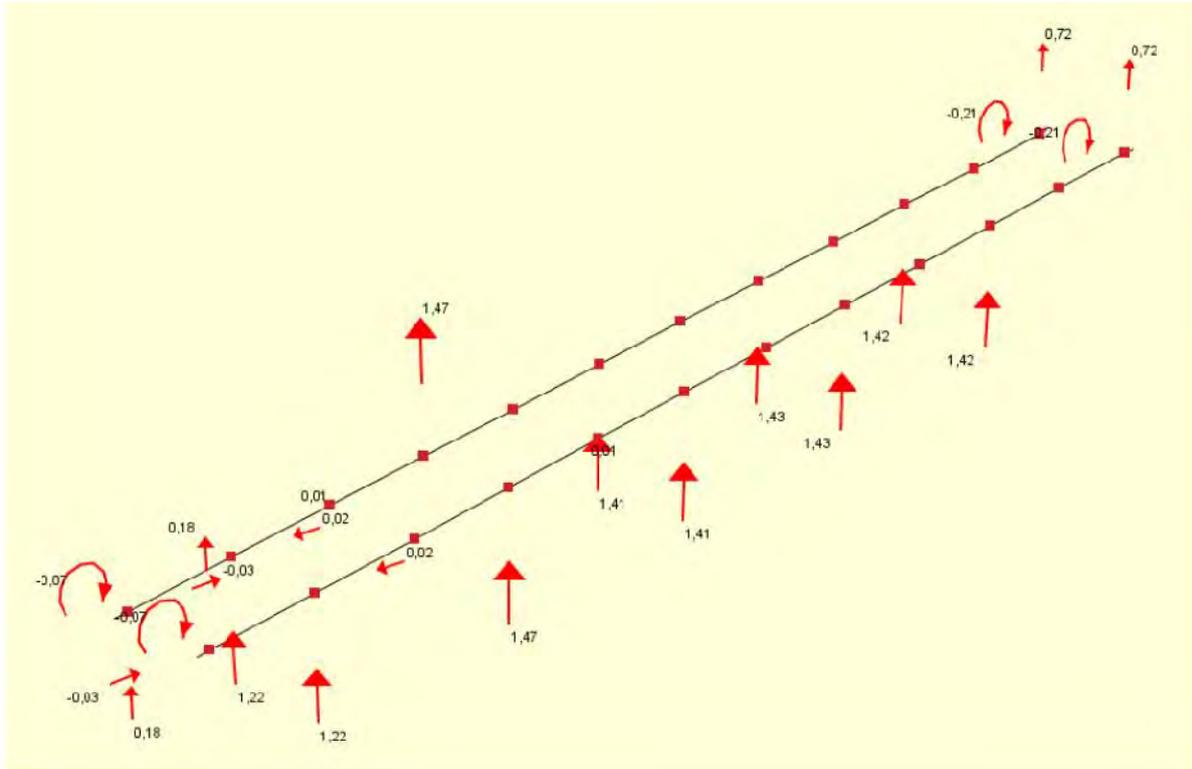


La tensión máxima en todos los casos de los perfiles es menor a la tensión admisible 160 MPa.

En todos los casos, la deformación máxima es menor a la deformación admisible (L/200).

Reacción:

Caso Peso Propio (PP) + Nieve:



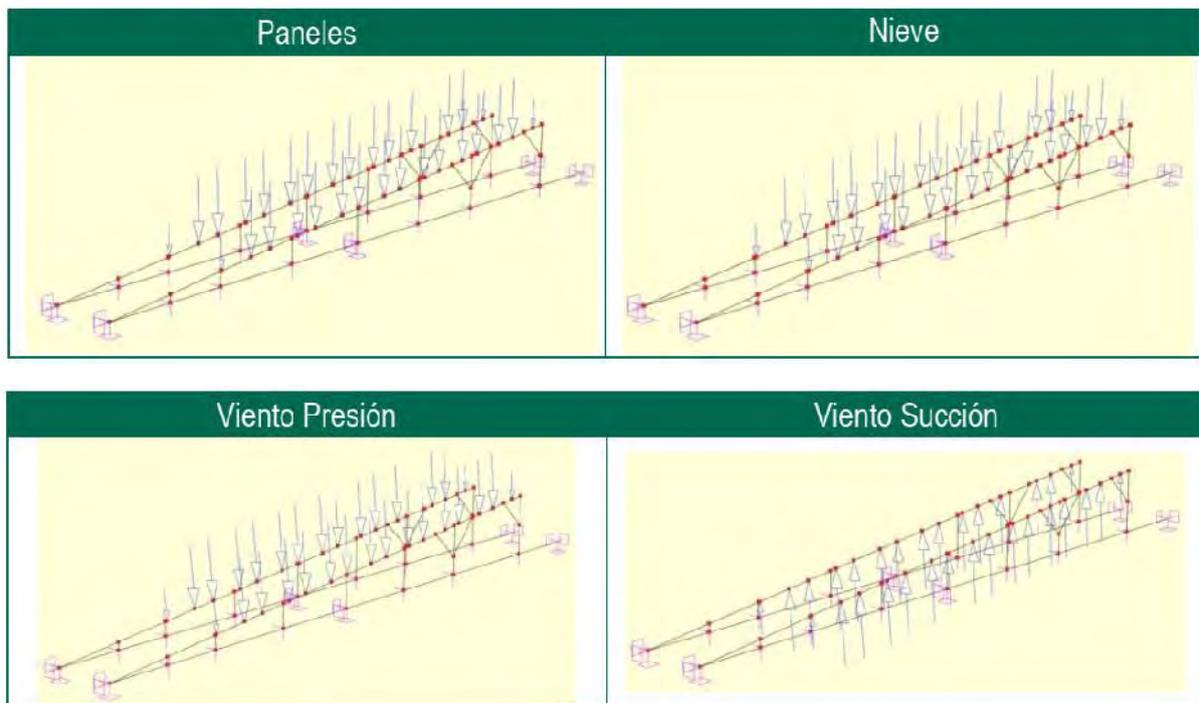
	R_x [kN]	R_y [kN]	R_z [kN]	M_x [kNm]	M_y [kNm]	M_z [kNm]
1	0,00	0,00	0,72	0,00	-0,21	0,00
2	-0,00	0,00	1,42			
3	0,00	-0,00	1,43			
4	-0,00	0,00	1,41			
5	0,01	0,00	1,47			
6	0,02	-0,00	1,22			
7	-0,03	0,00	0,18	0,00	-0,07	-0,00
8	0,00	0,00	0,72	0,00	-0,21	0,00
9	-0,00	0,00	1,42			
10	0,00	-0,00	1,43			
11	-0,00	0,00	1,41			
12	0,01	0,00	1,47			
13	0,02	-0,00	1,22			
14	-0,03	0,00	0,18	0,00	-0,07	-0,00



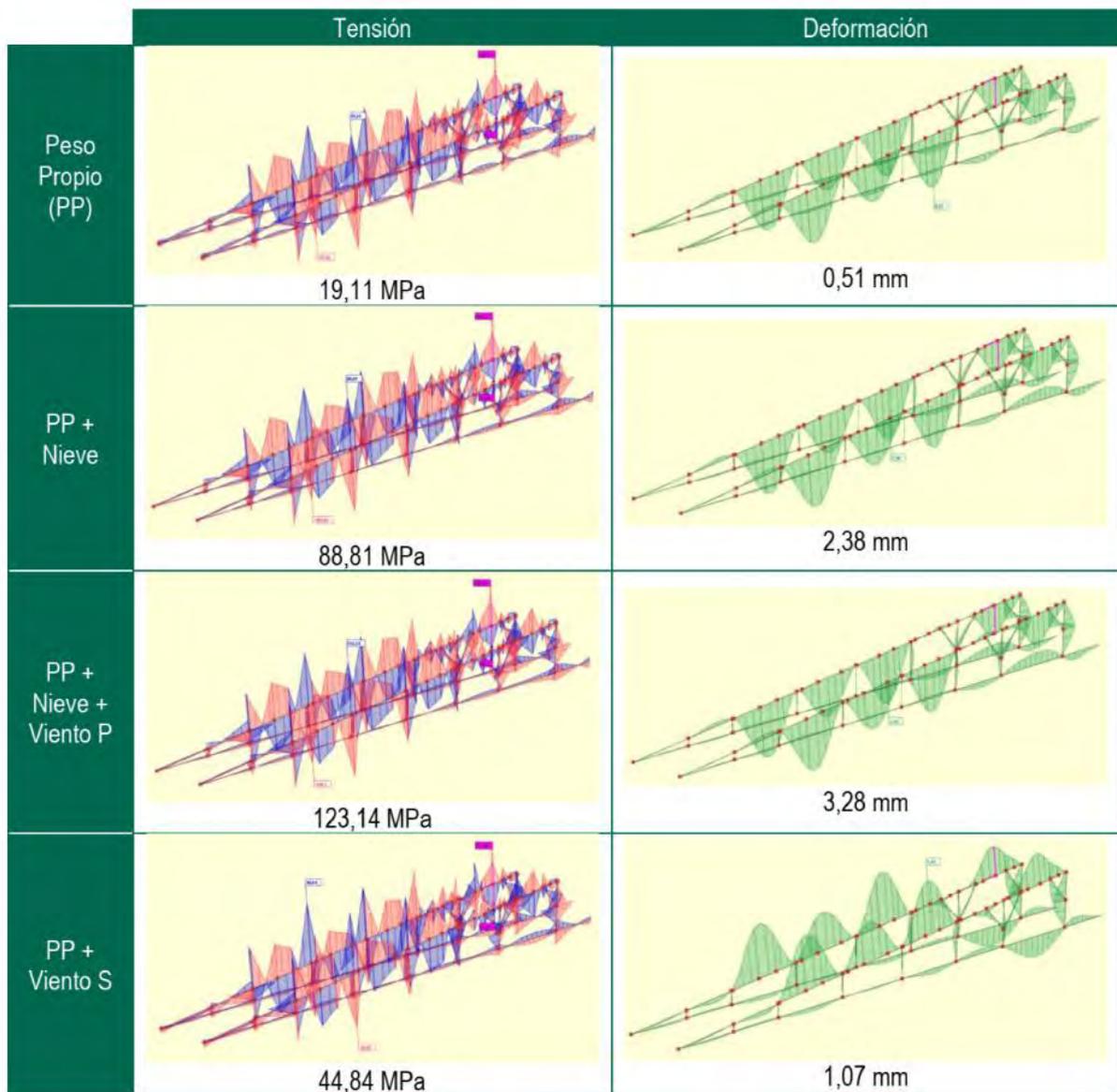
1.2.5.10 ACCESO SUR.

Cargas:

Cargas	
Panel [kN]:	0,275
Nieve [kN/m2]:	0,5
Viento Presión [kN]:	0,53
Viento Succión [kN]:	-0,93



Análisis Mecánico.



La tensión máxima en todos los casos de los perfiles es menor a la tensión admisible 160 MPa.

En todos los casos, la deformación máxima es menor a la deformación admisible (L/200).



AYUNTAMIENTO
DE GRANADA



Plan de Recuperación,
Transformación y Resiliencia



Financiado por
la Unión Europea
NextGenerationEU



REHABILITACIÓN INTEGRAL DEL PALACIO DE DEPORTES DE GRANADA- PROYECTO EJECUCION - NOVIEMBRE 2023

1.3 CONCLUSIÓN.

Con todo lo anteriormente expuesto, acompañado del Anexo de Cálculos, Hojas de datos, esquemas, planos y presupuesto, se considera suficientemente detallado la presente instalación de sistema de producción fotovoltaica, para obtener las autorizaciones oportunas y proceder a su montaje y posterior puesta en marcha.

De otra parte, consideramos que se han definido todos los elementos que componen la instalación en toda su extensión.

Se redacta la presente memoria a fecha Noviembre de 2023.

MANUEL RUIZ LARA
INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

COLEGIADO Nº 0583
C.O.I.T.I.G.R.

RESURRECCION PARRA JAEN
INGENIERA TÉCNICO INDUSTRIAL

COLEGIADO N.º 1149
C.O.I.T.I.G.R.



1.4 ANEXOS DE CALCULOS ELECTRICOS.

1.4.1 HIPOTESIS DE CALCULOS ELECTRICOS.

En las tablas adjuntas se redactan las potencias y cálculos justificativos de cada uno de los circuitos de que consta la instalación.

En los cálculos de estas potencias se ha aplicado una intensidad no inferior al 125 por 100 de intensidad a plena carga de los motores instalados. Así como para la alimentación de lámparas o tubos de descarga se ha previsto una carga de 1,8 veces la potencia en vatios de estos receptores.

Junto con la designación de los circuitos, descripción de estos, potencia de los mismos y la longitud de las líneas de alimentación, se presentan los cálculos justificativos de intensidad, sección adoptada, caída de tensión en las líneas y protecciones elegidas, estando estos cálculos realizados a partir de las siguientes formulas:

* Circuitos monofásicos CA:

$$I = P / (V \times \cos \delta)$$

$$C.d.t.(V) = (2 \times L \times I \times \cos \delta) / (56 \times S)$$

* Circuitos trifásicos CA:

$$I = P / (\sqrt{3} \times V \times \cos \delta)$$

$$C.d.t.(V) = (\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \delta) / (56 \times S)$$

* Circuitos monofásicos CC:

$$I = P / (V)$$

$$C.d.t.(V) = (2 \times L \times I) / (56 \times S)$$

De donde:

I = Intensidad en amperios

P = Potencia en vatios

V = Tensión en voltios

C.d.t. = Caída de tensión en voltios

L = longitud en metros

S = Sección en mm²

$$\cos \delta = 0,8$$

Para la elección de las secciones de los conductores que forman las líneas, se seguirá los criterios siguientes:

- Que la densidad de corriente sea inferior a la máxima que permite el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- La caída de tensión máxima admisible, para el caso de derivaciones individuales en suministros para un único usuario en que no existe línea general de alimentación, del 1,5 %.
- La caída de tensión para concentraciones en la línea general de alimentación la caída de tensión máxima será del 0.5 %.
- La caída de tensión en las derivaciones individuales no sobre pasará el valor del 1%.
- La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación interior y cualquier punto de utilización sea menor del 3 % para alumbrado y del 5% para los demás usos.



El valor de la caída de tensión podrá compensarse entre la de la instalación interior (3-5%), la de la derivación individual (1,0%) y la línea general de alimentación (0.5%), de forma que la caída de tensión total sea inferior a la suma de los valores límites especificados para ambas (4,5-6,5 %). Para instalaciones que se alimenten directamente en alta tensión, mediante un transformador propio, se considerará que la instalación interior de baja tensión tiene su origen a la salida del transformador, siendo también en este caso las caídas de tensión máximas admisibles del 4,5% para alumbrado y del 6,5% para los demás usos.

1.4.2 CALCULOS INSTALACION DE CA (CORRIENTE ALTERNA).

Para determinar las líneas generales desde los inversores hasta la conexión con la red interior se tomará como base la potencia máxima que otorga cada inversor previsto en la instalación en nuestro caso:

Inversor cubierta de Zinc:

La potencia nominal del inversor es de 100kW, y con una intensidad nominal indicada por el fabricante de 145A para una tensión de 400V. Aplicando las fórmulas de la hipótesis de cálculo, obtenemos:

$$I = P / (\sqrt{3} \times V \times \cos \delta)$$

$$I = 100.000 / (\sqrt{3} \times 400 \times 0,90) = 160,57A$$

Se elige una línea de CU RZ-K 0.6/1KV 3,5x (70 mm²), con una intensidad máxima admisible de 230 A, superior a la intensidad de cálculo, con los que se obtiene una caída de tensión, de:

$$C.d.t.(V) = (\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \delta) / (56 \times S)$$

$$C.d.t.(V) = (\sqrt{3} \times 15 \times 160,57 \times 0'90) / (56 \times 70) = 0,96V$$

$$C.d.t. (%) = (C.d.t.(V) \times 100) / 400$$

$$C.d.t. (%) = (0'96 \times 100) / 400 = 0,24 \%$$

Esta línea ira desde el inversor hasta el subcuadro nº1 ubicado en la torre B-D.

Inversor pérgola sector B:

La potencia nominal del inversor es de 120kW, y con una intensidad nominal indicada por el fabricante de 174A para una tensión de 400V. Aplicando las fórmulas de la hipótesis de cálculo, obtenemos:

$$I = P / (\sqrt{3} \times V \times \cos \delta)$$

$$I = 120.000 / (\sqrt{3} \times 400 \times 0,90) = 192,68A$$

Se elige una línea de CU RZ-K 0.6/1KV 3,5x (95 mm²), con una intensidad máxima admisible de 28 A, superior a la intensidad de cálculo, con los que se obtiene una caída de tensión, de:

$$C.d.t.(V) = (\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \delta) / (56 \times S)$$

$$C.d.t.(V) = (\sqrt{3} \times 15 \times 192,68 \times 0'90) / (56 \times 95) = 0,85V$$



$$\text{C.d.t. (\%)} = (\text{C.d.t.(V)} \times 100) / 400$$

$$\text{C.d.t. (\%)} = (0'85 \times 100) / 400 = 0,21 \%$$

Esta línea ira desde el inversor hasta el subcuadro nº1 ubicado en la torre B-D.

Salida subcuadro nº1 (inversor 100kW – inversor 120kW).

La potencia nominal es suma de la potencia de los inversores y es de 220 kW, para una tensión de 400V. Aplicando las fórmulas de la hipótesis de cálculo, obtenemos:

$$I = P / (\sqrt{3} \times V \times \cos \delta)$$

$$I = 220.000 / (\sqrt{3} \times 400 \times 0,90) = 353,24A$$

Se elige una línea de CU RZ-K 0.6/1KV 3,5x(240mm²), con una intensidad máxima admisible de 535 A, superior a la intensidad de cálculo, con los que se obtiene una caída de tensión, de:

$$\text{C.d.t.(V)} = (\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \delta) / (56 \times S)$$

$$\text{C.d.t.(V)} = (\sqrt{3} \times 135 \times 353,24 \times 0'90) / (56 \times 240) = 5,52V$$

$$\text{C.d.t. (\%)} = (\text{C.d.t.(V)} \times 100) / 400$$

$$\text{C.d.t. (\%)} = (5,52 \times 100) / 400 = 1,38 \%$$

Esta línea ira desde el subcuadro nº 1 ubicado en la torre B-D hasta subcuadro nº2, ubicado en el cuarto eléctrico de cuadros generales del edificio en el nivel -3.50m.

Inversor taquilla C/ Torre de Comares.

La potencia nominal del inversor es de 25kW, y con una intensidad nominal indicada por el fabricante de 40A para una tensión de 400V. Aplicando las fórmulas de la hipótesis de cálculo, obtenemos:

$$I = P / (\sqrt{3} \times V \times \cos \delta)$$

$$I = 25.000 / (\sqrt{3} \times 400 \times 0,90) = 40,14A$$

Se elige una línea de CU RZ-K 0.6/1KV 4x (16 mm²), con una intensidad máxima admisible de 86 A, superior a la intensidad de cálculo, con los que se obtiene una caída de tensión, de:

$$\text{C.d.t.(V)} = (\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \delta) / (56 \times S)$$

$$\text{C.d.t.(V)} = (\sqrt{3} \times 15 \times 40,14 \times 0'90) / (56 \times 16) = 1,16V$$

$$\text{C.d.t. (\%)} = (\text{C.d.t.(V)} \times 100) / 400$$

$$\text{C.d.t. (\%)} = (1,16 \times 100) / 400 = 0,29A$$

Esta línea ira desde el inversor hasta el subcuadro nº2 ubicado en cuarto eléctrico de cuadros generales del edificio en el nivel -3,50.

Salida subcuadro nº2 (inversor 100kW – inversor 120kW – inversor 25kW).

La potencia nominal es la suma de los inversores la cual es 245kW, para una tensión de 400V. Aplicando las fórmulas de la hipótesis de cálculo, obtenemos:

$$I = P / (\sqrt{3} \times V \times \cos \delta)$$

$$I = 245.000 / (\sqrt{3} \times 400 \times 0,90) = 393,38A$$

Se elige una línea de CU RZ-K 0.6/1KV 3,5x(240mm²), con una intensidad máxima admisible de 535 A, superior a la intensidad de cálculo, con los que se obtiene una caída de tensión, de:

$$C.d.t.(V) = (\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \delta) / (56 \times S)$$

$$C.d.t.(V) = (\sqrt{3} \times 15 \times 393,38 \times 0,90) / (56 \times 240) = 0,68V$$

$$C.d.t. (\%) = (C.d.t.(V) \times 100) / 400$$

$$C.d.t. (\%) = (0,68 \times 100) / 400 = 0,17 \%$$

Esta línea ira desde el subcuadro nº 1 ubicado en la torre B-D hasta subcuadro nº2, ubicado en el cuarto eléctrico de cuadros generales del edificio en el nivel -3.50m.

Resumen de cálculos eléctricos CA:

CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LINEA CA												
INVERSOR	SUMIN.	FASES	POT. C (W)	TENSION (V)	INST. (A)	LONG (M)	T. INST	CABLE	TIPO CABLE	SECCION	C.D.T. (V)	C.D.T (%)
1	T	4	100000	400	160,57	15	BANDEJA	70	0,6/1KV-RZ1-K(AS)	4(1X70)+TT (AS)	0,96	0,24

CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LINEA CA												
INVERSOR	SUMIN.	FASES	POT. C (W)	TENSION (V)	INST. (A)	LONG (M)	T. INST	CABLE	TIPO CABLE	SECCION	C.D.T. (V)	C.D.T (%)
2	T	4	120000	400	192,68	15	BANDEJA	95	0,6/1KV-RZ1-K(AS)	4(1X95)+TT (AS)	0,85	0,21

CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LINEA CA												
INVERSOR	SUMIN.	FASES	POT. C (W)	TENSION (V)	INST. (A)	LONG (M)	T. INST	CABLE	TIPO CABLE	SECCION	C.D.T. (V)	C.D.T (%)
INV 1 - INV 2	T	4	220000	400	353,24	135	BANDEJA	240	0,6/1KV-RZ1-K(AS)	4(1X240)+TT (AS)	5,52	1,38

CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LINEA CA												
INVERSOR	SUMIN.	FASES	POT. C (W)	TENSION (V)	INST. (A)	LONG (M)	T. INST	CABLE	TIPO CABLE	SECCION	C.D.T. (V)	C.D.T (%)
3	T	4	25000	400	40,14	15	BANDEJA	16	0,6/1KV-RZ1-K(AS)	4(1X16)+TT (AS)	1,16	0,29

CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LINEA CA												
INVERSOR	SUMIN.	FASES	POT. C (W)	TENSION (V)	INST. (A)	LONG (M)	T. INST	CABLE	TIPO CABLE	SECCION	C.D.T. (V)	C.D.T (%)
INV 1 - INV 2 - INV3	T	4	245000	400	393,38	15	BANDEJA	240	0,6/1KV-RZ1-K(AS)	4(1X240)+TT (AS)	0,68	0,17

1.4.3 CALCULOS INSTALACION CC (CORRIENTE CONTINUA).

Las líneas desde los generadores fotovoltaicos hasta la entrada del inversor se realizarán con cables del tipo ZZ-F 1,8kV.

Cálculos de líneas CC de la cubierta de Zinc.

CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LINEA CC													
STRING	MPPT	SUMIN.	FASES	POT.C (W)	TENSION (V)	INST. (A)	LONG (M)	T. INST	CABLE	TIPO CABLE	SECCION	C.D.T (V)	C.D.T (%)
1.1	1	CC	2	5980	448,37	13,34	45	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,57	0,80
1.2	1	CC	2	5980	448,37	13,34	42	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,34	0,74
2.1	2	CC	2	5980	448,37	13,34	40	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,18	0,71
2.2	2	CC	2	5980	448,37	13,34	41	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,26	0,73
3.1	3	CC	2	5980	448,37	13,34	47	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,73	0,83
3.2	3	CC	2	5980	448,37	13,34	45	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,57	0,80
4.1	4	CC	2	5980	448,37	13,34	50	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,97	0,89
4.2	4	CC	2	5980	448,37	13,34	55	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	4,37	0,97
5.1	5	CC	2	5980	448,37	13,34	57	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	4,53	1,01
5.2	5	CC	2	5980	448,37	13,34	59	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	4,68	1,04
6.1	6	CC	2	5980	448,37	13,34	64	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	5,08	1,13
6.2	6	CC	2	5980	448,37	13,34	67	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	5,32	1,19
7.1	7	CC	2	5980	448,37	13,34	69	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	5,48	1,22
7.2	7	CC	2	5520	413,88	13,34	71	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	5,64	1,36
8.1	8	CC	2	5980	448,37	13,34	75	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	5,96	1,33
8.2	8	CC	2	5520	413,88	13,34	80	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	3,81	0,92
9.1	9	CC	2	5520	413,88	13,34	82	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	3,91	0,94
9.2	9	CC	2	5520	413,88	13,34	84	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,00	0,97

Cálculos de líneas CC de la pérgola sector B.

CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LINEA CC													
STRING	MPPT	SUMIN.	FASES	POT.C (W)	TENSION (V)	INST. (A)	LONG (M)	T. INST	CABLE	TIPO CABLE	SECCION	C.D.T (V)	C.D.T (%)
1.1	1	CC	2	5520	413,88	13,34	129	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	6,15	1,48
1.2	1	CC	2	5060	379,39	13,34	105	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,00	1,32
2.1	2	CC	2	5520	413,88	13,34	105	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,00	1,21
2.2	2	CC	2	5060	379,39	13,34	100	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,76	1,26
3.1	3	CC	2	5520	413,88	13,34	128	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	6,10	1,47
3.2	3	CC	2	5060	379,39	13,34	118	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,62	1,48
4.1	4	CC	2	5520	413,88	13,34	119	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,67	1,37
4.2	4	CC	2	5060	379,39	13,34	105	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,00	1,32
5.1	5	CC	2	5520	413,88	13,34	105	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,00	1,21
5.2	5	CC	2	5060	379,39	13,34	95	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,53	1,19
6.1	6	CC	2	5520	413,88	13,34	120	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,72	1,38
6.2	6	CC	2	5060	379,39	13,34	115	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,48	1,44
7.1	7	CC	2	5060	379,39	13,34	100	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,76	1,26
7.2	7	CC	2	5060	379,39	13,34	100	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,76	1,26
8.1	8	CC	2	5060	379,39	13,34	115	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,48	1,44
8.2	8	CC	2	5060	379,39	13,34	118	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,62	1,48
9.1	9	CC	2	5060	379,39	13,34	100	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,76	1,26
9.2	9	CC	2	5060	379,39	13,34	97	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,62	1,22
10.1	10	CC	2	5060	379,39	13,34	115	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,48	1,44
10.2	10	CC	2	5060	379,39	13,34	100	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,76	1,26
11.1	11	CC	2	5060	379,39	13,34	100	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,76	1,26
11.2	11	CC	2	5060	379,39	13,34	105	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	5,00	1,32
12.1	12	CC	2	5060	379,39	13,34	100	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,76	1,26
12.2	12	CC	2	5060	379,39	13,34	95	BANDEJA	10	ZZ-F 1,8kV	2(1X10)	4,53	1,19

Cálculos de líneas CC de la pérgola sector B.

CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LINEA CC														
STRING	MPPT	SUMIN.	FASES	POT.C (W)	TENSION (V)	INST. (A)	LONG (M)	T. INST	CABLE	TIPO CABLE	SECCION	C.D.T (V)	C.D.T (%)	
1.1	1	CC	2	3680	275,92	13,34	44	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,49	1,27	
1.2	1	CC	2	3680	275,92	13,34	42	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,34	1,21	
1.3	2	CC	2	3680	275,92	13,34	39	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	3,10	1,12	
2.1	2	CC	2	3680	275,92	13,34	37	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	2,94	1,06	
2.2	3	CC	2	3680	275,92	13,34	35	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	2,78	1,01	
2.3	3	CC	2	3688	275,92	13,34	32	BANDEJA	6	ZZ-F 1,8kV	2(1X6)	2,54	0,92	

1.4.4 CALCULO DE INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO.

Para el cálculo de la potencia e intensidad de cortocircuito en el sistema de baja tensión 400 V, partimos de la potencia de cortocircuito y tensión nominal en la alimentación de media tensión.

A partir de este dato, considerando la instalación alimentada a través del transformador de alimentación de la compañía, calculamos las impedancias equivalentes, potencia e intensidad de cortocircuito en baja tensión, estando estos cálculos realizados a partir de las siguientes formulas:

* Intensidad permanente de c.c. en inicio de línea:

$$I_{pccI} = (Ct \times V) / (\sqrt{3} \times Zt)$$

* Intensidad permanente de c.c. en fin de línea:

$$I_{pccF}(kA) = (Ct \times Vf) / (2 \times Zt2)$$

De donde,

I_{pccI} : intensidad permanente de c.c. en inicio de línea en kA.

I_{pccF} : Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en kA.

Ct : Coeficiente de tensión obtenido de condiciones generales de c.c.

V = Tensión trifásica en V, obtenida de condiciones generales de proyecto.

Vt = Tensión monofásica en V, obtenida de condiciones generales de proyecto.

Zt : Impedancia total en Mohm, aguas arriba del punto de c.c. (sin incluir la línea o circuito en estudio).

$Zt2$: Impedancia total en Mohm, incluyendo la propia de la línea o circuito (por tanto es igual a la impedancia en origen más la propia del conductor o línea).

* La impedancia total hasta el punto de cortocircuito será:

$$Zt = (Rt^2 + Xt^2)^{1/2}$$

siendo,

Rt : $R1 + R2 + \dots + Rn$ (suma de las resistencias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.)

Xt : $X1 + X2 + \dots + Xn$ (suma de las reactancias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.)

* Resistencia de la línea:

$$R = (L \times 100 \times CR) / (K \times S \times n)$$



$$R = (X_u \times L) / n$$

De donde:

R = Resistencia de la línea en MOhm.

X = Reactancia de la línea en MOhm.

L = longitud de la línea en m

CR = Coeficiente de resistividad, extraído de condiciones generales de c.c.

K = Conductividad; Cobre = 56; aluminio = 35; Aluminio-acero = 28

S = Sección de la línea en mm²

X_u = Reactancia de la línea en mOhm. por metro.

n = N^o de conductores por fase.

* El tiempo máximo que un conductor soporta una I_{pcc} y la longitud máxima de este conductor protegido a c.c., vendrán dadas por:

$$t_{mcc} = (C_c \times S^2) / I_{pcc}^2 F$$

de donde:

t_{mcc} = Tiempo máximo en sg que un conductor soporta un I_{pcc}.

C_c = Constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislamiento.

S = Sección de la línea en mm².

I_{pcc}F = Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en A.

* Tiempo de fusión de un fusible a una determinada intensidad de c.c.:

$$t_{ficc} = cte. \text{ Fusible} / I_{pcc}^2 F$$

de donde:

t_{ficc} = Tiempo de fusión de un fusible para una determinada intensidad de cortocircuito.

I_{pcc}F = Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en A.

* Longitud máxima de conductor protegido a c.c.:

$$L_{max} = (0,8 \times UF) / (2 \times IF_5 \times \sqrt{((1,5 / (K \times S \times n))^2 + (X_u / (n \times 1000))^2)})$$

de donde:

L_{max} = longitud máxima de conductor protegido a c.c. (m), (para protección por fusible).

UF = Tensión de fase.

K = Conductividad; Cobre = 56; aluminio = 35; Aluminio-acero = 28

S = Sección en mm²

X_u = Reactancia de la línea (mOhm/metro). En conductores aislados suele ser 0,08.

C_t = 0,8. Es el coeficiente de tensión de condiciones generales de c.c.

CR = 1,5. Es el coeficiente de resistencia.

IF₅ = Intensidad de fusión en amperios de fusibles en 5 sg.

* Curvas validas (Para protección de interruptores automáticos dotados de relé electromagnético).

Curva B I_{mag} = 5 Ln

Curva C I_{mag} = 10 Ln

Curva D y MA I_{mag} = 20 Ln



1.4.5 OTRAS FORMULAS DE CALCULOS.

Cálculo de la conductividad eléctrica.

$$K = 1/\rho$$

$$\rho = \rho_{20}[1+\alpha (T-20)] ; T = T_0 + [(T_{\max}-T_0) (I/I_{\max})^2]$$

Siendo,

K = Conductividad del conductor a la temperatura T.

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T.

ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20°C., Cu = 0.018, Al = 0.029

α = Coeficiente de temperatura: Cu = 0.00392 , Al = 0.00403

T = Temperatura del conductor (°C).

T₀ = Temperatura ambiente (°C): Cables enterrados = 25°C, Cables al aire = 40°C

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C): XLPE, EPR = 90°C ,

PVC = 70°C

I = Intensidad prevista por el conductor (A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Cálculo de sobre carga.

$$I_b \leq I_n \leq I_z ; I_2 \leq 1,45 I_z$$

dónde:

I_b: intensidad utilizada en el circuito.

I_z: intensidad admisible de la canalización según la norma UNE 20-460/5-523.

I_n: intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables, I_n es la intensidad de regulación escogida.

I₂: intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección.

En la práctica I₂ se toma igual:

- a la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos (1,45 I_n como máximo).

- a la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles (1,6 I_n).

Fórmulas Resistencia Tierra

Placa enterrada

$$R_t = 0,8 \cdot \rho / P$$

siendo,

R_t: Resistencia de tierra (Ohm)

ρ : Resistividad del terreno (Ohm·m)

P: Perímetro de la placa (m)

Pica vertical



$$R_t = \rho / L$$

siendo,

R_t: Resistencia de tierra (Ohm)

ρ: Resistividad del terreno (Ohm·m)

L: Longitud de la pica (m)

Conductor enterrado horizontalmente

$$R_t = 2 \cdot \rho / L$$

siendo,

R_t: Resistencia de tierra (Ohm)

ρ: Resistividad del terreno (Ohm·m)

L: Longitud del conductor (m)

Asociación en paralelo de varios electrodos

$$R_t = 1 / (L_c/2\rho + L_p/\rho + P/0,8\rho)$$

siendo,

R_t: Resistencia de tierra (Ohm)

ρ: Resistividad del terreno (Ohm·m)

L_c: Longitud total del conductor (m)

L_p: Longitud total de las picas (m)

P: Perímetro de las placas (m)

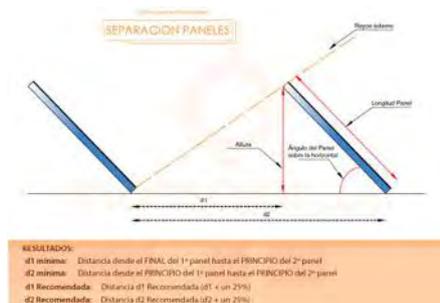
1.4.6 CALCULOS DE UBICACIÓN DE MODULOS.

1.4.6.1 SEPARACION ENTRE MODULOS.

La distancia (d) medida sobre la horizontal, entre un 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 d₂ será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d_2 = h \times k = h / (\tan (61^\circ - \text{latitud}))$$

donde 1/tan (61°-latitud) es un coeficiente adimensional denominado k



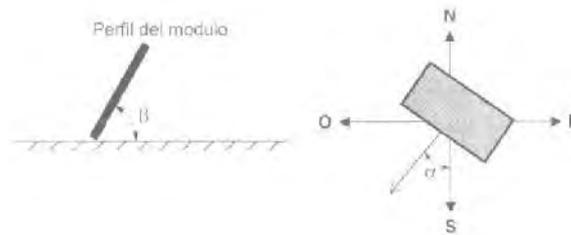
En nuestro caso, no será necesario mantener una distancia entre módulos debido a que la instalación se realizará con estructura coplanar.

1.4.6.2 CALCULO DE LAS PERDIDAS POR ORIENTACION E INCLINACION.

El objeto de este apartado es determinar las pérdidas debido a la orientación e inclinación de los módulos.

Las pérdidas por este concepto se calculan en función de:

- Angulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos, con el plano horizontal.
- Angulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie y el meridiano del lugar.
- Latitud del lugar ϕ .



La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean las mínimas posibles.

La instalación propuesta es un caso general, por lo que las pérdidas límite de orientación e inclinación no superarán el 10%, las pérdidas por sombras no excederán el 10%, y el total no sobrepasará el 15%.

A efectos de orientación e inclinación, se considerarán como valores óptimos una orientación al sur puro en la medida de lo posible (acimut, $\alpha = 0^\circ$) y una inclinación óptima calculada a través de la siguiente fórmula para conseguir la mayor radiación solar anual posible sobre un captador solar estático. Está basada en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, por lo que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot | \phi |$$

Siendo:

β : ángulo de inclinación óptima (grados)

$| \phi |$: latitud del lugar, sin signo (grados)

Por lo que la inclinación óptima, teniendo en cuenta la latitud de 37° , sería de 29° . Haciendo uso de programa informático, se realiza la simulación de la instalación y para las inclinaciones de los módulos en sus distintas zonas:



	29º	9º	10º	5º
β	29	9	10	5
β_{optimo}	29,23	29,23	29,23	29,23
α	0	10	0	-80
% Perdidas	0,00	4,24	3,97	6,23

De lo anterior y calculando por el número de módulos instalados en las distintas zonas obtenemos unas pérdidas totales inferiores al 15%.

1.4.7 DIMENSIONADO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA.

Para determinar el número de módulos por cadena que estarán conectados en serie, se tendrá en cuenta que las tensiones máxima y mínima producidas por cadena deberán estar comprendidas dentro del rango de tensiones de entrada del inversor.

Para el cálculo de la combinación de cadenas o string, se han realizado de forma preliminar los cálculos de tensión máxima y mínimas de los módulos en condiciones estándar:

Temperatura de las células solares TC =

$$T_c = (T_{amb} + ((T_{ONC} - 20^\circ)/800) * E =$$

T_{amb} Temperatura ambiente en sombra para el lugar de instalación, AEMET)=

T_{ONC} ó $NOCT$ Temperatura de operación nominal del módulo. Temperatura que alcanza el módulo para condiciones estándar de irradiación total 800W/m², t_{amb} de 20 °C y velocidad del viento de 1m/s. Fabricante = 45 °C

E Irradiación solar media con célula calibrada en CEM y situada en el emplazamiento. AEMET =

Módulo elegido Seraphim

Modelo SRP-460-BMB-HV

Potencia máxima del módulo en condiciones estándar P_{mp} = 460 W

V_{PMP} = Tensión máxima potencia en condiciones estándar del módulo. Que se produce con el módulo trabajando a 25 °C, valor dado por el fabricante.

V_{PMP} = 29,63 V

$V_{co \text{ max}}$ = Tensión a circuito abierto máxima del módulo, que se producirá a circuito abierto en unas condiciones de mínima temperatura ambiente de -10°C a una irradiación de 100 W/m².

$$V_{oc \text{ max}} = V_{oc} + \Delta V * (T_2 - T_1) = V_{oc} + (\Delta V * V_{oc} / 100) * (T_2 - T_1) = 37,74$$

V_{oc} = Tensión a circuito abierto en condiciones estándar del módulo = 41,52 V

ΔV = Coeficiente de incremento de tensión con la temperatura, puede ser V/°C o %/°C = -0,26 %/°C



T1 = Temperatura de funcionamiento = -10 °C

T2 = Temperatura estándar de funcionamiento = 25 °C

$V_{PMP \text{ min}}$ = Tensión mínima del módulo. La tensión de entrada al inversor deberá ser menor a la tensión de máxima potencia del inversor, que ocurrirá a una temperatura. Se toma como máxima temperatura de los módulos aquella que ocurre a una irradiación de 1000 W/m² y a una temperatura ambiente de 40 °C. La temperatura del módulo se calcula en estas condiciones mediante la expresión que se indica, arrojando un valor de 70°C para la temperatura del módulo

$$V_{PMP \text{ min módulo}} = V_{PMP} + \Delta V * (T2 - T1) = V_{PMP} + (\Delta V * V_{oc} / 100) * (T2 - T1) = 29,63$$

V_{PMP} = Tensión a máx. potencia en condiciones estándar del módulo = 34,49 V

ΔV = Coeficiente de incremento de tensión con la temperatura, puede ser V/°C o %/°C = -0,26 %/°C

T1 = Temperatura de funcionamiento = 25 °C

T2 = Temperatura estándar de funcionamiento = 70 °C

I_{sc} = Intensidad de cortocircuito, dato facilitado por el fabricante.

I_{sc} = 13,96 A

I_{PMP} = Intensidad en el punto de máxima potencia, dato facilitado por el fabricante.

I_{PMP} = 13,34 A

Para nuestro estudio se han previsto ocho combinaciones posibles de cadenas o string, que con los datos anteriores obtenemos:

Cubierta Zinc.

1.1 CALCULO STRING					DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	13	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11960 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	896,74 V	<	1000 V CUMPLE
1.2 CALCULO STRING						
		V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	1049,97 V	<	1100 V CUMPLE
Nº modulos String	13	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	824,37 V	>	180 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

2.1 CALCULO STRING					DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	13	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11960 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	896,74 V	<	1000 V CUMPLE
2.2 CALCULO STRING						
		V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	1049,97 V	<	1100 V CUMPLE
Nº modulos String	13	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	824,37 V	>	180 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

3.1 CALCULO STRING					DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	13	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11960 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	896,74 V	<	1000 V CUMPLE
3.2 CALCULO STRING						
		V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	1049,97 V	<	1100 V CUMPLE
Nº modulos String	13	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	824,37 V	>	180 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

4.1 CALCULO STRING					DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	13	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11960 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	896,74 V	<	1000 V CUMPLE
4.2 CALCULO STRING						
		V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	1049,97 V	<	1100 V CUMPLE
Nº modulos String	13	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	824,37 V	>	180 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

5.1 CALCULO STRING					DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	13	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11960 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	896,74 V	<	1000 V CUMPLE
5.2 CALCULO STRING						
		V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	1049,97 V	<	1100 V CUMPLE
Nº modulos String	13	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	824,37 V	>	180 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE



REHABILITACIÓN INTEGRAL DEL PALACIO DE DEPORTES DE GRANADA- PROYECTO EJECUCION - NOVIEMBRE 2023

6.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	13	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11960 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	896,74 V	<	1100 V	CUMPLE
6.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	13	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	1049,97 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	824,37 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			

7.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	13	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11500 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	862,25 V	<	1100 V	CUMPLE
7.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	12	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	1009,59 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	792,66 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			

8.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	13	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11500 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	862,25 V	<	1100 V	CUMPLE
8.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	12	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	1009,59 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	792,66 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			

9.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	12	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11040 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	827,76 V	<	1100 V	CUMPLE
9.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	12	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	969,21 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	760,95 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			

Pérgola sector B.

1.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	12	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10580 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	793,27 V	<	1000 V CUMPLE
1.2		CALCULO STRING				
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	928,82 V	<	1100 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	729,25 V	>	180 V CUMPLE
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

2.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	12	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10580 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	793,27 V	<	1000 V CUMPLE
2.2		CALCULO STRING				
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	928,82 V	<	1100 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	729,25 V	>	180 V CUMPLE
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

3.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	12	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10580 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	793,27 V	<	1000 V CUMPLE
3.2		CALCULO STRING				
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	928,82 V	<	1100 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	729,25 V	>	180 V CUMPLE
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

4.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	12	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10580 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	793,27 V	<	1000 V CUMPLE
4.2		CALCULO STRING				
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	928,82 V	<	1100 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	729,25 V	>	180 V CUMPLE
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

5.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	12	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10580 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	793,27 V	<	1000 V CUMPLE
5.2		CALCULO STRING				
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	928,82 V	<	1100 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	729,25 V	>	180 V CUMPLE
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

6.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR	
Nº modulos String	12	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10580 Wp		
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	793,27 V	<	1000 V CUMPLE
6.2		CALCULO STRING				
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	928,82 V	<	1100 V CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	729,25 V	>	180 V CUMPLE
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	16 A CUMPLE

REHABILITACIÓN INTEGRAL DEL PALACIO DE DEPORTES DE GRANADA- PROYECTO EJECUCION - NOVIEMBRE 2023

7.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	11	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10120 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	758,78 V	<	1100 V	CUMPLE
7.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	888,44 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	697,54 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			

8.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	11	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10120 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	758,78 V	<	1100 V	CUMPLE
8.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	888,44 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	697,54 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			

9.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	11	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10120 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	758,78 V	<	1100 V	CUMPLE
9.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	888,44 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	697,54 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			

10.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	11	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10120 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	758,78 V	<	1100 V	CUMPLE
10.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	888,44 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	697,54 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			

11.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	11	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10120 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	758,78 V	<	1100 V	CUMPLE
11.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	888,44 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	697,54 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			

12.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	11	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	10120 Wp	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	758,78 V	<	1100 V	CUMPLE
12.2		CALCULO STRING			<	180 V	CUMPLE
Nº modulos String	11	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	888,44 V	>	16 A	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	697,54 V	<		
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A			



Taquilla C/ Torre de Comares.

1.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	8	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11040 Wp			
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	827,76 V	<	960 V	CUMPLE
1.2		CALCULO STRING					
Nº modulos String	8	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	969,21 V	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	760,95 V	>	180 V	CUMPLE
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	15 A	CUMPLE
1.3		CALCULO STRING					
Nº modulos String	8						
Nº String paralelo	1						
2.1		CALCULO STRING			DATOS INVERSOR		
Nº modulos String	8	P _{PMP} cadena	P _{PMP} * nº módulos * nº String	11040 Wp			
Nº String paralelo	1	V _{PMP} cadena	V _{PMP} * nº módulos	827,76 V	<	960 V	CUMPLE
2.2		CALCULO STRING					
Nº modulos String	8	V _{OC} max cadena	V _{OC} max * nº módulos	969,21 V	<	1000 V	CUMPLE
Nº String paralelo	1	V _{PMP} mim cadena	V _{PMP} min * nº módulos	760,95 V	>	180 V	CUMPLE
		I _{PMP} cadena	I _{PMP} * nº cadenas	13,34 A	<	15 A	CUMPLE
2.3		CALCULO STRING					
Nº modulos String	8						
Nº String paralelo	1						

1.5 FICHAS TECNICAS DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA.

Electrical Characteristics

Module Type	SRP-445-BMB-HV		SRP-450-BMB-HV		SRP-455-BMB-HV		SRP-460-BMB-HV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power at STC (Pmp)	445	333	450	337	455	341	460	345
Open Circuit Voltage (Voc)	41.22	38.41	41.32	38.57	41.42	38.67	41.52	38.74
Short Circuit Current (Isc)	13.66	11.04	13.76	11.12	13.86	11.20	13.96	11.28
Maximum Power Voltage (Vmp)	34.18	31.82	34.28	31.98	34.38	32.06	34.49	32.25
Maximum Power Current (Imp)	13.03	10.48	13.13	10.56	13.24	10.64	13.34	10.71
Module Efficiency at STC(ηm)	20.56		20.79		21.02		21.25	
Power Tolerance	(0, +4.99)							
Maximum System Voltage	1500V DC							
Maximum Series Fuse Rating	25 A							

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5
Power measurement tolerance: +/-3%

Temperature Characteristics

Pmax Temperature Coefficient	-0.34 %/°C
Voc Temperature Coefficient	-0.26 %/°C
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature(NOCT)	45±2 °C

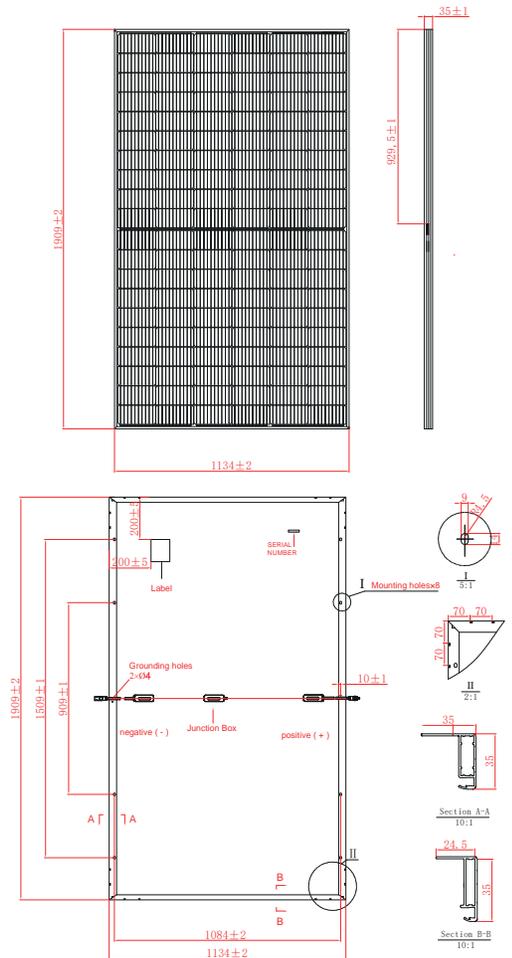
Mechanical Specifications

External Dimensions	1909 x 1134 x 35 mm
Weight	22.3 kg
Solar Cells	PERC Mono (120 pcs)
Front Glass	3.2mm AR coating tempered glass, low iron
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68, 3 diodes
Output Cables	4.0mm ² , 250mm(+)/350mm(-) or Customized Length
Mechanical Load	Front side 5400Pa/ Rear side 2400Pa

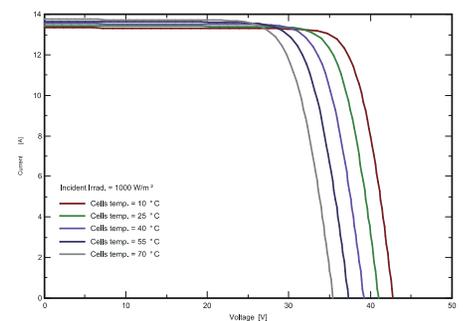
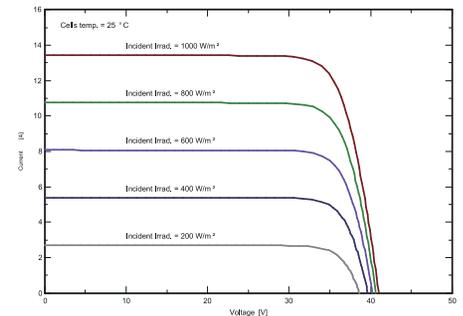
Packing Configuration

	1909 x 1134 x 35 mm	
Container	20'GP	40'HQ
Pieces per Pallet	31+4*	31
Pallets per Container	5	24
Pieces per Container	175	744

* 31+4 pieces per pallet is the special package which only suits for container transport.
For details, please consult SERAPHIM.



I-V Curve



Características técnicas

		20KTL-D3	25KTL-D3	30KTL-D3
Eficiencia	Máx. Eficiencia	98,2%	98,2%	98,2%
	Eficiencia europea	97,7%	97,7%	97,7%
Entrada (PV)	Máx. Tensión de entrada ¹	1.000V		
	Máx. configuración PV (STC)	30 kWp	37,5 kWp	45 kWp
	Tensión de entrada nominal	620V		
	Máx. Corriente de entrada por string	13A		
	Máx. Corriente de cortocircuito por string	15A		
	Tensión de arranque/ Mín. Tensión operación	250V		
	Rango de tensión de operación MPPT ²	180V-960V		
	Número máx. de strings PV	4 (2/2)	6 (3/3)	
	No. de MPPTs	2		
Salida (Red)	Potencia activa AC nominal	20.000W	25.000W	30.000W
	Máx. Potencia AC aparente	22.000VA	27.500VA	33.000VA
	Máx. Potencia AC activa (PF=1)	22.000W	27.500W	33.000W
	Máx. corriente AC de salida	3 x 33,5A	3 x 40A	3 x 48A
	Tensión AC nominal	380V/400V, 3H+N+PE		
	Rango Tensión AC*	277V-520V (ajustable)		
	Frecuencia de red nominal	50Hz/60Hz		
	Rango frecuencia de red**	45Hz-55Hz/55Hz-65Hz		
	THDI	<3% (Potencia nominal)		
	Inyección corriente DC	<0,5%In		
	Factor de potencia	>0,99 Potencia nominal (Ajustable 0,8 - 0,8 ind./cap.)		
Protección	Interrupción DC	Incluido		
	Protección anti-aislamiento	Incluido		
	Protección sobreintensidad AC	Incluido		
	Protección cortocircuito AC	Incluido		
	Conexión inversa DC	Incluido		
	Sobretensión transitoria	DC Tipo II/AC Tipo II		
	Detección de aislamiento	Incluido		
	Protección de fuga de corriente	Incluido		
General	Topología	Sin transformador		
	Grado protección IP	IP65		
	Autoconsumo nocturno	<1W		
	Ventilación	Por convección	Con ventiladores	
	Rango de temperatura de trabajo	-25°C ... +60°C		
	Rango de humedad relativa	0-100%		
	Máx. Altitud de trabajo	4000m		
	Ruido	<30dB	<50dB	
	Dimensiones (Ancho x Alto x Profundo)	555 x 469,5 x 270,5mm		
	Peso	35 kg	41 kg	
Visualización y comunicación	Display	Wireless & APP + LED, LCD (Opcional)		
	Comunicación	Opcional: Wifi, RS485, GPRS, 4G, LAN		
Certificados	Seguridad	IEC62109-1, IEC62109-2		
	EMC	IEC61000-6-1/3		
	Código red	VDE-AR-N 4105, EN 50549-1/-2, CEI 0-21, UNE 206006/206007-1, UNE 217001		
	RD España	RD 661: 2007, RD 1699: 2011, RD 413: 2014		
	Garantía	5 años / 10 años (opcional)		

Notas: * El rango de tensión de salida y frecuencia pueden variar según los distintos códigos de red.

** Estas características pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso

¹ Límite superior de tensión de entrada de corriente continua. Cualquier tensión DC de entrada más alto puede dañar el inversor.

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

Características técnicas

		80KTL-D3	100KTL-D3
Entrada de CC	Máx. Potencia de entrada de FV [kWp]	120	150
	Máx. tensión de entrada de FV [V] ¹	1.100	
	Tensión de inicio [V]	200	
	Tensión de entrada nominal [V]	580 / 600	
	Rango de tensión del MPPT [V] ²	180 ~1.000	
	No. de MPPTs	9	
	Strings por MPPTs	2	
	Máx. corriente de entrada por string [A]	16	
	Máx. corriente de cortocircuito por string [A]	23	
Salida de CA	Potencia de salida CA nominal [kW]	80	100
	Corriente de salida CA nominal [A]	121.3 / 116	151.6 / 145
	Máx. Potencia aparente de salida CA [kVA]	88	110
	Máx. corriente de salida CA [A]	133.4 / 127.6	166.7 / 159.5
	Tensión nominal de CA [V]	380 / 400, 3/N/PE	
	Frecuencia de red nominal [Hz]	50 / 60	
	Rango de factor de potencia	0.8 inductivo ~ 0.8 capacitivo	
	TH Di (potencia nominal) [%]	<3	
Datos del sistema	Eficiencia MPPT [%]	99.9	
	Máx. Eficiencia [%]	98.6	
	Grado de protección	IP66	
	Rango de temperatura de funcionamiento [°C]	-25 ~+60 (derating a 45°C)	
	Máx. altitud de operación [m]	4.000 (derating por encima de 3.000)	
	Humedad [%]	0 ~100	
	Dimensiones [An x Al x Pr] [mm]	985 x 660 x 327.5	
	Peso [kg]	83	
	Concepto de refrigeración	Refrigeración por ventilador	
Interfaz de comunicación	RS485 / Wifi (Opcional: 4G/LAN) /Bluetooth / USB		
Protección	Protección sobretensión y subtensión	Si	
	Protección aislamiento CC	Si	
	Monitorización de red	Si	
	Monitorización de inyección CC	Si	
	Detección corriente residual	Si	
	Protección anti-isla	Si	
	Protección fallo de string	Si	
	SPD (CC / CA)	Tipo II / Tipo II	
	Detección sobretemperatura terminales de salida	Si	
Certificados	Seguridad	IEC/EN 62109-1; IEC/EN 62109-2; NB/T 32004	
	EMC	IEC/EN 61000; NB/T 32004	
	Código red	EN 50549; AS4777.2; VDE4105; IEC 61727; IEC 62116; IEC 61683; IEC 60068; EN 50530; NB/T 32004	
	RD España	RD 1699:2011, RD 413:2014	
	Garantía	5 años / 10 años (opcional)	

Notas: ¹ Límite superior de tensión de entrada de corriente continua. Cualquier tensión DC de entrada más alto puede dañar el inversor.

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

de 80 a 150kW

110KTL-D3	120KTL-D3	125KTL-D3	136KTL-D3	150KTL-D3
165	180	188	204	225
1.100				
200				
580 / 600			730 / 785	
180 ~1.000				
9	12			
2				
16				
23				
110	120	125	136	150
166.7 / 159.5	181.9 / 174	189.4 / 181.2	157.1 / 145.4	173.2 / 160
121	132	132	149.6	165
183.4 / 175.4	200 / 191.3	200 / 191.3	172.8 / 160	190.6 / 176.5
380 / 400, 3/N/PE			500 / 540, 3P3W+PE	
50 / 60				
0.8 inductivo ~ 0.8 capacitivo				
<3				
99.9				
98.6			99.0	
IP66				
-25 ~+60 (derating a 45°C)				
4.000 (derating por encima de 3.000)				
0 ~100				
985 x 660 x 327.5				
83	87			
Refrigeración por ventilador				
RS485 / Wifi (Opcional: 4G/LAN) /Bluetooth / USB				
Si				
Tipo II / Tipo II				
Si				
IEC/EN 62109-1; IEC/EN 62109-2; NB/T 32004				
IEC/EN 61000; NB/T 32004				
EN 50549; AS4777.2; VDE 4105; IEC 61727; IEC 62116; IEC 61683; IEC 60068; EN 50530; NB/T 32004				
RD 1699:2011, RD 413:2014				
5 años / 10 años (opcional)				