

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



"PROYECTO DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA CON AUTOCONSUMO Y
COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES EN
EDIFICIO ARENALS DE LA UMH, CON
UNA FUTURA IMPLEMENTACIÓN DE
PUNTOS DE RECARGA "

TRABAJO FIN DE GRADO

Septiembre-2023

AUTOR: Javier Martín Martínez

DIRECTOR: Juan Manuel Sánchez Eugenio

E:

DOCUMENTO 1º: MEMORIA

DOCUMENTO 2º: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

DOCUMENTO 3º: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

DOCUMENTO 4º: MEDICIONES Y PRESUPUESTO

ANEXO N°1: ESQUEMA UNIFILAR

ANEXO N°2: SIMULACIÓN SOLAR CON OPEN SOLAR

ANEXO N°3: HOJAS DE DATOS MÓDULOS, INVERSOR Y ESTRUCTURAS

ANEXO N°4: FUTURA IMPLEMENTACIÓN DE PUNTOS DE RECARGA

MEMORIA

1.	MEMORIA.....	3
1.1.	OBJETO DEL PROYECTO.....	3
1.2.	ANTECEDENTES.....	3
1.3.	CARACTERISTICAS DE LA INSTALACION.....	4
1.3.1.	NOMBRE Y DIRECCION DEL TITULAR.....	4
1.3.2.	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD.....	5
1.3.3.	EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACION.....	5
1.4.	JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA.....	5
1.5.	CONSUMO ENERGÉTICO DEL EDIFICIO.....	6
1.5.1.	CONSUMO ELÉCTRICO DE LA ACTIVIDAD.....	6
1.5.2.	ENERGIA PRODUCIDA Y AUTOCONSUMIDA EN EL EDIFICIO.....	7
1.6.	BALANCE ECONÓMICO CON LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	8
1.6.1.	AHORRO ENERGETICO Y JUSTIFICACION ECONOMICA.....	9
1.7.	NORMATIVA APLICABLE.....	10
1.8.	DEFINICIONES DEL PROYECTO.....	11
1.8.1.	RADIACION SOLAR.....	11
1.8.1.1.	HORAS DE SOL PICO.....	13
1.8.1.2.	INTEGRACION ARQUITECTONICA.....	14
1.9.	ESPECIFICACIONES BASICAS.....	15
1.10.	PLANTEAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	16
1.11.	DESCRIPCION DE LA INSTALACIÓN.....	18
1.12.	CARACTERISTICAS TECNICAS Y ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES.....	19
1.12.1.	MODULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	19
1.12.2.	INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO.....	21
1.12.3.	LINEAS ELECTRICAS Y ELEMENTOS AUXILIARES.....	23
1.12.4.	ELEMENTOS DE PROTECCION Y SEGURIDAD.....	27
1.12.5.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	29
1.12.6.	CONEXIONADO A RED DE DISTRIBUCION.....	32
1.12.7.	EQUIPOS DE MEDIDA.....	33
1.12.8.	MEDIDA Y FACTURACIÓN.....	35
1.13.	OBRAS A REALIZAR.....	35

1. MEMORIA

1.1. OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como objetivo determinar las características de una instalación fotovoltaica fija de autoconsumo conectado a red con compensación situada sobre el tejado del edificio Arenals de la Universidad Miguel Hernández de Elche y la implementación de puntos de recarga de coche eléctrico en el parking colindante a dicho edificio.

1.2. ANTECEDENTES

Los sistemas fotovoltaicos han experimentado un gran salto cuantitativo en cuanto su implantación en nuestro país y en toda la comunidad europea, debido sobre todo a los apoyos por parte de las administraciones públicas en forma, tanto de prima en la venta de la energía producida, como de subvenciones a fondo perdido y condiciones de financiación muy interesantes. Estas ayudas y subvenciones se enmarcan en el Plan de Fomento de las Energías Renovables elaborado por el gobierno español, con el objeto de cumplir los acuerdos firmados en protocolo de Kioto, en el que se acordó que el 12% de energía primaria consumida en el estado español debe provenir de fuentes renovables, para reducir de una forma importante las emisiones de CO₂ a la atmósfera, así como reducir de forma considerable nuestra dependencia del petróleo. Si no fuera por este tipo de ayudas, no se haría rentable económicamente la instalación de un sistema fotovoltaico, dado su elevado precio y su reducido rendimiento.

Dentro de los sistemas fotovoltaicos y gracias a las ayudas y subvenciones, destacan los sistemas conectados a red, para cuya regulación y normalización se han creado los decretos 413/2014, 1699/2011, 1955/2000, 15/2018, 244/2019.

El inicio de la generación y venta de energía eléctrica mediante solar fotovoltaica fue posible gracias a la aprobación el 23 de diciembre de 1998 del Real Decreto 2818/1998. En este decreto se fijaba, entre otros aspectos, la obligatoriedad de compra de la energía proveniente de fuentes renovables por parte de las compañías eléctricas y se fijaba el precio de venta de la energía procedente de centrales fotovoltaicas a 0,39 €/KWh en instalaciones conectadas a la red con una potencia instalada menor o igual de 5 KW y a 0,39 €/KWh las de mayor potencia.

Posteriormente se aprobaron dos nuevos decretos: el R.D. 1663/2000 y el R.D. 436/2004. Este último deroga al inicial R.D. 2818/1998.

El 25 de mayo de 2007 quedaba aprobado el nuevo R.D. 661/2007, el cual deroga al anteriormente mencionado R.D. 436/2004, en el que se determinan unos nuevos parámetros de prima económica para las instalaciones de generación de energía, mediante el aprovechamiento de las energías

renovables, así como nuevas condiciones técnicas aplicables a dichas instalaciones.

El 10 de octubre de 2015 fue publicado en el «Boletín Oficial del Estado» el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Posteriormente, el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, ha realizado una modificación profunda en la regulación del autoconsumo en España, mediante la reforma del artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

El mencionado Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, también incorpora la derogación de varios artículos del mencionado Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, al considerarlos obstáculos para la expansión del autoconsumo, entre los que cabe destacar los relativos a las configuraciones de medida, las limitaciones del máximo de potencia de generación instalada hasta la potencia contratada o los relativos al pago de cargos por la energía auto consumida.

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

En la disposición final segunda se introducen modificaciones en la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico para baja tensión, en las que se regulan los requisitos de los mecanismos anti vertido y diversos requisitos de seguridad de las instalaciones generadoras de baja tensión. La disposición final primera modifica el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Otra de las normas que se modifica para el impulso del autoconsumo mediante la disposición final cuarta, es el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, con el fin de permitir que se conecten instalaciones monofásicas de generación a la red de hasta 15 kW.

1.3. CARACTERISTICAS DE LA INSTALACION

1.3.1. NOMBRE Y DIRECCION DEL TITULAR

El titular de la instalación será el organismo de la Universidad Miguel Hernández concretamente el campus de Elche, en el edificio Arenals ubicado entre el rectorado y el polideportivo.

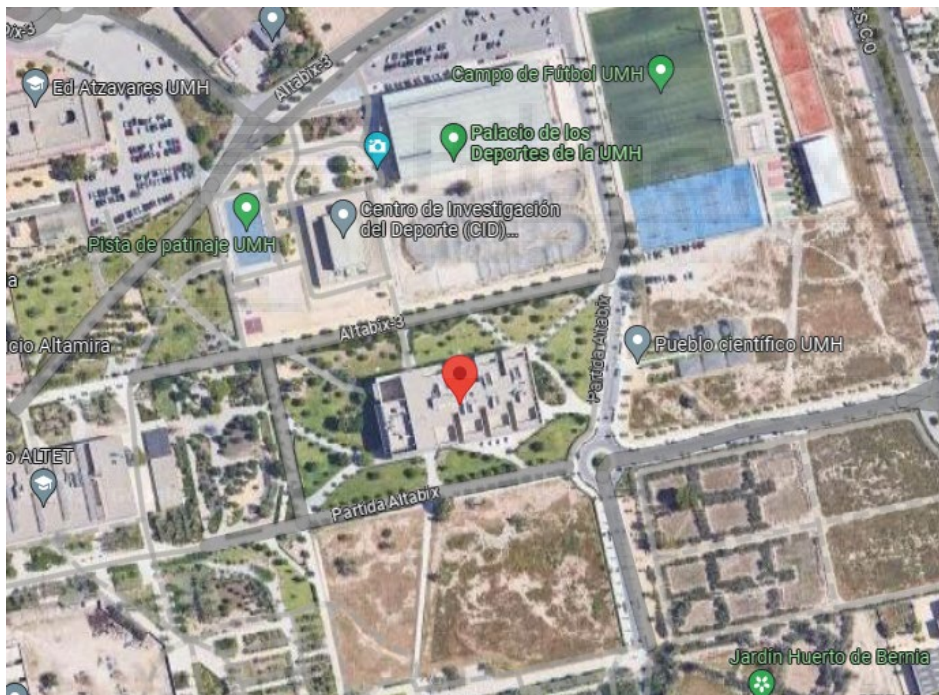
1.3.2. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD

La actividad que se va a desarrollar con la instalación solar fotovoltaica va a ser la de producción de energía eléctrica en régimen de autoconsumo para reducir los consumos eléctricos del edificio, con ello conseguiremos un ahorro significativo en las facturas eléctricas mensuales como la reducción en las emisiones de CO2 a la atmósfera.

Con la instalación de los puntos de recarga se va a asegurar un abastecimiento de energía para los profesores y estudiantes que dispongan de coche eléctrico y así cubrir una necesidad.

1.3.3. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación estará situada en la dirección Altabix-3, número 55, En la localidad de Elche, Provincia de Alicante con código postal 03207.



1.4. JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA

- Clasificación del suelo: Urbano

- La planta solar, estará ubicada sobre la cubierta principal del edificio arenal mediante el uso de estructura metálica inclinada y bloques de hormigón lo que asegura una buena estabilidad de la estructura y un buen lastre para evitar que se produzca efecto vela en los paneles.

1.5. CONSUMO ENERGÉTICO DEL EDIFICIO

1.5.1. CONSUMO ELÉCTRICO DE LA ACTIVIDAD

Al no ser posible disponer de las facturas del edificio se ha pasado a realizar un estudio de los consumos del edificio en los que efectuando los cálculos de los consumos de las máquinas de aire como consumo principal hemos obtenido los valores que se indican en la siguiente tabla.

Mes	Consumo energético
Enero	37772 kWh
Febrero	39760 kWh
Marzo	43736 kWh
Abril	27832 kWh
Mayo	37772 kWh
Junio	35784 kWh
Julio	19880 kWh
Agosto	9940 kWh
Septiembre	39760 kWh
Octubre	35784 kWh
Noviembre	41748 kWh
Diciembre	29820 kWh
Total	399588 kWh

Para la tarifa contratada en Arenals consideramos un valor estimativo de un edificio con características y consumos similares: 6.1 TD

La 6.1 TD, tiene seis periodos en el término de energía y, también, en el de potencia, lo que permite seleccionar el valor a contratar en cada periodo, según nuestra demanda de energía.

Potencia contratada:

P1: 80 kW P2: 80 kW P3: 80 kW P4: 80 kW P5: 80 kW P6: 80 kW

Precio medio de la Potencia contratada: 0,0816 €/kW*día

Precio de la energía por periodos:

P1= 0,33665 €/kWh

P2= 0,303575 €/kWh

P3= 0,2705 €/kWh

P4= 0,2621 €/kWh

P5= 0,2423 €/kWh

P6= 0,2201 €/kWh

1.5.2. ENERGIA PRODUCIDA Y AUTOCONSUMIDA EN EL EDIFICIO

Una vez analizados los valores de potencia y energía realmente consumidos por la instalación, y dada la necesidad de emprender acciones que disminuyan los costes energéticos de la instalación y aumentar el grado de autoabastecimiento energético de la misma aprovechando la energía procedente del sol, se proyectará una instalación fotovoltaica de 119 kWp, cuya energía generada tendrá el único objetivo de alimentar los consumos propios.

Se proyecta esta instalación de 119,90 kWp que generarán aproximadamente 211,2 MWh al año, con el objetivo de producir y autoconsumir el 100% del consumo energético en horas de producción solar. De esta forma, se conseguirá un retorno de la inversión de la instalación muy favorable.

A continuación, se muestran los resultados de la energía producida por la instalación fotovoltaica:

Mes	Consumo energético	Consumo horas luz	Producción PV	Autoconsumido
Enero	37772 kWh	20775 kWh	12486 kWh	12486 kWh
Febrero	39760 kWh	21868 kWh	12545 kWh	12545 kWh
Marzo	43736 kWh	24055 kWh	17469 kWh	17469 kWh
Abril	27832 kWh	15308 kWh	20078 kWh	15308 kWh
Mayo	37772 kWh	20775 kWh	22318 kWh	20775 kWh
Junio	35784 kWh	19681 kWh	22680 kWh	19681 kWh
Julio	19880 kWh	10934 kWh	23924 kWh	10934 kWh
Agosto	9940 kWh	5467 kWh	21841 kWh	5467 kWh
Septiembre	39760 kWh	21868 kWh	18462 kWh	18462 kWh
Octubre	35784 kWh	19681 kWh	15377 kWh	15377 kWh
Noviembre	41748 kWh	22961 kWh	12797 kWh	12797 kWh
Diciembre	29820 kWh	16401 kWh	11239 kWh	11239 kWh
Total	399588 kWh	198509 kWh	211214 kWh	172540 kWh

El grado de autoconsumo de la instalación se ha calculado mediante el cruce de los valores horarios de las 8.760 horas anuales de la energía producida por la instalación fotovoltaica y la energía consumida. El siguiente gráfico muestra

el resumen anual de los valores de la energía producida, autoconsumida, los excedentes de la producción vertidos al sistema eléctrico y la energía comprada a la compañía comercializadora en los momentos en los que la producción fotovoltaica no es suficiente para alimentar los consumos de la instalación.



1.6. BALANCE ECONÓMICO CON LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este apartado se expone el estudio económico del sistema y se muestra el supuesto desglose de la factura eléctrica actual para finalmente obtener los datos de ahorro y rentabilidad de la inversión durante su vida útil.

Para los cálculos se ha empleado la información recopilada y se han tenido en cuenta la degradación de los elementos de la instalación, los descuentos del IVA sobre las facturas del cliente y la tendencia al alza del mercado eléctrico.

Por último, presentamos la tabla con el ahorro en la factura, las ganancias por la energía vertida y el total ahorrado. Para ello se tendrá en cuenta que el precio de venta a Pool de la energía vertida a la red es de 0.050 €/kWh.

IMPACTO EN LA FACTURA

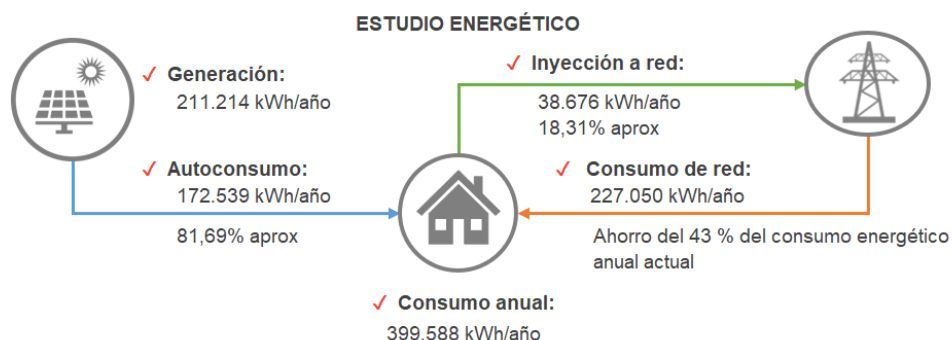
Mes	Factura actual	Costes fijos	Costes variables	CON energía solar			Ahorro
				Auto consumido	Venta a red	Nueva factura	
Enero	14.855 €	258 €	14.597 €	5.033 €	-	9.822 €	5.033 €
Febrero	15.599 €	233 €	15.365 €	5.057 €	-	10.542 €	5.057 €
Marzo	17.160 €	258 €	16.902 €	7.043 €	-	10.118 €	7.043 €
Abril	11.006 €	250 €	10.756 €	6.171 €	303 €	4.531 €	6.474 €
Mayo	14.855 €	258 €	14.597 €	8.375 €	98 €	6.382 €	8.473 €
Junio	14.079 €	250 €	13.829 €	7.934 €	191 €	5.954 €	8.125 €
Julio	7.941 €	258 €	7.683 €	4.408 €	826 €	2.707 €	5.234 €
Agosto	4.100 €	258 €	3.841 €	2.204 €	1.041 €	855 €	3.245 €
Septiembre	15.615 €	250 €	15.365 €	7.443 €	-	8.173 €	7.443 €
Octubre	14.087 €	258 €	13.829 €	6.199 €	-	7.888 €	6.199 €
Noviembre	16.384 €	250 €	16.134 €	5.159 €	-	11.225 €	5.159 €
Diciembre	11.782 €	258 €	11.524 €	4.531 €	-	7.252 €	4.531 €
Total	157.464 €	3.042 €	154.422 €	69.557 €	2.460 €	85.448 €	72.016 €

1.6.1. AHORRO ENERGETICO Y JUSTIFICACION ECONOMICA

Una vez analizado el elevado consumo energético de la instalación y el coste del mismo, así como su horario, el cual se adapta perfectamente a la producción de la planta fotovoltaica, ya que ambas instalaciones funcionan los 365 días al año, se plantea la necesidad de emprender acciones que disminuyan los costes energéticos de la instalación y aumentar el grado de autoabastecimiento energético de la misma aprovechando la energía procedente del sol.

Como hemos visto anteriormente, la nueva instalación fotovoltaica reducirá el consumo energético anual en un 41,35 % respecto de la energía consumida actualmente, así como un aprovechamiento de la energía eléctrica generada del 83,25 % (cuota de autoconsumo). Estos dos factores contribuyen a una amortización de la instalación en 1 año y 3 meses.

Estos datos se pueden observar con más detalle en las siguiente gráfico:



Por último, cabe destacar que la instalación y funcionamiento de la instalación fotovoltaica permitirá evitar la emisión de 122.081 kg de CO₂ anual, según documento reconocido por el IDAE sobre factores de emisión de CO₂, versión 3/3/2014.

1.7. NORMATIVA APLICABLE

Para la ejecución del presente proyecto se tendrá en cuenta la siguiente Normativa:

- Real Decreto 444/1994 sobre compatibilidad electromagnética.
- RD 1955/2000 por el que se regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- RD 1699/2011 de 18 de noviembre, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector eléctrico.
- RD 413/2014 que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- RDL 15/2018 (que derogó la casi totalidad del RD 900/2015, famoso por instaurar el llamado “impuesto al Sol”) y su desarrollo normativo, el RD 244/2019. Regula medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- RD 244/2019 que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

- Normas particulares de la Compañía Distribuidora, en este caso, Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.
- Ordenanzas municipales en materia de actividad del Ayuntamiento de Elche

1.8. DEFINICIONES DEL PROYECTO

1.8.1. RADIACION SOLAR

La energía solar fotovoltaica, cuyo principio de funcionamiento es la producción de energía eléctrica a partir de la radiación solar, a través de células solares, es una fuente de energía limpia que tiene, entre otras, las siguientes ventajas:

- Se trata de una energía renovable y no precisa de ningún tipo de recurso natural para su funcionamiento.
- Es una energía fiable y con bajo mantenimiento.
- No produce contaminación ambiental ni sonora.
- Su instalación es muy rápida.

Esta energía presenta, también alguna desventaja, entre las que cabe destacar:

- La generación de energía depende de la radiación solar disponible y, por tanto, no podemos controlar dicha producción.
- La relación entre el coste y la producción de energía es, actualmente muy elevada, no llegando a rendimientos de las instalaciones por encima de un 18%, comparándola con otras fuentes de energía renovables. La elevada relación de coste por energía producida se está viendo reducida debido al desarrollo de células solares con mayor rendimiento y a una disminución del coste de producción de dichas células debido a un continuo aumento de la implantación de forma comercial de dichas instalaciones.

Los datos de radiación solar aplicados para esta planta están tomados del libro "radiación Solar sobre Superficies Inclinadas", editado por el Ministerio de Industria.

Los datos recogidos han sido obtenidos, en parte, a través de las medidas de radiación solar realizadas por el Servicio Meteorológico Nacional y utilizando las correcciones de Liu and Jordán para el paso de la radiación horizontal a la inclinada. El resto de los datos se han obtenido de las medidas de insolación realizadas por el mismo Servicio Meteorológico.

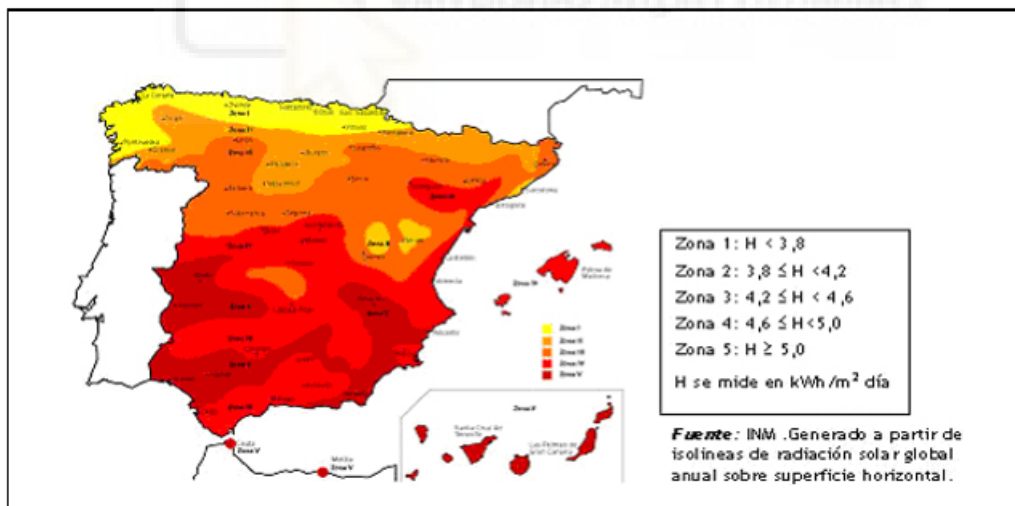
La unidad energética en las que están expresados los datos es en el Sistema Internacional: KJ/m². En el cálculo de la energía generada trabajaremos en KWh/m².

La radiación solar se puede medir en varias unidades, pero las más utilizadas son la irradiancia, que es la potencia de la radiación solar por unidad de área y se expresa en W/m² y la irradiación, que es la energía por unidad de área y se expresa en J/m². En este último caso se suele utilizar una unidad de energía muy frecuente: el kWh, correspondiendo un kWh a 3,6 MJ.

La radiación solar depende de diversos factores atmosféricos, químicos y geográficos. En cuanto a la zona en la que nos situamos, los niveles de irradiación solar oscilan entre 1.700 – 1.800 kWh/(m²·año).

En la siguiente figura se observan las diferencias regionales de irradiación global media anual, llegando a tener en el Sur peninsular valor de 5 kWh/(m²·año).

En la zona donde se va a instalar la planta objeto del presente proyecto disponemos de una irradiación global media anual de 1.947,7 kWh/(m²·año).



La radiación solar que incide sobre la superficie terrestre está formada por tres componentes: directa, difusa y de albedo:

- Radiación directa: Constituida por los haces de rayos que se reciben en línea recta con el sol.
- Radiación difusa: Procedente de todo el cielo, excluyendo la recibida directamente del sol.

- Radiación de albedo (o reflejada): Ésta procede del suelo debido a la reflexión de la radiación incidente en él.



Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año.

La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol. Se define la orientación mediante el azimut (para el sol, γ_s , y para el captador, γ). El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol hacia el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\gamma_s = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

La inclinación viene definida por el ángulo β (para el módulo) y por la altura solar α o su complementario θ_z (ángulo cenital) para el sol.

Cuanto más perpendicular se encuentra el sol con respecto a la superficie terrestre (menor valor del ángulo cenital) menor es el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera.

Se define la masa de aire (AM) como el cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el correspondiente a la normal a la superficie terrestre (ángulo cenital cero) y está relacionada con la altura solar (α), según la expresión:

$$AM = \frac{1}{\text{sen}\alpha} = \frac{1}{\text{cos}\theta_z}$$

Para $\alpha = 90^\circ$, $AM = 1$, que es el valor mínimo de AM y corresponde con la situación del sol en el cenit.

1.8.1.1. HORAS DE SOL PICO

En las instalaciones fotovoltaicas existe un concepto que se utiliza mucho. Se trata de las horas de sol pico, que se puede definir como el número de horas de un día con una irradiancia ficticia de 1.000 W/ m², que tendría la misma irradiación total que la real de ese día. Así, si se tiene la irradiación de un determinado día, y se divide por 1.000 W/m², se tienen las horas de sol pico.

1.8.1.2. INTEGRACION ARQUITECTONICA

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red son sistemas de generación eléctrica a partir de módulos fotovoltaicos, en general estáticos, que convierten en electricidad la radiación solar. Para aumentar la producción eléctrica del sistema se puede dotar al panel fotovoltaico de movimiento, de modo que siga la trayectoria del sol desde el amanecer hasta el atardecer.

En la instalación objeto del presente proyecto no se dispone de seguimiento solar, siendo la instalación fija. La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos se ha diseñado teniendo en cuenta que ha de soportar, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).



El diseño de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permite las dilataciones térmicas sin transmitir las cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

La sujeción del módulo fotovoltaico se realiza siguiendo las instrucciones del fabricante, de modo que no se producen flexiones superiores a las admitidas.

Componentes del Kit



La estructura está protegida contra la acción de los agentes ambientales, en concreto, la estructura es de acero galvanizado o de aluminio según la norma UNE 37-501 y UNE 37-508.

Los módulos fotovoltaicos se conectan a un inversor de conexión a red que realiza la función de conversión de la corriente continua, procedente de los módulos, en corriente alterna. La tornillería de piezas auxiliares es de acero inoxidable.

1.9. ESPECIFICACIONES BASICAS

El estudio analizará las posibilidades que ofrece la cubierta del edificio Arenals para la instalación de energía solar fotovoltaica. Se perseguirá la optimización de las posibilidades del emplazamiento atendiendo a consideraciones técnicas, económicas y estéticas. Será de gran relevancia la búsqueda de la máxima integración de la instalación en el emplazamiento escogido de forma que su posible afectación sea la mínima. Se ha elegido la colocación de los módulos fotovoltaicos sobre las partes de la cubierta que menos se van a ver afectados por sombras con una orientación azimutal de 168° Sur y una inclinación de 20° sobre la horizontal.



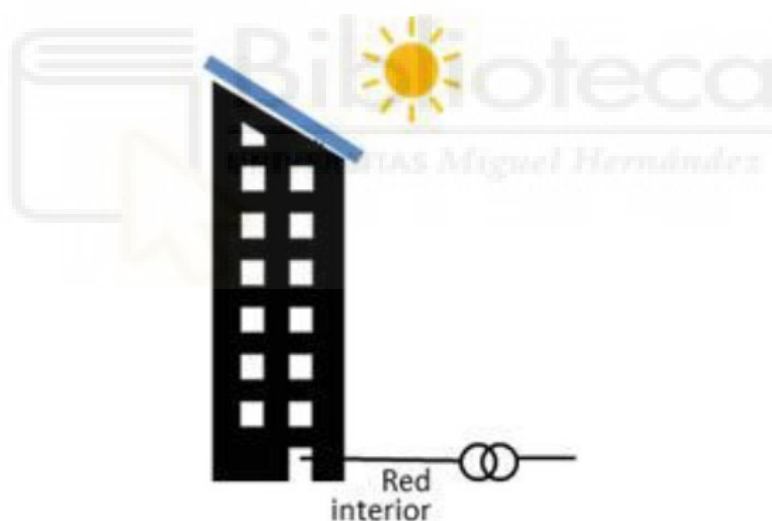
A nivel técnico se exponen y analizan los diferentes elementos que integran la instalación para asegurar su correcto funcionamiento. Así mismo se hará un estudio de aquellos elementos que puedan afectar negativamente a su rendimiento.

Más adelante se adjuntarán los planos y esquemas eléctricos necesarios para la posterior ejecución del Proyecto.

1.10. PLANTEAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El presente estudio trata sobre la descripción, análisis de producción y rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica de 100 KW nominales de conexión a red, en instalación fija sobre estructura soporte de perfiles de aluminio anclado a lastre de hormigón.

La instalación fotovoltaica transforma la energía lumínica procedente del sol en energía eléctrica que es inyectada al edificio Arenals o a la red dependiendo de las necesidades del edificio en cada momento.

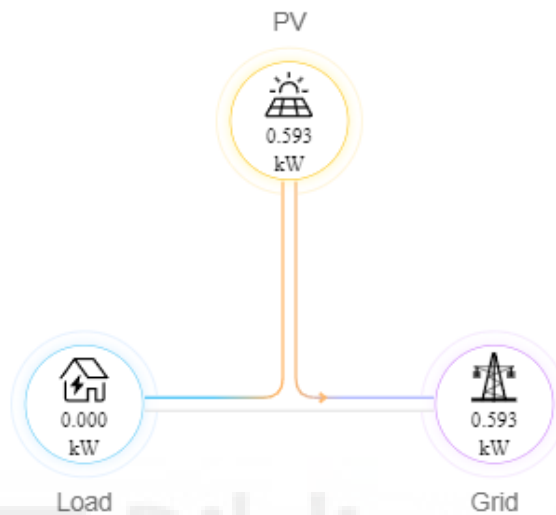


Su funcionamiento es el siguiente:

- En un primer paso, se convierte la energía que proporciona el sol en energía eléctrica en continua, proceso realizado mediante módulos solares fotovoltaicos.
- Posteriormente, la corriente continua se convierte en alterna mediante inversores. Esta corriente alterna se inyecta directamente a la red eléctrica convencional, que compra la totalidad de la energía generada según el modelo

de compensación o venta de excedentes según el RD correspondiente. De este modo, se contribuye además a la reducción de las emisiones de CO2 y al ahorro de energía eléctrica por la disminución de las pérdidas de transporte, ya que la energía se genera cerca de los puntos de consumo.

- En caso de que la producción solar sea mayor que el consumo del edificio, el excedente será vertido a la red y compensado económicamente por la comercializadora eléctrica.



El sistema de instalación propuesto consta de los siguientes elementos:

- 220 Módulos o paneles fotovoltaicos.
- 1 Inversor Trifásico de 100 KW nominales de conexión a red.
- Cableado y elementos de seguridad
- Contador.
- Elementos de monitorización.
- Estructura soporte triangular sobre suelo para fijación de las placas mediante tornillos anclados a unos lastres dispuestos sobre suelo

El punto de conexión el sistema fotovoltaico con la red eléctrica se realizará en el punto autorizado por la Compañía Distribuidora.

El sistema dispondrá de elementos de monitorización donde puedan visualizarse distintos parámetros, tales como: potencia instantánea, energía diaria auto consumida o energía diaria exportada a red.

1.11. DESCRIPCION DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica estará formada por 10 grupos con 22 placas en serie cada uno, fijados sobre estructura metálica de aluminio en caliente, diseñada, calculada y construida para esta aplicación, que a su vez irá anclada a una estructura de hormigón que tendrá la función de lastrar el sistema. El número total de paneles será de 220 módulos de 545 W cada uno, distribuidos según se indica en los planos adjuntos. Se instala una potencia pico de 119,9MW que será mayor que la nominal de la instalación en paneles fotovoltaicos, puesto que el inversor tiene una tolerancia, tanto por exceso como por defecto, que nos permite aprovechar en épocas de mayor radiación solar dicha tolerancia, consiguiendo una mayor producción de energía eléctrica.

Se dispondrá de 1 inversor Trifásico de 100,0 KW nominales de la marca Huawei, modelo SUN2000-100KTL-M1, que convertirá la corriente continua producida en las placas en corriente alterna para verter a la red.

Se dispondrá de un espacio donde se coloquen los sistemas de protección adecuados y exigidos por la Compañía Distribuidora y de un contador Trifásico multifunción para medir la energía consumida y la generada.



1.12. CARACTERISTICAS TECNICAS Y ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES

1.12.1. MODULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Los módulos solares fotovoltaicos que se van a instalar en la citada planta son módulos de la marca Ja Solar de silicio monocristalina de 545 Wp cada uno. Se instalará un total de 220 módulos, distribuidos en 10 grupos o strings de 22 placas en serie cada uno. Las características de los módulos se definen a continuación:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
1.- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
POTENCIA MÁXIMA (W_{MPP}) (W)	545
CORRIENTE A POTENCIA MÁXIMA (A_{MPP}) (A)	12,86
TENSIÓN A POTENCIA MÁXIMA (V_{MPP}) (V)	41,80
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I_{sc}) (A)	13,04
TENSIÓN A CIRCUITO ABIERTO (V)	49,75
NÚMERO DE CÉLULAS	216
2.- COEFICIENTES DE TEMPERATURA DE CÉLULA	
TONC (Temperatura de operación nominal de célula)	45 +/-2°C
A POTENCIA MÁXIMA (P_{MAX})	-0,35%/°C
A TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO (V_{oc})	-0,275%/°C
A CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I_{sc})	0,045%/°C
3.- CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
LONGITUD (mm)	2,279
ANCHURA (mm)	1,135
ESPESOR (mm)	0,035
PESO (kg)	28,5
4.- LÍMITES DE OPERACIÓN	
TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA (V)	1.500

TEMPERATURA DE TRABAJO (°C)	-40 +85°C
GRADO DE PROTECCIÓN (IP)	68
5.- OTRAS CARACTERÍSTICAS	
MARCO DE PERFIL DE ALUMINIO ANODIZADO	
CARA POSTERIOR PROTEGIDA CON KEVLAR VARIAS CAPAS	
CAJA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA POSTERIOR CON DIODOS DE BY-PASS CON GRADO DE PROTECCIÓN IP68	

Cada uno de los módulos fotovoltaicos se unirá entre sí, en serie, a través de un bus de conexión, que sale de la parte posterior del módulo, donde se coloca una caja de derivación estanca (grado de protección eléctrica IP68), provista de tapa de registro, a través de la cual se accede a los bornes de conexión y a los diodos de derivación. Dispone de un cable para la interconexión de 4 mm².



La unión de los grupos de placas conectadas en serie entre si se hará a través de una caja de conexiones destinada a tal fin.

La tensión de trabajo del campo fotovoltaico en corriente continua en el punto de máxima potencia por cada string será de 919,6 V.

El funcionamiento básico de una instalación solar fotovoltaica de conexión a la red consiste en la producción de energía eléctrica por medio de un campo de módulos fotovoltaicos y mediante un inversor inyectar toda la corriente a la red eléctrica.



1.12.2. INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO

Los inversores son los elementos que convierten la corriente continua generada en los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, que se inyecta a la red. El funcionamiento de los inversores es totalmente automático. Cuando los módulos solares generan la potencia suficiente el sistema de control del inversor compara los parámetros de tensión y frecuencia de red, así como la oferta de energía; cuando se ha sincronizado la frecuencia del sistema con la de la red, el sistema fotovoltaico comienza a inyectar corriente a la red. Si estas condiciones no se producen, el sistema no inyecta energía a la red.

El inversor trabaja de forma que toma la máxima potencia posible de los módulos solares siguiendo el punto de máxima potencia (MPP). Cuando la energía producida no es suficiente, el inversor se desconecta de la red y deja de trabajar, con lo cual no se ven alterados los parámetros de la red de distribución.

El inversor que se va a utilizar en la instalación es trifásico, de la marca Huawei, modelo SUN 2000-100KTL-M1 con una potencia nominal de 100 kW. y una potencia pico máxima de 110 kWp en corriente continua. Dicho inversor está diseñado para inyectar a la red eléctrica la energía producida por los paneles fotovoltaico. Garantiza la calidad de la energía vertida a la red. Dispone, además, de una serie de protecciones internas, que facilitan los trabajos de mantenimiento.



Este inversor cumple con las prescripciones establecidas en el Real Decreto RD 1699/2011, la directiva 73/23/CEE, la directiva 89/336/CEE de compatibilidad electromagnética y la directiva 93/68 CEE de denominación CE, así como con todos los requisitos técnicos establecidos en el Pliego de Condiciones técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, PCT-C Revisión Julio 2011.

El inversor se conectará en paralelo con la red de distribución, puesto que se trata de una instalación generadora de energía.

Siempre que la tensión este entre $0,85 U_n$ y $1,1 U_n$ y la frecuencia entre 49 Hz y 51 Hz y exista potencia suficiente, el inversor realiza la conexión a la red, sincronizándose con su frecuencia y evacuando toda la energía disponible.

El inversor está analizando continuamente los valores de tensión y frecuencia de la red. En caso de que exista un fallo en la red que haga que la tensión o la frecuencia salgan de los valores de tarado, los inversores desconectan la instalación fotovoltaica de la red de forma automática. En caso de que no haya tensión en la red, los inversores disponen de una protección anti-isla, a través de la que desconectan el sistema hasta que la tensión vuelve.

Los inversores disponen de un relé calibrado a 0,85 Un y 1,1 Un y un relé de frecuencia calibrado a 49 Hz y 51 Hz., así como de un temporizador y de un contactor de rearme. Cuando se produce un fallo de tensión o de frecuencia en la red eléctrica superior a los valores de calibrado de los relés, estos dan una señal de fallo al contactor y al temporizador. Al recibir la señal de fallo el contactor abre el circuito, quedando el sistema aislado de la red eléctrica mientras persiste la señal de fallo. En el momento que desaparece el fallo de tensión o de frecuencia, los relés eliminan la señal de fallo y se inicia una cuenta de 3 minutos en el temporizador; pasados esos tres minutos el temporizador da una señal de rearme al contactor, volviendo a quedar conectado el sistema a la red eléctrica.

Los inversores disponen de equipos de encendido y apagado y de conexión y desconexión manual. Las características técnicas del inversor se muestran en los documentos técnicos anexos, al final del presente proyecto.

1.12.3. LINEAS ELECTRICAS Y ELEMENTOS AUXILIARES

Todos los conductores serán de cobre, cuya sección cumplirá con las especificaciones fijadas en el Pliego de Condiciones técnicas del IDAE, así como con el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión. Se tendrá en cuenta que las pérdidas en la parte de corriente continua no serán superiores al 1,5% y en la parte de corriente alterna no serán superiores al 2%.

Los conductores de la instalación en la zona de corriente continua serán de doble aislamiento e irán bajo tubo protector en las zonas en que esto sea posible. Dicho cableado cumplirá con lo establecido en la Norma UNE 21123. El cableado será adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, del tipo H7 RN-F o VV 0,6/1 kV en la zona de corriente continua, y del tipo RV 0,6/1 kV en la zona de corriente alterna. Los cables para la instalación de continua serán de color rojo para el positivo y de color negro para el negativo. Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada uno de los paneles estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, rayos UV y condiciones ambientales de elevada temperatura ambiente. El cableado entre las cajas de conexión de cada módulo en cada panel para formar los grupos conectados en serie y el inversor se realizará mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Características: Cable Solar 5 x 6 mm² RV-K 0.6/1KV

- Denominación comercial: **RV- K.**
- Norma UNE: 21123.
- Coloración cubierta: **Negra o Roja**
- Tensión de servicio: 1000 V.
- Temperatura máxima de trabajo: 90 °C.

- No propagación de la llama UNE-EN 60332-1-2.
- Reducida emisión de halógenos UNE-EN 50267-2-1.
- Resistencia a los rayos ultravioleta.
- Resistencia a la absorción del agua.
- Resistencia a las grasas y aceites.
- Resistencia a los agentes químicos.
- Resistencia al frío.
- Cable flexible.
- Sección: 6 mm².
- Número de conductores: 5.



Características: Manguera eléctrica libre halógenos 5 x 10 mm² RZ1-K

- Denominación técnica: **RZ1-K (AS)**.
- Norma UNE: 21123-4.
- Color de la cubierta exterior: **verde**.
- Tensión de servicio: 0,6 / 1kV.
- Temperatura máxima de trabajo: 90 °C.
- Reducida emisión de gases tóxicos NFC 20454.
- Libre de halógenos UNE-EN 50267-2-1.
- No propagación de la llama UNE-EN 60332-1-2.
- No propagación del incendio UNE-EN 50266-2-4.
- Baja emisión de humos opacos UNE-EN 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos UNE-EN 50267-2-2.

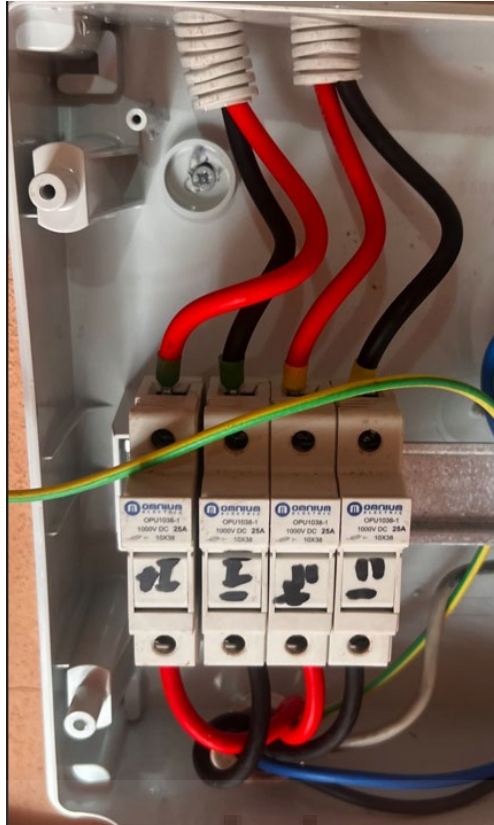
- Resistencia a los rayos ultravioleta.
- Resistencia a la absorción del agua.
- Resistencia al frío.
- Cable flexible.
- Alta Seguridad.
- Sección: 10 mm².
- Número de conductores: 5.



Las protecciones de los conductores se realizarán mediante tubo de protección flexible con protección ultravioleta para la instalación en exterior y canal metálica o de plástico o tubo de PVC rígido para la instalación interior. La sección de los tubos cumplirá con lo establecido en la Tabla 2 de la ITC-BT-21 del REBT. Para los tramos enterrados se utilizará tubo flexible de protección de PVC, para aplicación en instalaciones enterradas. Dichos tubos estarán pulidos en la parte interior.

No se instalarán cajas de conexión externas en el campo FV. Las protecciones de los circuitos de la zona de corriente continua irán colocadas en el interior de los inversores. Se colocará:

- Fusibles seccionadores para el Terminal positivo y negativo de cada uno de los 22 módulos conectados en serie de los respectivos subgrupos. Los fusibles serán del tipo rápido.



- Descargador de sobretensiones del tipo II, y válido para una tensión de trabajo en DC de 1.000V. Este se encuentra incluido dentro del inversor.



- El inversor dispone de un desconectador para la zona de corriente continua.

Todos estos elementos se instalarán con sistemas de fijación adecuados. La tensión de aislamiento exigible a la totalidad de los bornes y contactos será de 1000 V DC. Los materiales situados en el interior tendrán un grado de protección eléctrica IP20.

1.12.4. ELEMENTOS DE PROTECCION Y SEGURIDAD

Los elementos de protección cumplirán con lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión y el RD 1699/2011 sobre conexiones de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja tensión. Se tendrá en cuenta., además, las especificaciones técnicas de la compañía distribuidora.

Los conductores del campo fotovoltaico se dimensionarán para soportar, como mínimo, el 150% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección. El cálculo de las secciones cumplirá con lo establecido en el REBT. Los conductores del campo fotovoltaico se dotarán de fusibles seccionadores, fusibles rápidos, dimensionados al 150% de la intensidad de cortocircuito, en cada una de las líneas que llegan desde el campo FV hasta el inversor.

En el tramo de corriente continua se dispondrá de un fusible de 20 A situado en el polo positivo y en el polo negativo para cada una de las series de módulos fotovoltaicos, además de un seccionador, con la finalidad de garantizar la seguridad y facilitar el mantenimiento y reparación del sistema.

En el tramo de corriente alterna la instalación estará protegida contra contactos directos, según lo establecido en el apartado 1 del MIEBT021 del REBT. Con ello se tendrá en cuenta un alejamiento de las partes activas de la instalación; una interposición de obstáculos que impidan todo contacto accidental con las partes activas, y un recubrimiento de las partes activas con aislamiento apropiado (los conductores tendrán un aislamiento superior a 1000 V, con una corriente de contacto $\ll 1$ mA). Se utilizarán cajas aislantes e inaccesibles para todas las conexiones. Los conductores estarán aislados mediante tubo de cualquier contacto.

Las partes metálicas utilizadas para impedir cualquier contacto accidental con las partes activas estarán protegidas contra contactos indirectos.

El sistema de protección contra contactos directos de la instalación se va a resolver mediante la puesta a tierra de las masas integrantes de dicha instalación y mediante la utilización de dispositivos de corte por intensidad de defecto.

En la parte de corriente alterna de la instalación se colocará un interruptor magnetotérmico de 150A y 70 kA de poder de corte, con la finalidad de acceder a la instalación en caso de mantenimiento. Se colocará un interruptor diferencial de 63 A y 30 mA de sensibilidad. El inversor cuenta con un descargador de sobretensiones tipo II.



El interruptor estará en un punto accesible por la empresa distribuidora. En caso de que no exista CGP se dispondrá de fusibles en el punto de conexión con la red de distribución.

Todas las partes metálicas y masas de la instalación estarán conectadas a una única tierra, que además es independiente del neutro de la línea de distribución, de acuerdo con lo establecido en el REBT y en el RD 1699/2011.

La estructura del generador dispondrá de un sistema de puesta a tierra para garantizar el valor normalizado según el R.E.B.T. de resistencia de puesta a tierra. La sección mínima del conductor de puesta a tierra será de 4 mm². Todas las partes metálicas están conectadas a la tierra de la instalación.

En resumen, tendremos los siguientes sistemas de protección en la instalación FV:

- Interruptor general manual, es decir un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- Interruptor automático para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz), y de máxima y mínima tensión (1,1 Un y 0,85 Un). Estas protecciones estarán precintadas.

-Las protecciones de máxima y mínima tensión y máxima y mínima frecuencia, y las maniobras automáticas de conexión y desconexión están habilitadas en el equipo inversor.

-El fabricante del inversor certificara los valores de tara de tensión, los valores de tara de frecuencia, el tipo y las características del equipo utilizado internamente para la detección de fallos, así como que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

El inversor dispone, además, de una serie de protecciones, que se indican a continuación:

- Fallo en la red eléctrica: en caso de que se interrumpa el suministro de la red eléctrica, el inversor se desconecta por completo y espera a que se restablezca la tensión en la red para ponerse en funcionamiento de nuevo.

- Tensión fuera de rango: el inversor trabaja en los límites de la mínima y máxima tensión de red admisibles en la fase. Al salirse de estos límites ($U_{min} = 200 \text{ V}$ y $U_{max} = 1000 \text{ V}$) el inversor se desconecta y solo se vuelve a conectar una vez que el valor de tensión se sitúe nuevamente dentro del rango.

- Frecuencia fuera de límites: Si la frecuencia de red está fuera de los límites de trabajo, el inversor se detiene automáticamente, evitando el funcionamiento en isla.

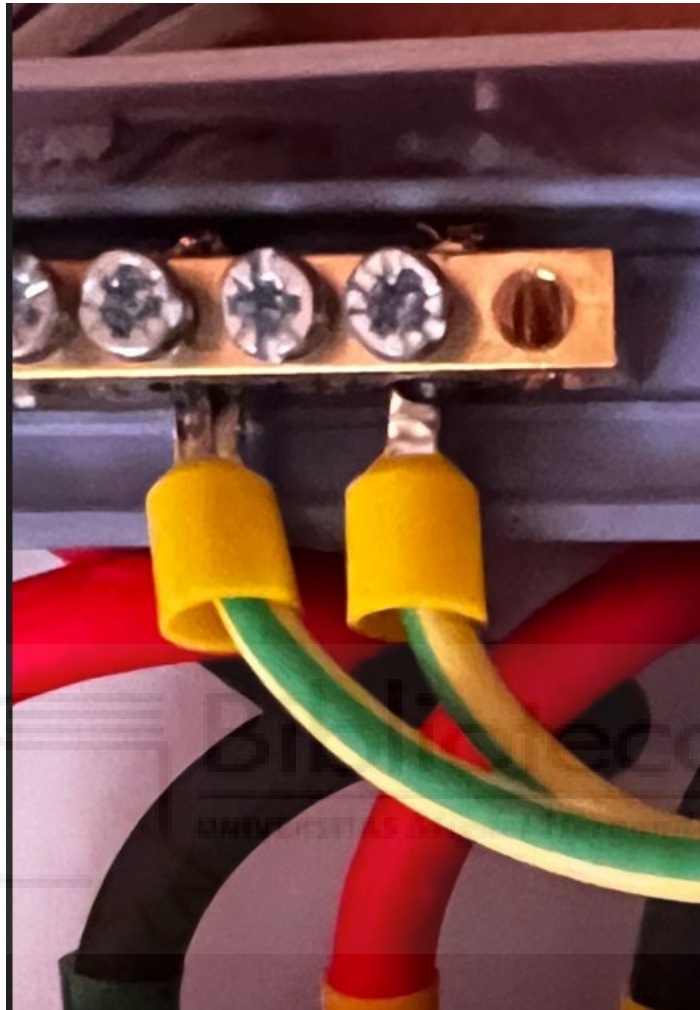
- Temperatura elevada: el inversor dispone de sistema de refrigeración por convección. En el caso en que la temperatura ambiente sea elevada, el equipo seguirá funcionando a pleno rendimiento hasta alcanzar los 60°C , momento en que dejara de funcionar como medida de autoprotección.

1.12.5. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra se establecen con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados en la instalación.

La línea de puesta a tierra de la instalación es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte, del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al sistema eléctrico, a través de una toma de tierra, con los electrodos enterrados en el suelo. La línea de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica se dispondrá por la pared protegida mediante tubo

flexible de protección y conectado directamente al circuito de tierra del edificio, conectando en su cuadro de protecciones de CA.



La línea de puesta a tierra estará formada por las siguientes partes:

- Tomas de tierra.
- Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- Borne principal de tierra.
- Conductores de protección.

Mediante el sistema de puesta a tierra se protegerá a la instalación frente a sobretensiones y a las personas en contacto directo con las masas de la instalación

La estructura metálica, los módulos fotovoltaicos, y todas las masas de la instalación irán conectados a tierra.

La puesta a tierra de los elementos metálicos cumplirá lo establecido en el REBT, en su Instrucción MIE-BT 039, tal y como exige el RD 1699/2011.

Así como las disposiciones del ITC-BT24 aprobado por el RD 842/2002, que incluye protecciones contra los contactos directos e indirectos.

El sistema de puesta a tierra se diseñará según lo establecido en el REBT y en el Real Decreto 1663/2000 y 1699/2011. La toma de tierra de la instalación fotovoltaica será independiente de otras instalaciones.

Para justificar los resultados de la puesta a tierra de la instalación se aplica lo establecido en las instrucciones ITC-BT-009 e ITC-BT-24 apartado 4.1.2, del RBT, que determina un valor máximo admisible para la resistencia de la toma de tierra en función de las tensiones máximas de defecto (24 V o 50 V) y de la sensibilidad de los interruptores diferenciales. Se tendrá:

$$R_{adm} = U_L / I_{\Delta N}$$

Siendo:

- U_L la tensión límite convencional (50 V en locales secos; 24 V en locales húmedos)
- $I_{\Delta N}$ la sensibilidad de la protección diferencial.

Con ello se tendrá:

TENSIÓN DE DEFECTO	SENSIBILIDAD DE LOS DIFERENCIALES (mA)					
	10	30	100	300	500	630
24 V	2400	800	240	80	48	37
50V	5000	1667	500	167	100	77

Si se considera la instalación sobre una zona húmeda, que sería el caso más desfavorable, se adopta una tensión de defecto de 24 V con lo que se podría alcanzar un valor máximo para la toma de tierra de 800 ohmios, disponiendo de un interruptor diferencial de 30 mA.

Se considerará que el valor de la resistencia de tierra no sea superior a 37 ohmios.

- Para el dimensionado del electrodo se ha de cumplir:

$$R_t \ll R_{adm}$$

Siendo R_t la resistencia de puesta a tierra, cuya expresión viene dada por la tabla 5 de la ITC BT-18:

- Para el caso de un electrodo formado por picas verticales enterradas se tiene:

$$R_t = \rho / L$$

Siendo,

- ρ : la resistividad del terreno (Ohm.m).

- L : la longitud de la pica (m).

Se toma una resistividad del terreno:

$$\rho = 30 \Omega \cdot m \Rightarrow L = 30 \Omega \cdot m / 37 = 0,81 m$$

Las características de la toma de tierra de la instalación deberán cumplir con las exigencias anteriormente calculadas.

1.12.6. CONEXIONADO A RED DE DISTRIBUCION

La instalación se encuentra dentro del recinto de la Universidad Miguel Hernandez en el edificio Arenale, el cual dispone de un contador bidireccional como red de distribución en baja tensión, uno de ellos para los servicios de fuerza y otro para los servicios de alumbrado.

La instalación fotovoltaica se conectará en la zona de los servicios de fuerza, en paralelo con los circuitos eléctricos existentes y dispondrá de las protecciones específicas necesarias, en cumplimiento del REBT. El detalle de dichas protecciones se recoge en el esquema unifilar adjunto al proyecto.

La conexión se va a realizar en baja tensión. Se acometerá una línea de baja tensión de $5 \times 6 \text{ mm}^2$ de cable solar de Cobre libre de halógenos en la parte de continua y una línea de $5 \times 10 \text{ mm}^2$ formada por cable de cobre flexible RZ1-K

(AS) de 0,6/1kV y de alta seguridad con aislamiento de XLPE y cubierta de poliolefinas en la de Alterna

Las características de la conexión a la red de distribución vendrán marcadas por lo establecido en los artículos 8 y 9 del RD 1663/2000 y por lo establecido por la compañía distribuidora.

Se deberá cumplir:

- El funcionamiento de la instalación fotovoltaica no provocara averías en la red, disminución de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulta aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de esta instalación no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

- En el caso en que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento, requeridos por la empresa distribuidora, o bien por haber actuado alguna de las protecciones de la línea, la instalación fotovoltaica no mantendrá la tensión en la línea de distribución.

- Las condiciones de conexión a la red serán fijadas en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con objeto de evitar efectos perjudiciales a los usuarios con cargas sensibles.

- Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta la capacidad de transporte de la línea y la potencia instalada en los centros de transformación.

- En el circuito de generación hasta el equipo de medida no existirá ningún elemento intercalado de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación ni de consumo.

- En la conexión de la instalación fotovoltaica, la variación de la tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no será superior al 5%.

1.12.7. EQUIPOS DE MEDIDA

El edificio Arenales ya cuenta con dos contadores bidireccionales ubicados en el punto frontera.

Este edificio tiene un contador bidireccional para los servicios de alumbrado y otros para los servicios de fuerza, este segundo es el que se encarga de alimentar las máquinas de aire que se han tomado como referencia para el cálculo de los consumos.

Por lo que este segundo contador es el punto donde colocaremos nuestro medidor inteligente para poder hacer un seguimiento de la producción de la planta y del consumo del edificio, de esta manera podemos sacar cuanto se está auto consumiendo y cuanto se está exportando a red.



Este aparato tiene que ir conectado mediante un cable de comunicación RS485 al inversor de la instalación.

El medidor inteligente tiene conexión directa con tres toroidales que miden la corriente que va por cada una de las fases de los servicios de fuerza.



Al ser una instalación que dispone de un inversor con una elevada potencia es necesario integrar en la instalación el SmartLogger que es un registrador de datos para la monitorización y gestión del inversor.



1.12.8. MEDIDA Y FACTURACIÓN

La medida de la energía inyectada a la red se hará mediante un equipo de medida bidireccional, o con dos equipos que midan la energía consumida y la vertida, colocados en el armario de contadores, según lo establecido en el RD 1633/2000. será de clase de precisión 2, según lo establecido en el RD 875/1984, y tal que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.

Deberá contar con el correspondiente certificado de conformidad a las normas UNE-EN 60687 para el contador de activa y UNE-EN 61268 para el contador de reactiva. Dispondrá de un canal de comunicación con el registrador.

La empresa distribuidora tendrá acceso a dicho equipo las 24 horas del día. El instalador autorizado solo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora.

1.13. OBRAS A REALIZAR

Colocación de la estructura y los paneles en el tejado, realizando la fijación de la estructura metálica a los lastres de hormigón mediante tornillería y taco químico, y a posteriori asegurando los paneles a la estructura metálica mediante uniones atornilladas.



Conexión de paneles entre si para formar cada serie.



Disposición del cableado CC mediante rejiband (rejilla metálica en la que aseguramos todos los cables) por la zona de la azotea del edificio donde se encuentran los paneles hasta el cuarto del inversor.



Instalación caja protecciones CC.

Colocación del inversor, conexionado y puesta en marcha.



Disposición del cableado CA desde el cuarto del inversor hasta la CGP, este recorrido lo realizará mediante tubo corrugado que irá pasando por las cajas de registro del edificio.

Instalación caja protecciones de CC y CA, en la que nos aseguraremos de la correcta conexión tanto del fusible como del magnetotérmico y del diferencial.



Biblioteca
UNIVERSIDAD Miguel Hernández

DOCUMENTO 2: CALCULOS JUSTIFICATIVOS

2.	CALCULOS JUSTIFICATIVOS.....	39
2.1.	CALCULO DE LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO	39
2.2.	ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA INSTALACION	42
2.2.1.	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS	50
2.2.1.1.	OBJETO	50
2.2.1.2.	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO	51
2.2.1.2.1.	SOFTWARE SOLAR.....	51
2.2.1.3.	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS	52
2.3.	CÁLCULOS	53
2.3.1.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	53
2.3.1.1.	ZONA DE CORRIENTE CONTINUA	55
2.3.1.2.	ZONA DE CORRIENTE ALTERNA	55
2.3.1.3.	CALCULO DE LAS SOBRECARGAS:.....	56
2.3.2.	CÁLCULOS MECÁNICOS	59
2.3.2.1.	ACCION DEL VIENTO	59
2.3.2.2.	PRESION ESTÁTICA	59
2.3.2.3.	PRESION DINAMICA.....	59
2.3.2.4.	COEFICIENTE DE EXPOSICION.....	61
2.3.2.5.	COEFICIENTE EÓLICO O DE PRESIÓN EXTERIOR, C_p	62
2.3.2.6.	CARGAS SOBRE LA ESTRUCTURA.....	64

2. CALCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1. CALCULO DE LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO

Ya que no disponemos de las facturas del edificio donde podemos sacar el histograma de los consumos mensuales del edificio en kWh es necesario realizar un estudio de los consumos que tendrá el edificio mes a mes.

Para realizar estos cálculos hemos tenido en cuenta sobre todo los consumos que tendrán las máquinas de aire del edificio ya que van a ser el máximo consumo de este, para ello hemos utilizado la conversión de 100 frigorías/m², teniendo en cuenta que el edificio tiene 8.600 m² hemos hecho el cálculo de las frigorías totales teniendo en cuenta toda la superficie del edificio.

Esto nos da un consumo de 860.000 frigorías para refrigerar todo el edificio completo que es el la suposición de momento más crítico de consumo.

$$\text{Frigorías Totales} = 8.600 \text{ m}^2 * 100 \text{ frigorías/m}^2 = 860.000 \text{ Frigorías}$$

Teniendo en cuenta que hay 45 máquinas de aire para aclimatar el edificio cada maquina consume 19111 frigorías y con una rápida conversión a Watios tenemos que cada máquina tiene unos 22.220W.

$$\text{Frigorías por máquina} = \frac{860.000 \text{ frigorías}}{45 \text{ máquinas}} = 22.220 \text{ W}$$

Teniendo este valor de consumo por máquina realizamos el sumatorio de las 45 máquinas al día de energía. Este valor nos da que el edificio tiene un consumo por climatización de 1988 kWh/día.

Realizando un estudio de los días lectivos de la universidad como días en los que se va a tener este consumo

septiembre 2021

L	M	X	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

octubre 2021

L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

noviembre 2021

L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30					

diciembre 2021

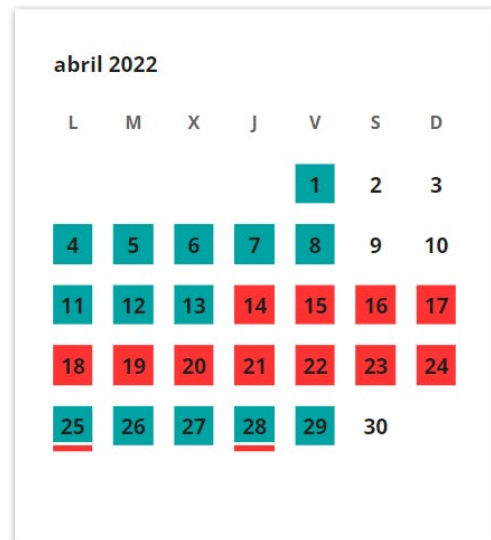
L	M	X	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

enero 2022

L	M	X	J	V	S	D
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

febrero 2022

L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28						



Nos da un total de 201 días lectivos y teniendo en cuenta unos días mínimos en los meses de verano sacamos los consumos mes a mes, multiplicando 1988 kWh/día por cada cantidad de días por mes calculamos los siguientes datos:

$$\text{-Enero} = 1.988 \text{ kWh/día} * 19 \text{ días} = 37.772 \text{ kWh}$$

$$\text{-Febrero} = 1.988 \text{ kWh/día} * 20 \text{ días} = 39.766 \text{ kWh}$$

$$\text{-Marzo} = 1.988 \text{ kWh/día} * 22 \text{ días} = 43.736 \text{ kWh}$$

$$\text{-Abril} = 1.988 \text{ kWh/día} * 14 \text{ días} = 27.832 \text{ kWh}$$

$$\text{-Mayo} = 1.988 \text{ kWh/día} * 19 \text{ días} = 37.772 \text{ kWh}$$

$$\text{-Junio} = 1.988 \text{ kWh/día} * 18 \text{ días} = 35.784 \text{ kWh}$$

$$\text{-Julio} = 1.988 \text{ kWh/día} * 10 \text{ días} = 19.880 \text{ kWh}$$

$$\text{-Agosto} = 1.988 \text{ kWh/día} * 5 \text{ días} = 9.940 \text{ kWh}$$

$$\text{-Septiembre} = 1.988 \text{ kWh/día} * 20 \text{ días} = 39.760 \text{ kWh}$$

$$\text{-Octubre} = 1.988 \text{ kWh/día} * 18 \text{ días} = 35.784 \text{ kWh}$$

$$\text{-Noviembre} = 1.988 \text{ kWh/día} * 21 \text{ días} = 41.748 \text{ kWh}$$

$$\text{-Diciembre} = 1.988 \text{ kWh/día} * 15 \text{ días} = 29.820 \text{ kWh}$$

Estos consumos nos dan un global anual de 399.588 kWh/año .

Con este valor se puede sacar la cantidad de paneles que se necesita para cubrir el consumo del edificio, en este caso necesitaríamos 379 paneles para llegar a los 399.588 kWh/año .

2.2. ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA INSTALACION

La producción de energía fotovoltaica depende principalmente, entre otros factores, de la inclinación de los paneles solares, de la orientación acimutal en la que van a ser instalados, del tipo de modulo empleado en la instalación, de la radiación solar, condiciones climáticas, potencia instalada en módulos fotovoltaicos y pérdidas de producción.

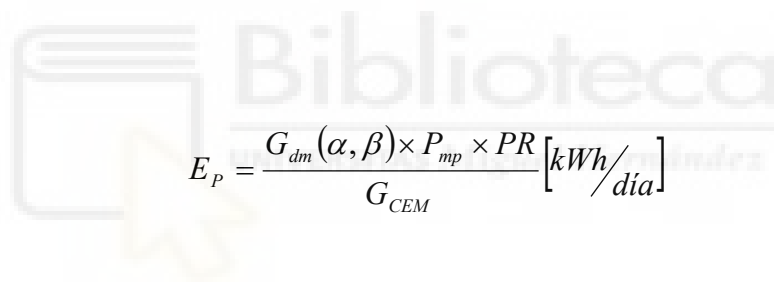
Para este estudio hemos elegido el módulo fotovoltaico JA Solar, modelo JAM72S30 -545/MR/1500V de 545 Wp, un panel de gran calidad basado en tecnología de silicio monocristalina.

Para cubrir el consumo que hemos calculado del edificio necesitaríamos 379 paneles, debido al espacio de la cubierta y a las limitaciones para el autoconsumo compensado es inviable instalar ese número de módulos por lo que vamos a limitar la instalación a unos 220 módulos. Que no cubrirán por completo los consumos, pero reducirán en gran medida el consumo eléctrico y estarán dentro del límite de potencia nominal para ser una instalación de autoconsumo con compensación.

El inversor para instalar será de la marca Huawei, modelo SUN2000-100KTL-M1, de 100,0 kW de potencia nominal.

Para optimizar la instalación se ha sobredimensionado la potencia de paneles fotovoltaicos hasta una potencia de 119,9 kWp, lo que supone un 19,9% sobre la potencia nominal del inversor.

Para calcular la energía media anual se tiene en cuenta la siguiente expresión:


$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR}{G_{CEM}} \left[\frac{kWh}{día} \right]$$

Siendo:

- $G_{dm}(a,b)$: radiación global diaria sobre superficie inclinada con:
 - a: inclinación en grados sobre la horizontal.
 - b: azimut del lugar de emplazamiento, medida en ($kWh/m^2 \cdot día$).
- P_{mp} : Potencia pico del generador en kWp.
- PR: Rendimiento energético de la instalación.
- GCEM: radiación en condiciones estándar de medida equivalente a $1 \text{ kW}/m^2$ con una distribución espectral AM 1,5 G a una temperatura de $25^\circ C$.

Para determinar el rendimiento neto de la instalación se tendrán en cuenta las diferentes pérdidas imputables a la instalación, que en este caso serán las siguientes:

1.- L_{tem} : Pérdidas estimadas debido a la temperatura:

El Rendimiento de los módulos FV disminuye con el incremento de la temperatura de trabajo a la que están sometidos. Para evitar, en lo posible, que dichas pérdidas sean considerables, se tiene que realizar la instalación de forma que exista una buena ventilación en todo el campo.

El factor que determina las pérdidas medianas mensuales debidas a la temperatura, " L_{tem} ", se utiliza la siguiente expresión:

$$L_{tem} = g \times (T_c - 25)$$

Siendo:

- g : coeficiente de temperatura de la potencia, que en este caso viene dado en %/°C, que para los módulos utilizados es de -0,35 %/°C.

- T_c : Temperatura de trabajo mensual de las placas fotovoltaicas. Este valor viene dado por la expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ C) \times E}{800}$$

Siendo:

- T_{amb} : Temperatura ambiente media mensual en la localidad donde se instala el campo FV.

- T_{ONC} : Temperatura de operación nominal del módulo. Temperatura alcanzada por las células solares cuando se somete la placa a una irradiación de 800 W/m². con una AM de 1.5, una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad del viento de 1 m/s.

Este dato será suministrado por el fabricante, que en nuestro caso es de 45+/- 2°C.

- E: es la radiación media en un día soleado, que en este caso es de 5.088 W/m²

La simulación ha sido realizada utilizando el software solar "Helioscope". Los cálculos arrojados nos indican que las pérdidas por temperatura son:

- L_{temp} MEDIO ANUAL ESTIMADO (%): 4,9.

2.- L_{ref}: Pérdidas estimadas debido a efectos angulares de reflectancia:

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV.

Las pérdidas anuales son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2% y 6%.

- L_{ref} MEDIO ANUAL ESTIMADO (%): 2,8.

3.- L_{cab}: Pérdidas por efecto Joule en los cables:

Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud.

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 % y para la parte de CA es 2%.

4.- L_{inv} : Pérdidas del inversor:

- L_{inv} ESTIMADO (%): 1,4.

5.- L_{pol} : Pérdidas por polvo sobre los módulos FV:

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos se "ven muy sucios".

Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

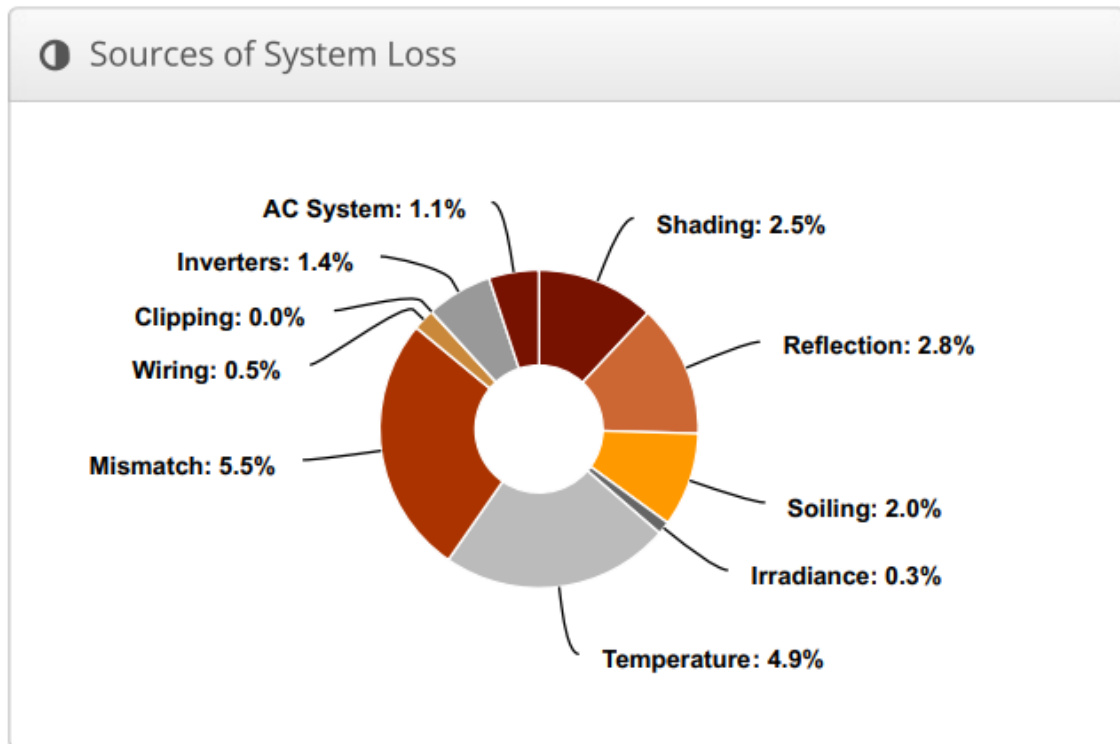
- L_{pol} MEDIO ANUAL ESTIMADO (%): 2.

6.- L_{dis} : Pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos FV:

- L_{dis} MEDIO ANUAL ESTIMADO (%): 1.

Todas estas pérdidas se han sacado y comprobado del Software solar mencionado anteriormente, aquí se puede comprobar un resumen de todas ellas.

En el software solar podemos ver distintas estimaciones de las pérdidas del sistema para poder hacer un estudio estimado de la eficiencia de la instalación.



- Perdidas por sombras (%): 2,5
- Perdidas por reflejo (%): 2,8
- Perdidas de tierra (%): 2
- Perdidas por irradiación (%): 0,3
- Perdidas por temperatura (%): 4,9
- Perdidas por Mismatch (%): 5,5
- Perdidas por el cableado (%): 0,5
- Perdidas por clipping (%): 0
- Perdidas por el inversor (%): 1,4
- Perdidas por el sistema de alterna (%): 1,1

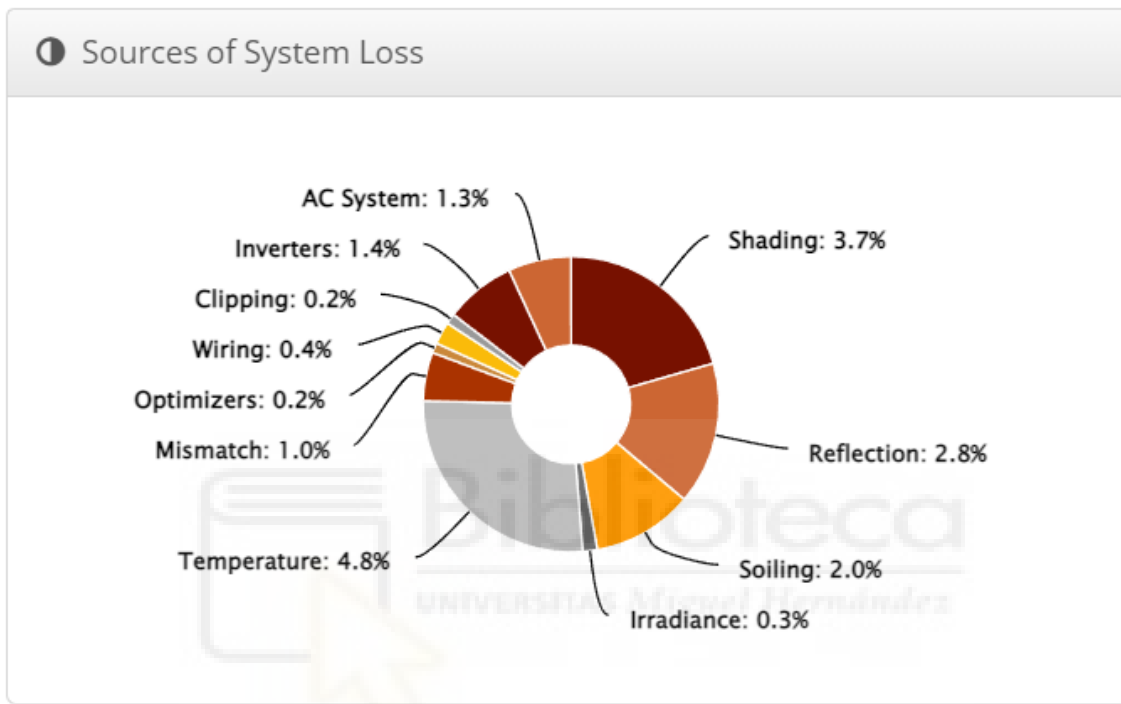
Las más importantes son las de pérdidas por sombras y por Mismatch, en este caso ya hemos tenido en cuenta las de las sombras y hemos optimizado la instalación ubicando los módulos en las zonas donde menos sombras van a tener es decir evitando ubicarlos detrás de las máquinas de aire y de las cornisas que van a producir grandes sombras.

Las pérdidas por Mismatch podemos corregirlas ubicando optimizadores de sombra en alguno de los módulos ya que son pérdidas derivadas de tener módulos en distintas orientaciones o inclinaciones o de tener algún string donde

ciertos módulos con sombras van a provocar la pérdida de eficiencia del resto de módulos del string.

En nuestro caso tenemos la misma orientación e inclinación en todos los módulos por lo que nuestra solución es optimizar solo los módulos que van a tener sombras parciales a lo largo del día.

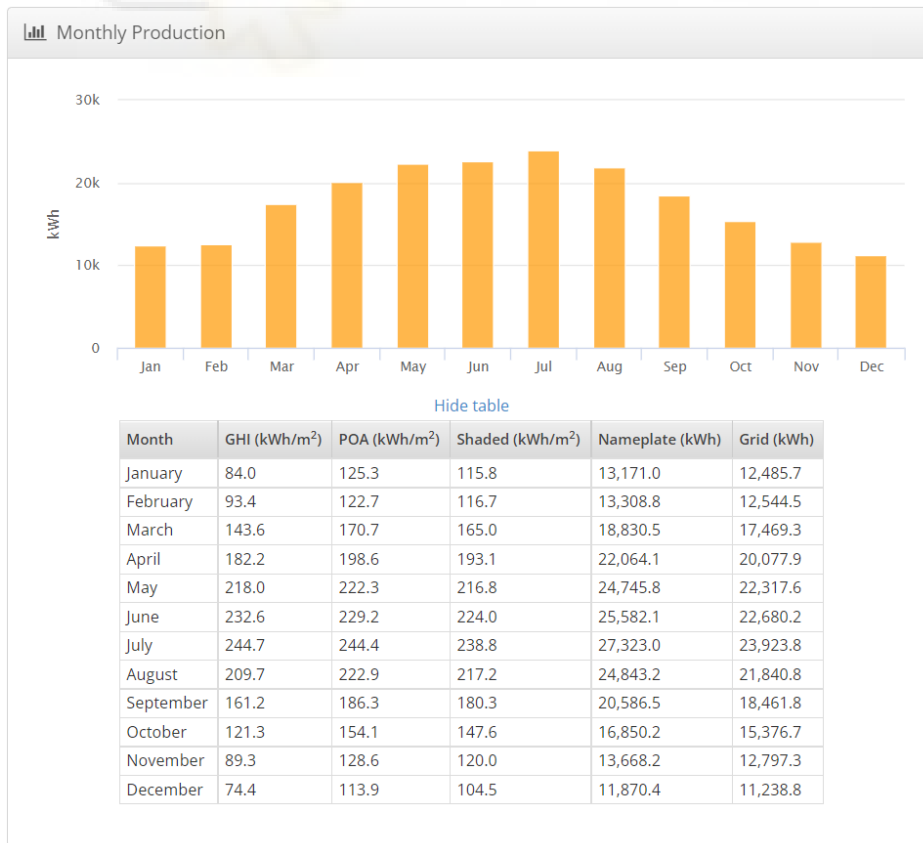
Al colocar en dichos módulos los optimizadores podemos ver un cambio significativo por lo que los incluiremos en el proyecto.



Dentro del software podemos ver la producción anual de irradiancia captada y de energía producida en base a las pérdidas del sistema.

⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,854.3	
	POA Irradiance	2,119.0	14.3%
	Shaded Irradiance	2,039.9	-3.7%
	Irradiance after Reflection	1,982.0	-2.8%
	Irradiance after Soiling	1,942.4	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,941.8	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	232,844.0	
	Output at Irradiance Levels	232,164.4	-0.3%
	Output at Cell Temperature Derate	220,936.9	-4.8%
	Output After Mismatch	218,796.2	-1.0%
	Optimizer Output	218,358.6	-0.2%
	Optimal DC Output	217,381.0	-0.4%
	Constrained DC Output	216,932.8	-0.2%
	Inverter Output	213,889.5	-1.4%
Energy to Grid	211,214.4	-1.3%	
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		21.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		31.4 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4613
	Solved Hours		4613

También es destacable la gráfica de producción de kWh de la instalación mes a mes, donde podemos ver los meses de más producción y cuáles son los meses con más carencias.



Teniendo en cuenta todos estos factores podemos sacar la producción de la planta a lo largo de los meses:

Mes	Producción solar (kWh)
Enero	12.486
Febrero	12.545
Marzo	17.469
Abril	15.308
Mayo	20.775
Junio	19.681
Julio	10.934
Agosto	5.467
Septiembre	18.462
Octubre	15.377
Noviembre	12.797
Diciembre	11.239
Total	211.214

2.2.1. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

2.2.1.1. OBJETO

Ya que estas pérdidas son bastante relevantes vamos a explicar el método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debida a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

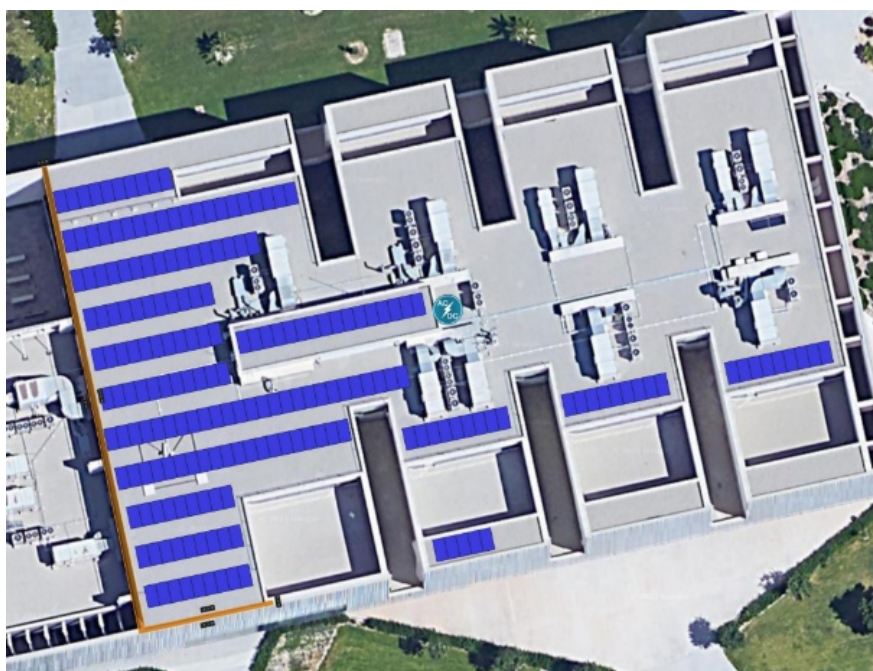
2.2.1.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

2.2.1.2.1. SOFTWARE SOLAR

Mediante el software de estudio fotovoltaico procederemos a la representación de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).

Una vez hemos ubicado los módulos en las posiciones menos críticas vamos a representar todos los niveles que producen sombras. Cuando tengamos representados los principales obstáculos que afectan a la superficie de estudio, procederemos a averiguar las pérdidas de radiación solar por sombras, tomando como muestra representativa la correspondiente al solsticio de invierno, fecha en la que el ángulo de declinación del sol llega a su valor mínimo.



Las pérdidas resultantes para una superficie localizada en Alicante, inclinada 20° y orientada 168° para optimizar el espacio de los módulos al Sur son las siguientes:

- L_{somb} ESTIMADO (%): 2,5

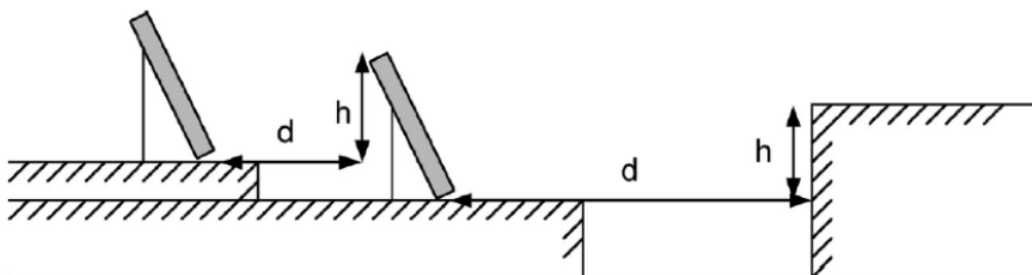
2.2.1.3. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS

Para definir una distancia mínima entre las distintas filas de módulos deberemos tener varios factores en cuenta como son la orientación de los módulos con respecto a la acimutal, también debemos tener en cuenta las dimensiones del panel y la inclinación de los mismos. La latitud del emplazamiento también será un valor que será determinante.

En el caso de nuestra instalación tenemos 168° con respecto a la acimutal y las dimensiones del panel es de 2,797m x 1,135m.

El edificio Arenals tiene una latitud de 38.27787

Siguiendo la formula:



$$d = \frac{h}{\tan (61 - \text{latitud})} = k * h$$

También podemos hacer uso de esta otra fórmula utilizando la siguiente tabla:

$$d = k * h$$

Latitud	29º	37º	39º	41º	43º	45º
k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Aplicando dichas fórmulas podemos fijar que necesitamos una distancia mínima entre módulos de 1,763m para que estos no se vean afectados entre ellos y se produzcan grandes pérdidas.

2.3. CÁLCULOS

2.3.1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Para el cálculo de la sección adecuada de las líneas se hará un cálculo en base a la intensidad máxima que circula por los conductores y otro calculo en base a la caída de tensión máxima admisible en los mismos, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Baja tensión, en lo capítulos MIE BT 19 y MIE BT 40.

Se han utilizado las siguientes expresiones:

- Para corriente continua:

- Corriente máxima admisible:
$$I = \frac{P}{U}$$

- Caída de tensión máxima admisible:
$$\Delta U = 2 \times I \times R = 2 \times I \times \frac{L}{S \times \lambda}$$

- Para corriente alterna:

- Para el caso de servicio trifásico: (V = 400 V):

- Corriente máxima admisible: $I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi}$

- Caída de tensión máxima admisible: $\Delta U = \frac{P \times L}{\lambda \times S \times U}$

- Para el caso de servicio monofásico: (V = 230 V):

- Corriente máxima admisible: $I = \frac{P}{U \times \cos \varphi}$

- Caída de tensión máxima admisible: $\Delta U = \frac{2 \times P \times L}{\lambda \times U \times S}$

Siendo:

- P: la potencia total de la línea expresada en vatios.
- L: la longitud total de la línea expresada en metros.
- ΔU : la caída de tensión expresada en voltios.
- U: la tensión nominal de servicio expresada en voltios.
- S: sección del conductor en mm².
- λ : conductividad del conductor, que para el cobre es de 56m/ ($\Omega \times \text{mm}^2$).

Para la realización de los cálculos se ha considerado la situación más crítica, es decir, para producción máxima de la instalación. En este caso el valor de la tensión entre los terminales de los módulos es de 41,6 V y el de la intensidad que circula por ellos es de 12,97 A.

Cada uno de los subcampos definidos, que contiene 20 módulos en serie, tendrá una tensión entre sus terminales de 832 V y una intensidad de 12,97 A.

Se hará el cálculo de las diferentes líneas mediante el criterio de la caída de tensión y mediante el criterio de la intensidad máxima admisible.

2.3.1.1. ZONA DE CORRIENTE CONTINUA

- Calculo de los resultados aplicando el criterio de la intensidad máxima admisible:

Comprobar lo de la conductividad del cobre

CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD						
CIRCUITO	LONGITUD MAXIMA (m)	SECCION CABLE (mm ²)	MAX. INTENSIDAD ADMISIBLE (A)	MAX. INTENSIDAD APLICANDO FACTORES DE CORRECCION (A)	INTENSIDAD NOMINAL STRING (A)	ESTADO
STRING 1 al 11 – Protecciones CC	100	6	59	53,69	12.97	Cumple

- Calculo de los resultados aplicando el criterio de la caída de tensión máxima admisible:

CRITERIO DE MÁXIMA CAIDA DE TENSIÓN					
CIRCUITO	Vmp (V)	INTENSIDAD NOMINAL STRING (A)	CAIDA DE TENSIÓN (V)	CAIDA DE TENSIÓN (%)	ESTADO
STRING 1 al 11 – Protecciones CC	832	12,97	8,82	1,06	Cumple

Se justifica el empleo de cable de 6 mm² puesto que, tanto en intensidad máxima como en caída de tensión cumple con la Normativa.

2.3.1.2. ZONA DE CORRIENTE ALTERNA

- Calculo de los resultados aplicando el criterio de la intensidad máxima admisible:

CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE						
CIRCUITO	LONGITUD MAXIMA (m)	SECCIÓN CABLE (mm ²)	MAX. INTENSIDAD ADMISIBLE (A)	MAX. INTENSIDAD APLICANDO FACTORES DE CORRECCION (A)	INTENSIDAD NOMINAL DEL SISTEMA (A)	ESTADO
INVERSOR 1-CUADRO C.A. INST. GENERADORA	6	10	174	174	144,34	Cumple

- Calculo de los resultados aplicando el criterio de la caída de tensión máxima admisible:

CRITERIO DE MÁXIMA CAIDA DE TENSIÓN						
CIRCUITO	POTENCIA (KW)	Vmp (V)	INTENSIDAD NOMINAL SISTEMA (A)	CAIDA DE TENSION (V)	CAIDA DE TENSION (%)	ESTADO
INVERSOR 1-CUADRO C.A. INST. GENERADORA	100	400	144,34	0,77	1,53	Cumple
CAIDA DE TENSIÓN TOTAL (%) TRAMO AC:					1,53	CUMPLE

Se justifica el empleo de la sección de 10 mm², puesto que, tanto en intensidad máxima como en caída de tensión cumplen con la Normativa.

2.3.1.3. CALCULO DE LAS SOBRECARGAS:

Si por un conductor se hace pasar una corriente mayor que su corriente admisible, su temperatura aumenta y tiende a estabilizarse en un valor mayor que el admisible en servicio continuo.

La condición para que un dispositivo de protección frente a sobrecargas proteja efectivamente un conductor es que, para todas las sobrecargas posibles, el dispositivo de protección actúe interrumpiendo la corriente del circuito antes de que se alcance la temperatura admisible, es decir:

$$\text{protección efectiva} \rightarrow t_{ac} < t_{cal}$$

Siendo:

- t_{ac} el tiempo que tarde en actuar la protección.

La norma UNE 20-460 (parte 4-43) establece un criterio para verificar la protección frente a sobrecargas: se considera que un dispositivo de protección protege de modo efectivo a un conductor si se verifican las dos condiciones siguientes:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z$$

Donde:

- I_B es la intensidad de diseño.
- I_N es la intensidad de ajuste del relé o disparador térmico del dispositivo de protección (si no hay posibilidad de ajuste, se refiere a la intensidad nominal).
- I_Z es la intensidad admisible por el conductor, que debe tener en cuenta los factores de corrección por temperatura y presencia de varios conductores.
- I_2 es la intensidad convencional de funcionamiento del dispositivo de protección.
- Para el caso en que la protección se realice mediante interruptor automático (aplicando la norma UNE 60947):

$$I_2 = 1,3 I_r$$

Siendo:

- I_r la intensidad de regulación.

- Para el caso en que la protección se realice mediante interruptor magnetotérmico (aplicando la norma UNE 60898):

$$I_2 = 1,45 I_N$$

Siendo:

- I_N la intensidad de regulación.

- Para el caso en que la protección se realice mediante fusible (aplicando la norma UNE 21103):

$$I_2 = 1,6 I_N$$

Siendo:

- I_N la intensidad de regulación.

En el caso de protección mediante interruptor magnetotérmico, si se cumple la primera condición, se verifica automáticamente la segunda.

Para la protección de las líneas contra sobrecargas se utilizará interruptores magnetotérmicos. Dichos interruptores deberán adaptarse a la máxima intensidad que pueda soportar el conductor de menor sección que deben proteger. Se deben tener en cuenta los factores de corrección por temperatura, agrupación de cables, sistema de instalación empleado, etc. De esta forma teniendo en cuenta los circuitos y las secciones elegidas, detalladas anteriormente, las protecciones serán las indicadas en los siguientes cuadros:

CIRCUITO	NUMERO DE POLOS	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE $I^*(A)$	INTENSIDAD MÁXIMA APLICANDO FACTORES DE CORRECCION $I_z(A)$	INTENSIDAD NOMINAL CIRCUITO $I_n(A)$	PODER DE CORTE PROTECCIÓN (A)	EST ADO
FUSIBLES PARA PROTECCION DEL CIRCUITO DE STRINGS	2	59	53,69	12,97	20	Cumple
LINEA DE AC SALDA DE INVERSOR	3+N	174	174	144,34	150	Cumple

I^* es la corriente máxima que soporta el conductor e I_z la intensidad máxima una vez aplicados los factores de corrección de la intensidad máxima admisible. I_n es la intensidad nominal del mecanismo seleccionado, que esta, tal y como se ha establecido en los criterios de diseño, comprendida entre la intensidad de trabajo y la intensidad máxima.

2.3.2. CÁLCULOS MECÁNICOS

2.3.2.1. ACCION DEL VIENTO

Según el Código Técnico de la Edificación, en el Documento Básico SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la Edificación, para las acciones del viento sobre la estructura de una instalación fotovoltaica se puede estimar dicho cálculo como se muestra a continuación.

2.3.2.2. PRESION ESTÁTICA

Vamos a comprobar la acción del viento, en general, una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, que puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot C_e \cdot C_p$$

Siendo:

- q_b es la presión dinámica del viento = 0,46 kN/m².
- C_e es el coeficiente de exposición = 1,4235.
- C_p es el coeficiente eólico o de presión exterior = 3,2.
- $q_e = 0,46 \times 1,4235 \times 3,2 = 2,0954 \text{ kN/m}^2 = 213,6679 \text{ kg/m}^2$.

2.3.2.3. PRESION DINAMICA

De forma simplificada, como valor en cualquier punto del territorio español, puede adoptarse 0,5 kN/m². No obstante, para obtener un valor más preciso

emplearemos los datos del anejo D del DB-SA AE, en función del emplazamiento geográfico de la obra.

El valor de la presión dinámica del viento puede expresarse con la expresión:

$$q_b = 0,5 \times g \times V_b^2$$

Siendo,

- g = Densidad del aire = 1,25 kg/m².

- V_b = valor básico de la velocidad del viento en cada localidad.

El valor básico de la velocidad del viento corresponde al valor característico de la velocidad media del viento a lo largo de un periodo de 10 minutos, formada en una zona plana y desprotegida frente al viento (grado de aspereza del entorno II según tabla D.2) a una altura de 10 m sobre el suelo.

El valor básico de la velocidad del viento en cada localidad puede obtenerse del siguiente mapa del DB SE AE:



Figura D.1 Valor básico de la velocidad del viento, v_b

En este caso el valor básico de la velocidad del viento corresponde al de Alicante que es $V_b = 27 \text{ m/s}$.

Aplicando la expresión anterior, el valor de la presión dinámica del viento resulta:

$$q_b = 0,5 \times g \times V_b^2 = 0,5 \times 1,25 \times 27^2 = 0,46 \text{ kN/m}^2$$

Esta es la presión dinámica a la que va a estar sometida la instalación fotovoltaica.

2.3.2.4. COEFICIENTE DE EXPOSICION

$$C_e = F \cdot (F + 7k)$$

Donde

$$F = k \cdot \ln \left(\frac{\max(z, Z)}{L} \right)$$

siendo,

- z es la altura del emplazamiento, en nuestro caso mayor de 0 m.

- k, L y Z son parámetros característicos de cada tipo de entorno, según la tabla siguiente.

Tabla D.2 Coeficientes para tipo de entorno

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	k	L (m)	Z (m)
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

En este caso la instalación se halla en una zona tipo IV. Utilizando la fórmula y sacando los valores K, L y Z de la tabla se obtiene el valor de F:

$$F = 0,22 \times \ln\left(\frac{2}{0,3}\right) = 0,417366$$

Y el valor de Ce:

$$Ce = 0,417366 \times (0,417366 + 7 \times 0,22) = 0,81693$$

Por lo que este será el coeficiente de exposición al que va a estar sometida la instalación fotovoltaica

2.3.2.5. COEFICIENTE EÓLICO O DE PRESIÓN EXTERIOR, Cp

El coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento, y en su caso, de la situación del punto respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo indica succión.

El coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción. En edificios urbanos de hasta 8 plantas puede tomarse un valor constante, independiente de la altura, de 2,0.

No obstante, para obtener un valor más preciso emplearemos el método establecido en el CTE, considerando la estructura de módulos fotovoltaicos como una marquesina,

Para elementos con área de influencia entre 1 m² y 10 m², el coeficiente de presión exterior se puede obtener mediante la tabla siguiente. A, B y C indican las diferentes zonas de influencia de la superficie. La zona C es la más desprotegida, por tanto, la hipótesis más conservadora es tomar este valor como válido.

Considerando la estructura de módulos fotovoltaicos como una marquesina, y según el caso más conservador de la tabla siguiente, obtenemos un coeficiente eólico = 3,2.

Pendiente de la cubierta α	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción ϕ	Coeficientes de presión exterior		
			$C_{p,10}$		
			Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \phi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

- El grado de obstrucción del flujo del viento por debajo de una marquesina se caracteriza mediante el factor de obstrucción, ϕ , definido como la relación entre el área obstruida y el área de la sección total bajo la marquesina. Ambas áreas se consideran en un plano perpendicular a la dirección del viento.
- Los coeficientes de presión tienen en cuenta los efectos del viento actuando sobre ambas superficies, la superior y la inferior. Un valor negativo del coeficiente indica que la acción del viento tiende a levantar la marquesina, y un valor positivo lo contrario. Por regla general, a efectos del dimensionado de las marquesinas se deberán considerar ambas situaciones.
- Los coeficientes de presión representan la máxima presión localizada sobre un área de por lo menos 10 m². Los coeficientes de presión se podrán emplear en el dimensionado de los elementos de cobertura y de sus fijaciones.
- A efectos del dimensionado de la estructura, la resultante de la acción del viento sobre cada uno de los faldones se admitirá actuando en su centro. Además, se considerará también la situación en la que el viento actúa únicamente sobre uno de los dos faldones.

- Para factores de obstrucción con $0 < \phi < 1$, los coeficientes de sustentación y de fuerza se podrán determinar mediante interpolación lineal.
- A sotavento del punto de máxima obstrucción, se emplearán los valores de los coeficientes de sustentación correspondientes a un factor de obstrucción $f=0$

2.3.2.6. CARGAS SOBRE LA ESTRUCTURA

Una vez calculada la presión estática, comprobaremos que la estructura sobre la que se montarán las placas será capaz de soportar la fuerza del calculada.

Las placas se montarán sobre perfilaría de aluminio anodizado con una densidad de 270 kg/m^3 que se fijará sobre los lastres dispuestos sobre suelo mediante tornillería de acero inoxidable A2. A los efectos de cálculo consideraremos despreciable el peso de la perfilaría con respecto al de las placas y las vigas.

- El módulo fotovoltaico escogido tiene unas dimensiones de $1,134 \times 2,278 \text{ m}^2$ y un peso de $28,6 \text{ kg}$, por lo tanto, el peso de placa por m^2 será de $11,07 \text{ kg/m}^2$.
- El sistema de montaje tiene un peso medio de $2,5 \text{ kg}$ por módulo en la parte de estructura metálica y 60 kg por módulo en los anclajes de hormigón y, por lo tanto, el peso por m^2 es de $55,11 \text{ kg/m}^2$

Tal y cómo habíamos calculado anteriormente, la fuerza del viento sobre la estructura será de $213,6679 \text{ kg/m}^2$.

Considerando el caso más desfavorable sobre la estructura, en el que la acción del viento presione la estructura sobre el suelo en lugar de intentar levantarla, la sobrecarga sobre el suelo sería de:

$$\text{Acción del viento sobre el suelo: } q_e = 213,6679 \text{ kg/m}^2$$

$$\text{Peso total de los paneles: } P_t = 66,18 \text{ kg/m}^2$$

$$SD = q_e + P_t = 213,6679 + 66,18 = 279,8479 \text{ kg/m}^2$$

Se deberá garantizar que la sobrecarga de uso del suelo donde se ubica la planta solar fotovoltaica sea superior a la calculada (SD). En caso contrario, se deberá buscar una solución de fijación alternativa a la propuesta.

DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

3.1.	OBJETO	66
3.2.	CONDICIONES GENERALES	66
3.3.	SEGURIDAD EN EL TRABAJO	66
3.4.	SEGURIDAD PÚBLICA.....	67
3.5.	DATOS DE LA OBRA	67
3.6.	REPLANTEO DE LA OBRA	68
3.7.	MEJORAS Y VARIACIONES DEL PROYECTO	68
3.8.	RECEPCIÓN DEL MATERIAL.....	68
3.9.	ORGANIZACIÓN	68
3.10.	FACILIDADES PARA LA INSPECCIÓN	69
3.11.	CANALIZACIONES ELÉCTRICAS	69
3.12.	IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	69
3.13.	CAJAS DE EMPALME	70
3.14.	LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN Y CANALIZACIÓN	70
3.15.	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS	71
3.16.	FUSIBLES.....	71
3.17.	INTERRUPTORES DIFERENCIALES	71
3.18.	EQUIPOS DE MEDIDA	72
3.19.	PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	73
3.20.	INSPECCIONES Y PRUEBAS EN FÁBRICA	73
3.21.	MEDIOS AUXILIARES.....	74
3.22.	EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.....	74
3.23.	SUBCONTRATACIÓN DE LAS OBRAS.....	74
3.24.	PLAZO DE EJECUCIÓN.....	75
3.25.	RECEPCIÓN PROVISIONAL	75
3.26.	MANTENIMIENTO	75

3.1. OBJETO

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a los que se deberá ajustar la ejecución de la instalación fotovoltaica para autoconsumo, cuyas especificaciones técnicas se detallarán en el correspondiente proyecto.

3.2. CONDICIONES GENERALES

El contratista está obligado al cumplimiento de la reglamentación del trabajo correspondiente, la contratación del seguro obligatorio, el subsidio familiar y de vejez, así como el seguro de enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 "Contratación de Obras. Condiciones Generales", siempre y cuando estas no sean modificadas por el presente Pliego de Condiciones.

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de alta calidad y cumplir con los requisitos estipulados en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión REBT, así como con el Código Técnico de la Edificación CTE, y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán meticulosamente, con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el REBT, y cumpliendo de manera estricta las instrucciones recibidas por la dirección facultativa.

3.3. SEGURIDAD EN EL TRABAJO

El contratista está en la obligación de cumplir con lo establecido en la Ley 31/1995, de 8 de noviembre referente a la prevención de riesgos laborales, así como con el RD 162/97 sobre disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud en las obras de construcción.

Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

Durante la realización de trabajos en circuitos o equipos con tensión o en su proximidad, los trabajadores deben llevar ropa sin elementos metálicos y evitar el uso innecesario de objetos de metal, como por ejemplo metros, reglas o relojes. Las herramientas o equipos se llevarán en bolsas y se utilizará calzado aislante.

El personal de la contrata viene obligado a usar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales tales como casco, gafas, etc., pudiendo el director de obra suspender los trabajos, si estima que el personal de la contrata está expuesto a peligros que son corregibles.

El director de obra podrá exigir del contratista, ordenándolo por escrito, el cese de la obra o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de seguridad social de todo tipo (afiliación, accidente, enfermedad, etc.) de acuerdo con lo establecido por la ley.

3.4. SEGURIDAD PÚBLICA

El contratista deberá tomar todas las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El contratista mantendrá una póliza de seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., que en uno y otro pudieran incurrir para el contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

3.5. DATOS DE LA OBRA

Se proporcionará al contratista una copia de los planos y pliegos de condiciones del proyecto, así como cuantos planos o datos necesite para la completa ejecución de la obra.

El contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la memoria, presupuesto y anexos del proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

El contratista se hace responsable de mantener en buen estado los originales a partir de los cuales se generaron las copias, los cuales deberán ser devueltos al director de obra después de su utilización.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, después de la finalización de los trabajos, el contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al director de obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por el contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el proyecto, salvo aprobación previa por escrito del director de obra.

3.6. REPLANTEO DE LA OBRA

El director de obra, una vez que el contratista esté en posesión del proyecto y antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de las mismas, con especial atención en los puntos singulares, entregando al contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado acta, en la que constarán, los datos entregados, firmado por el director de obra y por el representante del contratista.

Los costos relacionados con el proceso de demarcación correrán por cuenta del contratista.

3.7. MEJORAS Y VARIACIONES DEL PROYECTO

No se considerarán como mejoras, ni variaciones del proyecto más que aquellas que hayan sido ordenadas por escrito por el director de obra y convenido precio antes de proceder a su ejecución.

Las obras accesorias o delicadas, no incluidas en los precios de adjudicación, podrán ejecutarse con personal independiente del contratista.

3.8. RECEPCIÓN DEL MATERIAL

El director de obra, en coordinación con el contratista, otorgará en el momento oportuno su aprobación al material suministrado, asegurando que sea adecuado para una instalación precisa y adecuada.

La vigilancia y conservación del material suministrado será por cuenta del contratista.

3.9. ORGANIZACIÓN

El contratista actuará de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente están establecidas, y en general, a todo cuanto se legisle, decrete u ordene sobre el particular antes o durante la ejecución de la obra.

Dentro de los parámetros definidos en el Pliego de Condiciones, la organización de la obra, así como la determinación de la procedencia de los

materiales que se empleen, estará a cargo del contratista a quien corresponderá la responsabilidad de la seguridad contra accidentes.

El contratista deberá, informar al director de obra acerca de todos los planes de organización técnica de la obra, así como de la procedencia de los materiales y cumplimentar cuantas órdenes le de éste en relación con datos específicos.

En las obras por administración, el contratista deberá dar cuenta diaria al director de obra de la admisión de personal, compra de materiales, adquisición o alquiler de elementos auxiliares y cuantos gastos haya de efectuar. Para los contratos de trabajo, compra de material o alquiler de elementos auxiliares, cuyos salarios, precios o cuotas sobrepasen en más de un 5% de los normales en el mercado, solicitará la aprobación previa del director de obra, quien deberá responder dentro de los ocho días siguientes a la petición, salvo casos de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

3.10. FACILIDADES PARA LA INSPECCIÓN

El contratista proporcionará al director de obra o delegados y colaboradores, toda clase de facilidades para los replanteos, reconocimientos, mediciones y pruebas de los materiales, así como la mano de obra necesaria para los trabajos que tengan por objeto comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas, permitiendo el acceso a todas las partes de la obra e incluso a los talleres o fábricas donde se produzcan los materiales o se realicen trabajos para las obras.

3.11. CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Los cables se colocarán dentro de tubos o canales, fijados directamente sobre las paredes, o bajo tubos enterrados, según se indica en memoria, planos y mediciones.

Antes de iniciar el tendido de las líneas de cada serie en la parte de continua, deberán estar preparadas las necesarias canalizaciones al ejecutar la obra previa. Deberá replantearse sobre ésta en forma visible la situación de las cajas de registro y protección, así como el recorrido de las líneas, señalando de forma conveniente la naturaleza de cada elemento.

3.12. IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que, por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán estos por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde/amarillo. Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón, negro o gris.

3.13. CAJAS DE EMPALME

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Deberán ser de clase 2. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratuerca y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el externo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductos y cajas se sujetarán por medio de clavos Split sobre metal. Los pernos de fijador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcción sólida y capaces de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

3.14. LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN Y CANALIZACIÓN

La distribución del cableado deberá permitir un fácil acceso a todas las partes del mismo y la identificación del sistema a que pertenece.

Las canalizaciones que transcurran por el interior de los seguidores se realizarán mediante tubo rígido de PVC curvable en caliente, o bien tubo flexible de poliamida de sección variable en función del número de cables a alojar. Las derivaciones y conexiones de las líneas se realizarán en cajas estancas de registro.

Los cables serán de aislamiento clase 2, de polietileno reticulado y cubierta de PVC, tipo RV – 0,6/1 KV, s/UNE 21 – 123.

Las conexiones se realizarán de forma segura, con terminales, indicando el número identificador según esquemas.

3.15. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

A la salida de los inversores, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar, así como dispositivos de protección contra sobrecargas de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.

La protección contra sobrecargas para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados. No obstante, no se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.

El interruptor de entrada al cuadro, de corte omnipolar, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo, tras él.

3.16. FUSIBLES

Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.

No serán admisibles elementos en los que la reposición del fusible pueda suponer un peligro de accidente. Estará montado sobre una empuñadura que pueda ser retirada fácilmente de la base.

3.17. INTERRUPTORES DIFERENCIALES

En la parte de alterna, la protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:

Protección por aislamiento de las partes activas. Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.

Protección por medio de barreras o envolventes. Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el buen funcionamiento de los equipos, se adoptarán precauciones apropiadas para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas y se garantizará que las personas sean conscientes del hecho de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial – residual. Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente diferencial – residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante “corte automático de la alimentación”. Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

Se cumplirá la siguiente condición: $R_a \times I_a \times U$, donde:

- R_a es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_a es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial – residual es la corriente diferencial – residual asignada.
- U es la tensión de contacto límite convencional (50 o 24 V).

3.18. EQUIPOS DE MEDIDA

Los contadores de energía activa y reactiva estarán homologados por el organismo competente.

La tierra de medida estará unida a la tierra del neutro de baja tensión constituyendo la tierra de servicio, que será independiente de la tierra de protección.

En general, para todo lo referente al montaje del equipo de medida, precintabilidad, grado de protección, etc., se tendrán en cuenta lo indicado a tal efecto en la normativa de la compañía suministradora.

3.19. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

En concreto la instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. En concreto:

- La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.
- Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

No se indica en el RD 1699/2011 pero se indica en la normativa, que las masas de la instalación fotovoltaica, así como de las otras masas del lugar, estarán conectadas de forma independiente de los conductores correspondientes a la puesta a tierra del pararrayo o pararrayos del lugar si los hubiera (los conductores provenientes de la instalación captadora de rayos y de derivación se conectarán directamente con la puesta a tierra del edificio o lugar de emplazamiento).

3.20. INSPECCIONES Y PRUEBAS EN FÁBRICA

La aparatamenta se someterá en fábrica a una serie de ensayos para comprobar que están libres de defectos mecánicos y eléctricos.

En particular se harán por lo menos las siguientes comprobaciones:

- Se medirá la resistencia de aislamiento con relación a tierra y entre conductores, que tendrá un valor de al menos 0,50 Mohm.
- Una prueba de rigidez dieléctrica, que se efectuará aplicando una tensión igual a dos veces la tensión nominal más 1000 voltios, con un mínimo de 1500 voltios, durante 1 minuto a la frecuencia nominal. Este ensayo se realizará

estando los aparatos de interrupción cerrados y los cortocircuitos instalados como en servicio normal.

- Se calibrarán y ajustarán todas las protecciones de acuerdo con los valores suministrados por el fabricante.

3.21. MEDIOS AUXILIARES

No se abonarán en concepto de medios auxiliares más cantidades que las que figuren consignadas en el presupuesto, entendiéndose que en todos los demás casos el costo de dichos medios está incluido en los correspondientes precios del presupuesto.

3.22. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

Las obras se ejecutarán conforme al proyecto y a las condiciones contenidas en este Pliego de Condiciones.

El contratista, salvo aprobación por escrito del director de obra, no podrá hacer ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza en la ejecución de la obra en relación con el proyecto.

El contratista no podrá utilizar en los trabajos personal que no sea de su exclusiva cuenta y cargo. Salvo en el caso de las subcontratas.

Igualmente, será de su exclusiva cuenta y cargo aquel personal ajeno al propiamente manual y que sea necesario para el control administrativo del mismo.

El contratista deberá tener al frente de los trabajos un técnico suficientemente especializado a juicio del director de obra.

3.23. SUBCONTRATACIÓN DE LAS OBRAS

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste concertar con terceros la realización de determinadas unidades de obra.

La celebración de los subcontratos estará sometida al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Que se dé conocimiento por escrito al director de obra al subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas, a fin de que aquél lo autorice previamente.

- Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros no excedan del 50% del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso, el contratista no quedará vinculado en absoluto ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista y cualquier subcontratación de obras no eximirá al contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al contratante.

3.24. PLAZO DE EJECUCIÓN

Los plazos de ejecución, total y parciales, indicados en el contrato, se empezarán a contar a partir de la fecha de replanteo.

El contratista estará obligado a cumplir con los plazos que se señalen en el contrato para la ejecución de las obras y que serán improrrogables.

No obstante, lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser objeto de modificaciones cuando así resulte por cambios determinados por el director de obra debidos a exigencias de la realización de las obras y siempre que tales cambios influyan realmente en los plazos señalados en el contrato.

Si por cualquier causa, ajena por completo al contratista, no fuera posible empezar los trabajos en la fecha prevista o tuvieran que ser suspendidos una vez empezados, se concederá por el director de obra, la prórroga estrictamente necesaria.

3.25. RECEPCIÓN PROVISIONAL

Una vez terminadas las obras y a los quince días siguientes a la petición del contratista se hará la recepción provisional de las mismas por el contratante, requiriendo para ello la presencia del director de obra y del representante del contratista, levantándose la correspondiente acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si este es el caso. Dicha acta será firmada por el director de obra y el representante del contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente, comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.

3.26. MANTENIMIENTO

El mantenimiento de una instalación fotovoltaica debe asegurar el correcto funcionamiento del sistema, manteniendo las condiciones óptimas que existían en su puesta en marcha inicial y minimizando el riesgo de aparición de averías.

Cuando sea necesario intervenir nuevamente en la instalación, bien sea por causa de averías o para efectuar modificaciones en la misma, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en los apartados de ejecución, control y seguridad, en la misma forma que si se tratara de una instalación nueva. Se aprovechará la ocasión para comprobar el estado general de la instalación, sustituyendo o reparando aquellos elementos que lo precisen, utilizando materiales de características similares a los reemplazados.

Para llevar a cabo dicho mantenimiento se suscribirá un contrato, con una duración mínima inicial de cinco años, donde vendrán definidas las condiciones de operación tanto normal, para el mantenimiento preventivo, como en caso de averías, mantenimiento correctivo. Asimismo, se contratará un seguro de daños, y pérdida de beneficios, en caso de siniestro como, por ejemplo, robo, caída de pedrisco, avería de origen eléctrico, etc., de forma que se siga asegurando la rentabilidad de la instalación.



DOCUMENTO 4º:**4 MEDICIONES Y PRESUPUESTO**

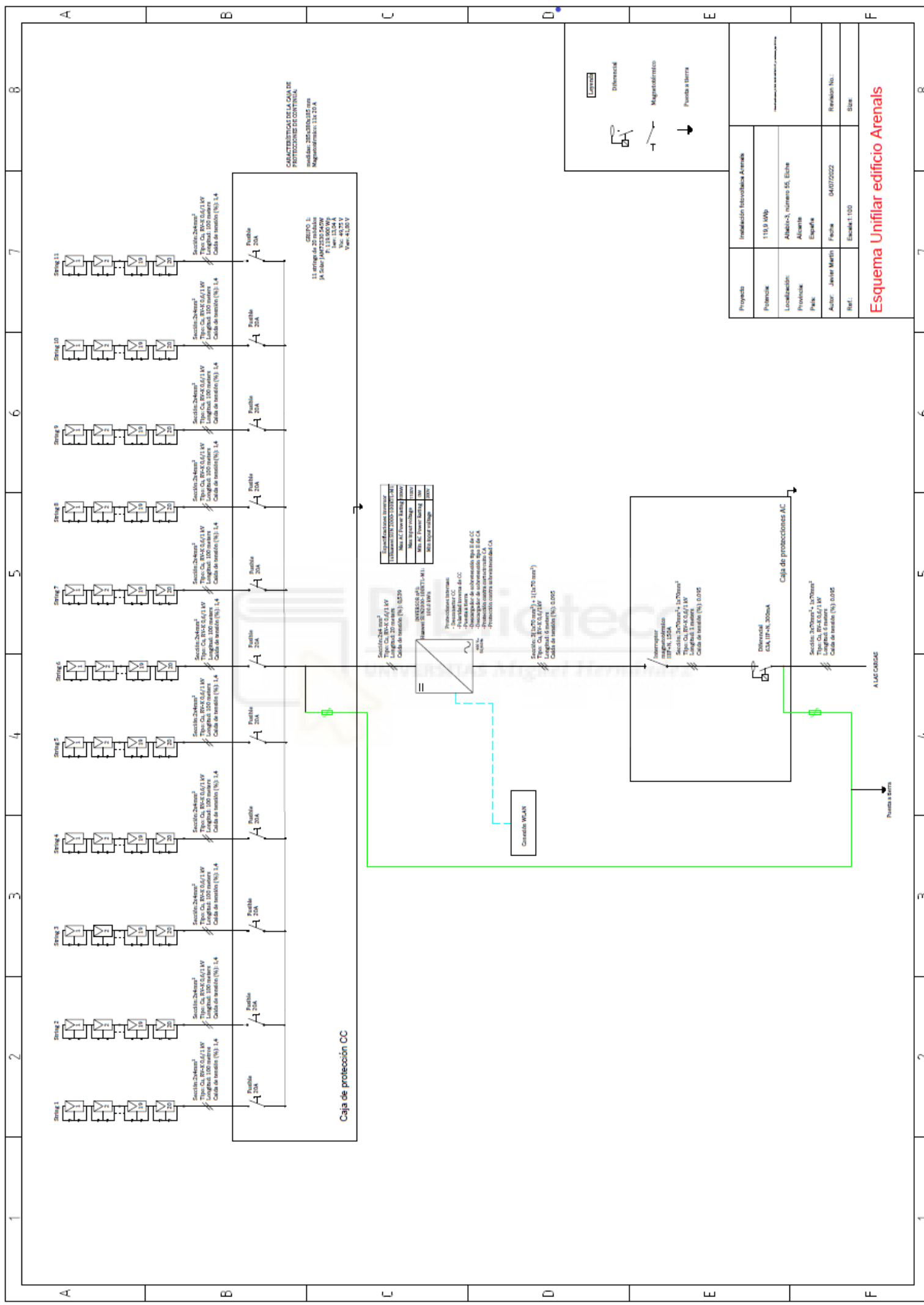
PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
Partida	Medición	Precio unitario (€)	Precio total (€)
MÓDULO FOTOVOLTAICO – JASolar JAM72S30-545/MR/1500V Suministro de módulos fotovoltaicos monocristalinos de la marca JASolar, modelo JAM72S30-545/MR/1500V	220	233,82	51.439,78
INVERSOR Huawei SUN2000-100KTL-M1 Suministro de inversor fotovoltaico de conexión a red marca Huawei modelo SUN2000-100KTL-M1 con una potencia nominal de 100,0 kWn.	1	5.414,73	5.414,73
HUAWEI SmartLogger 3000 Controlador para poder ajustar el vertido 0 a red del inversor	1	957,92	957,92
HUAWEI Smart Power Sensor DTSU666-H Contador inteligente Huawei con monitorización de la producción y el consumo	1	198,99	198,99
Optimizador de sombras TIGO-700 Optimizador de sombra para optimizar módulos afectados por sombras parciales	37	60	2.220,00

PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
Partida	Medición	Precio unitario (€)	Precio total (€)
<p>Estructura bloque de hormigón</p> <p>Suministro de bloques de construcción para utilizarse como elemento de fijación y lastre mediante tornillería y accesorios necesarios para el montaje</p>	479	8,52	4.081,08
<p>ESTRUCTURA SOPORTE DE ALUMINIO - Sunfer</p> <p>Suministro de kit de estructura de aluminio de la marca Sunfer, modelo SUNFER TR11H 20°, triangular mediante tornillería, bandas de aislamiento y accesorios necesarios para el montaje.</p>	239	85,48	20.430,96
<p>INSTALACIÓN ELÉCTRICA CORRIENTE CONTINUA</p> <p>Instalación eléctrica para la zona de corriente continua formada por cable PV-SUN, 0,6/1 kV, tubo de protección ultravioleta para alojamiento de conductores, protección contra sobrecargas, mediante fusibles tipo gG con poder de corte 20A y tensión 1000Vdc. Se incluye todo tipo de pequeño material. Totalmente instalado y en funcionamiento.</p>	1	2.997,50	2.997,50

PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
Partida	Medición	Precio unitario (€)	Precio total (€)
INSTALACIÓN ELÉCTRICA CORRIENTE ALTERNA Instalación eléctrica para la zona de corriente alterna formada por cable 750V, canaleta para alojamiento de conductores, protección contra sobrecargas, mediante interruptor magnetotérmico con poder de corte 150A y contra diferencia de potencial de 63A y 300mA de sensibilidad. Se incluye todo tipo de pequeño material. Totalmente instalado y en funcionamiento.	1	2.997,50	2.997,50
MONTAJE DE LA INSTALACIÓN Mano de obra correspondiente al montaje mecánico de la instalación fotovoltaica. Se incluye el coste de elementos de elevación y otros equipos necesarios para llevar a cabo dicha instalación.	1	9.592,00	9.592,00
TOTAL:			100.330,4

El presupuesto total asciende a la cantidad de CIEN MIL TRESCIENTOS TREINTA EUROS CON CUARENTA CENTIMOS más I.V.A.

Anexo 1: ESQUEMA UNIFILAR Y PLANOS



COMPLEMENTOS DE LA C.A. DE PROTECCIONES DE CONTINUA.
 Modelo: 100-0076-005
 Magnitud: 12x 20 A

11 strings de 20 módulos
 JA Solar JAM7230 549W
 P_{max}: 549 W
 V_{oc}: 45.75 V
 V_{mp}: 41.85 V

Transformación Inversor	
Modelo:	1300001200-220012001200
Max. AC Power Rating:	12000
Max. Input Voltage:	1000
Max. AC Power Rating:	12000
Max. Input Voltage:	1000

PRESENCIA DE (V_{OC}, V_{MP}, I_{SC})
 100 A 500V
 Protección Inversor:
 - Protección CC
 - Polaridad Inversa de CC
 - Puesta a tierra
 - Protección contra sobrecorriente tipo B de CC
 - Protección contra sobrecorriente tipo B de CA
 - Protección contra cortocircuito CA
 - Protección contra sobrecalentamiento CA

Sección: 3x120mm² + 1x120mm²
 Tipo: Cu, PVC, 0.6/1 kV
 Longitud: 5 metros
 Caida de tensión (%): 0.095

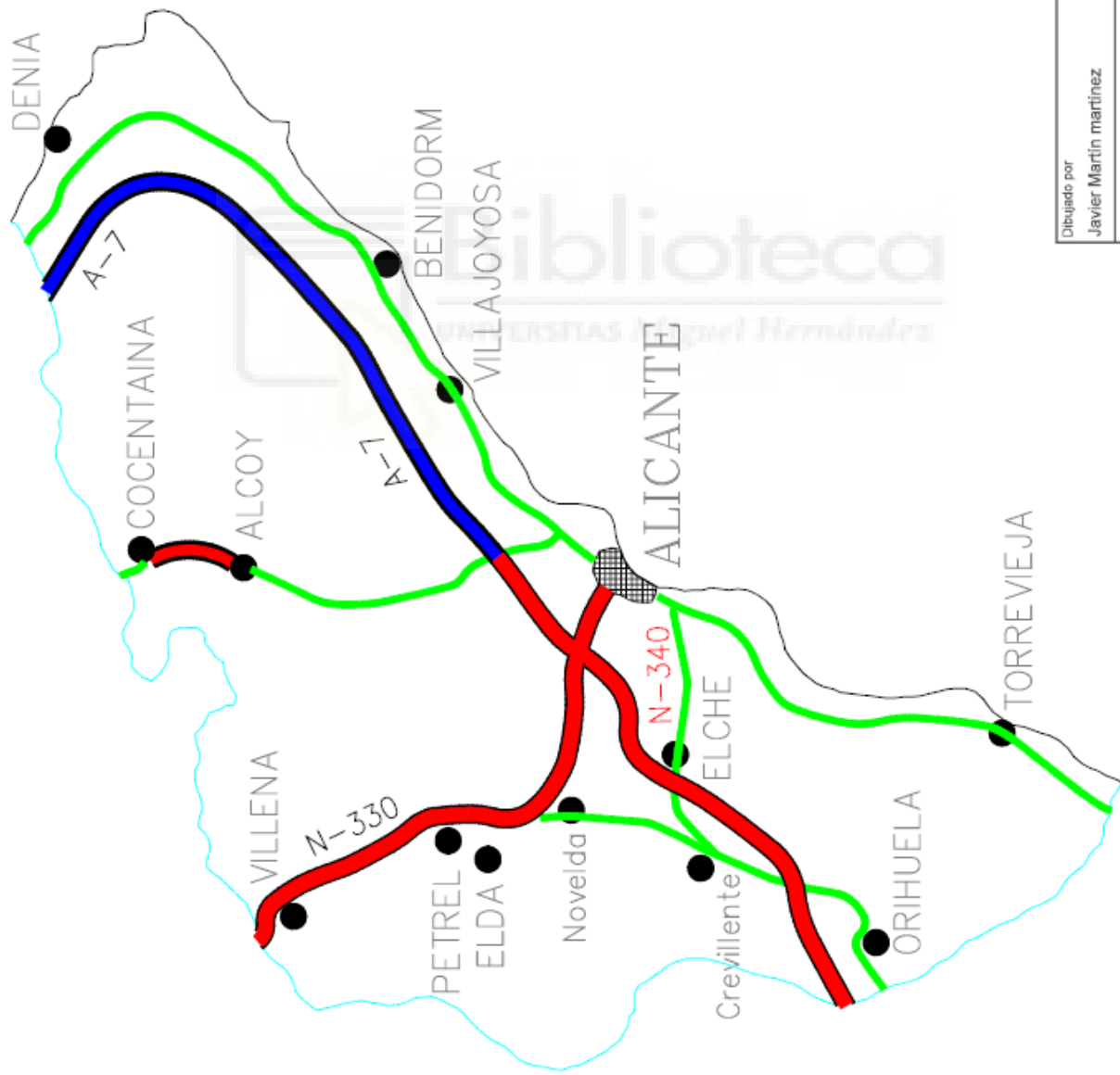
Sección: 3x70mm² + 1x70mm²
 Tipo: Cu, PVC, 0.6/1 kV
 Longitud: 5 metros
 Caida de tensión (%): 0.095

Proyecto		Instalación fotovoltaica Arenales	
Politecnico	1110,9 kWh		
Localización:	Albatera-3, número 55, Eliche		
Protección:	Alcanta		
Plata:	Española		
Autor:	Javier Martín	Fecha:	04/07/2022
Red.:	Escuela 1.100	Revisión No.:	
		Size:	

Esquema Unifilar edificio Arenals



Dibujado por Javier Martín Martínez	Comprobado por Javier Martín Martínez	Escala 1:5000000	Fecha 20/08/2022
UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ		Instalación fotovoltaica Arenals	
Plano Nacional		Nº Plano 1	Nº Hoja 1/1



Dibujado por
Javier Martín martinez

Comprobado por
Javier Martín martinez

Escala
1:500000

Fecha
20/08/2022

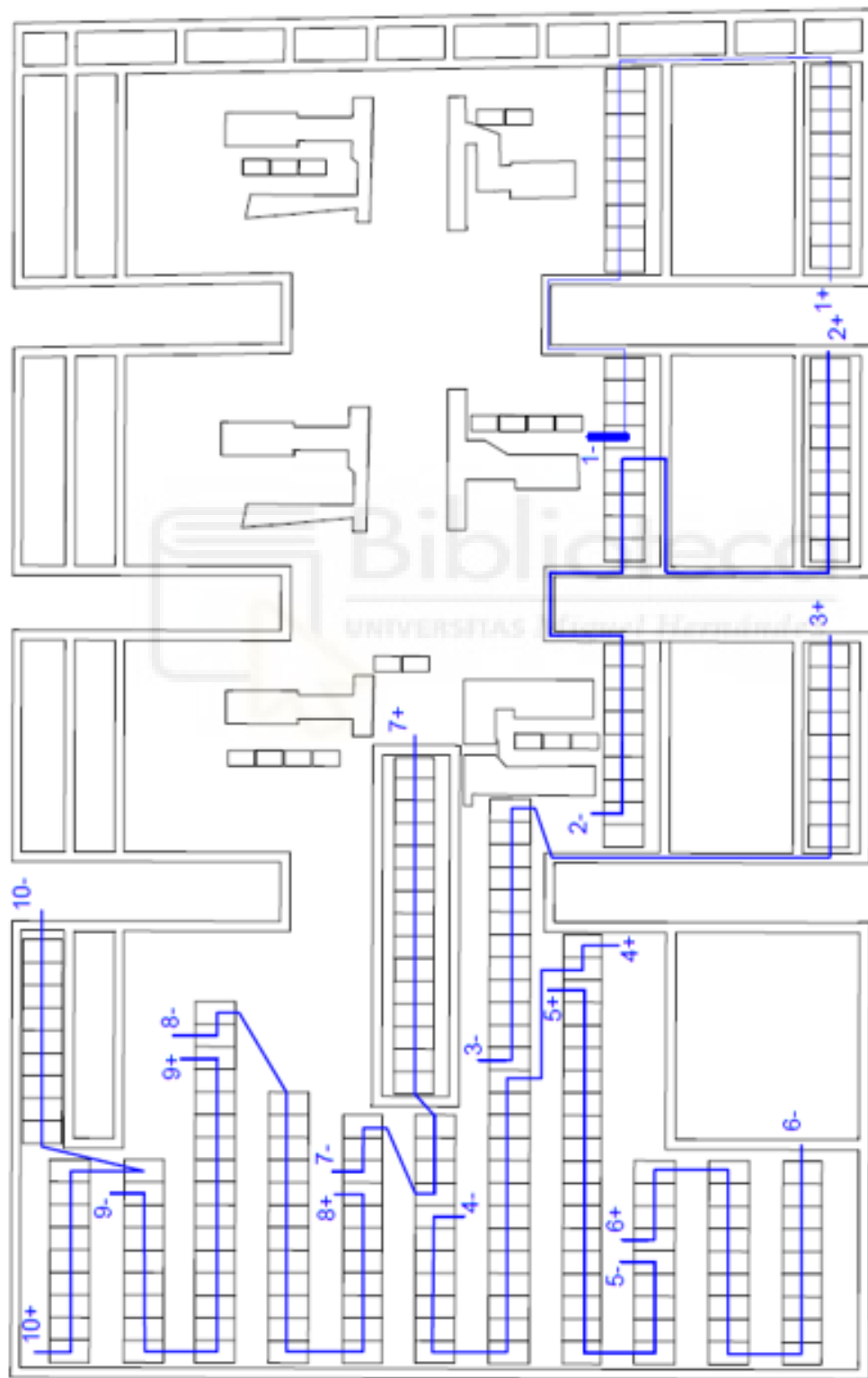
UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

Instalación fotovoltaica Arenals

Plano Provincial

Nº Plano
2

Nº Hoja
1/1



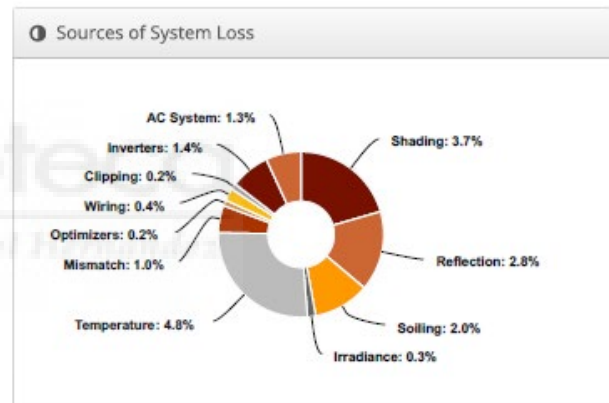
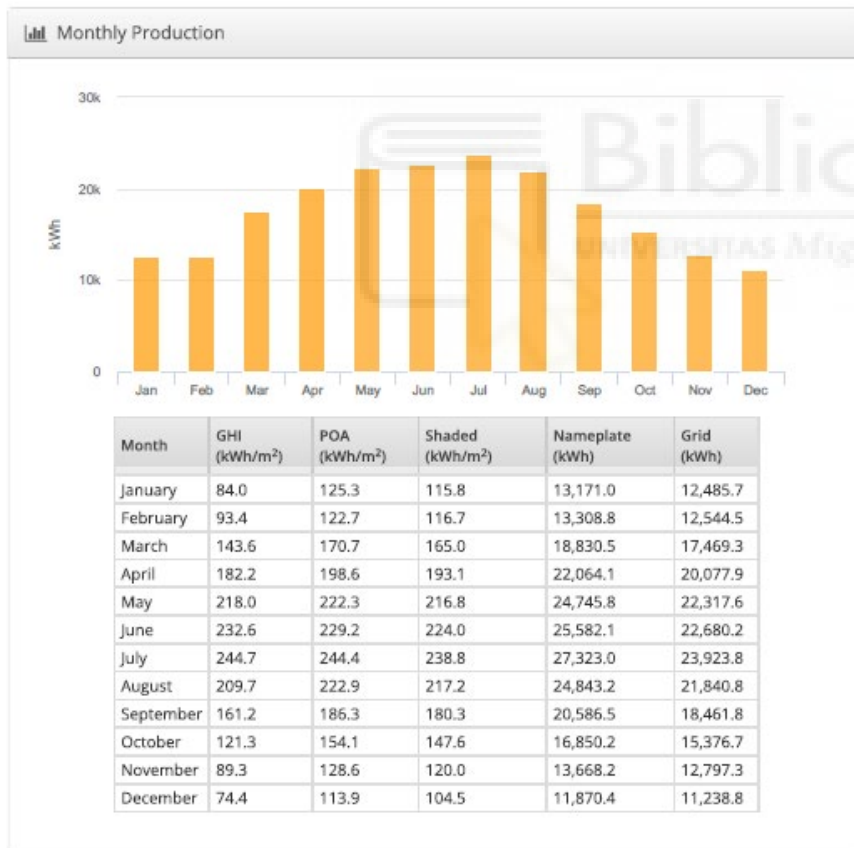
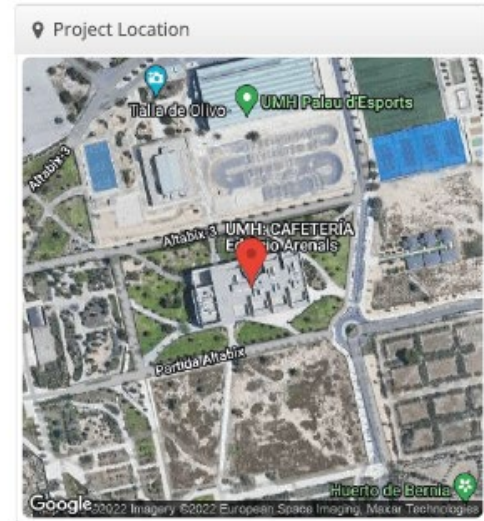
Diseñado por: Javier Martín Martínez	Computado por: Javier Martín Martínez	Escala: 1:5000	Fecha: 20/06/2022
UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ		Instalación fotovoltaica Arenals	
		Plano De Situación	Nº Hoja: 3 / 3

Anexo 2: SIMULACION SOLAR CON HELIOSCOPE

Diseño1 220 paneles UMH, Altabix-3, 55, 03207 Elx, Alicante

Report	
Project Name	UMH
Project Address	Altabix-3, 55, 03207 Elx, Alicante
Prepared By	Hugo Garces garces@luzentum.com

System Metrics	
Design	Diseño1 220 paneles
Module DC Nameplate	119.9 kW
Inverter AC Nameplate	100.0 kW Load Ratio: 1.20
Annual Production	211.2 MWh
Performance Ratio	83.1%
kWh/kWp	1,761.6
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	eefb6ed4fb-54b312c7e3-f98cfb0e4d-d23ba401bb



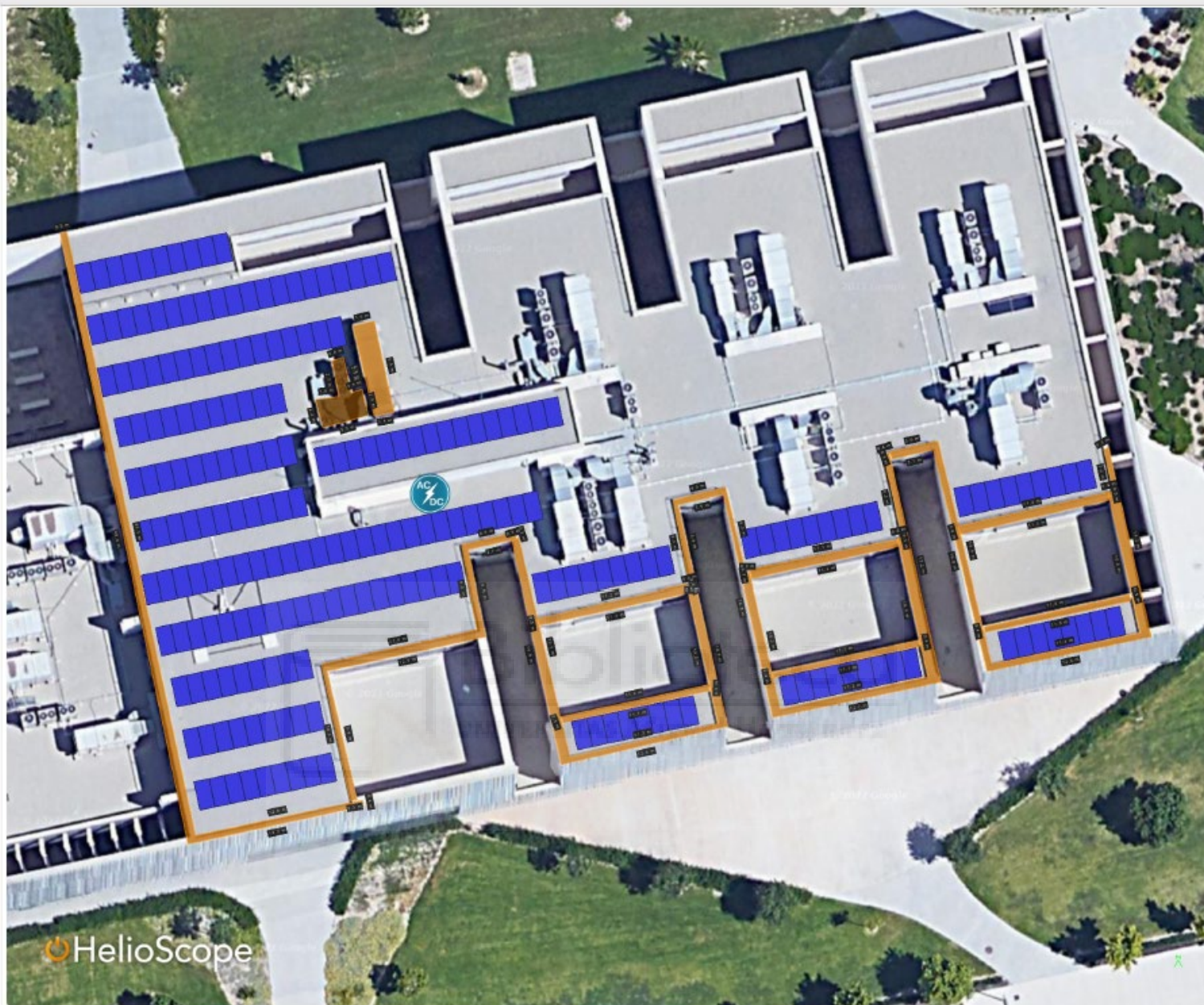
Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,854.3	
	POA Irradiance	2,119.0	14.3%
	Shaded Irradiance	2,039.9	-3.7%
	Irradiance after Reflection	1,982.0	-2.8%
	Irradiance after Soiling	1,942.4	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,941.8	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	232,844.0	
	Output at Irradiance Levels	232,164.4	-0.3%
	Output at Cell Temperature Derate	220,936.9	-4.8%
	Output After Mismatch	218,796.2	-1.0%
	Optimizer Output	218,358.6	-0.2%
	Optimal DC Output	217,381.0	-0.4%
	Constrained DC Output	216,932.8	-0.2%
	Inverter Output	213,889.5	-1.4%
	Energy to Grid	211,214.4	-1.3%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		21.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		31.4 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4613
	Solved Hours		4613

Condition Set												
Description		Condition Set 1										
Weather Dataset		TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)										
Solar Angle Location		Meteo Lat/Lng										
Transposition Model		Perez Model										
Temperature Model		Diffusion Model										
Temperature Model Parameters	Rack Type	U _{const}					U _{wind}					
	Fixed Tilt	29					0					
	Flush Mount	21					0					
	East-West	29					0					
	Carport	29					0					
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance		5%										
Cell Temperature Spread		4° C										
Module Binning Range		-2.5% to 2.5%										
AC System Derate		1.00%										
Module Characterizations	Module	Uploaded By					Characterization					
	JAM72D30-545/MB/1500 (JA Solar)	HelioScope					Spec Sheet Characterization, PAN					
Component Characterizations	Device	Uploaded By					Characterization					
	SUN2000-100KTL-M1 (380/400) (Huawei)	HelioScope					Spec Sheet					

Components		
Component	Name	Count
Inverters	SUN2000-100KTL-M1 (380/400) (Huawei)	1 (100.0 kW)
AC Home Runs	8 AWG (Copper)	1 (32.3 m)
Strings	10 AWG (Copper)	11 (550.2 m)
Optimizers	TS4-A-O (Tigo Energy)	220 (154.0 kW)
Module	JA Solar, JAM72D30-545/MB/1500 (545W)	220 (119.9 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	5-20	Along Racking

Field Segments										
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power	
Field Segment 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	168°	1.8 m	1x1	152	152	82.8 kW	
Field Segment 2	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	168°	1.8 m	1x1	16	16	8.72 kW	
Field Segment 3	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	168°	1.8 m	1x1	9	9	4.91 kW	
Field Segment 4	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	168°	1.8 m	1x1	9	9	4.91 kW	
Field Segment 5	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	168°	1.8 m	1x1	9	9	4.91 kW	
Field Segment 6	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	168°	1.8 m	1x1	8	8	4.36 kW	
Field Segment 7	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	168°	1.8 m	1x1	9	9	4.91 kW	
Field Segment 8	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	20°	168°	1.8 m	1x1	8	8	4.36 kW	



Anexo 3: FICHAS TÉCNICAS: HOJAS DE DATOS DE MÓDULOS, INVERSORES Y ESTRUCTURAS.

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module

JAM72S30 525-550/MR/1500V Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

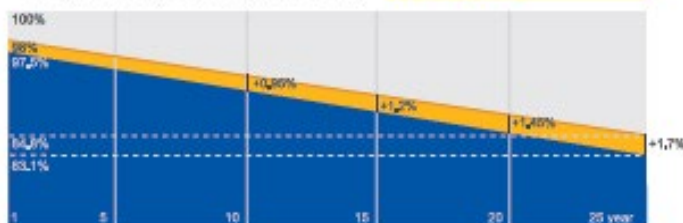


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



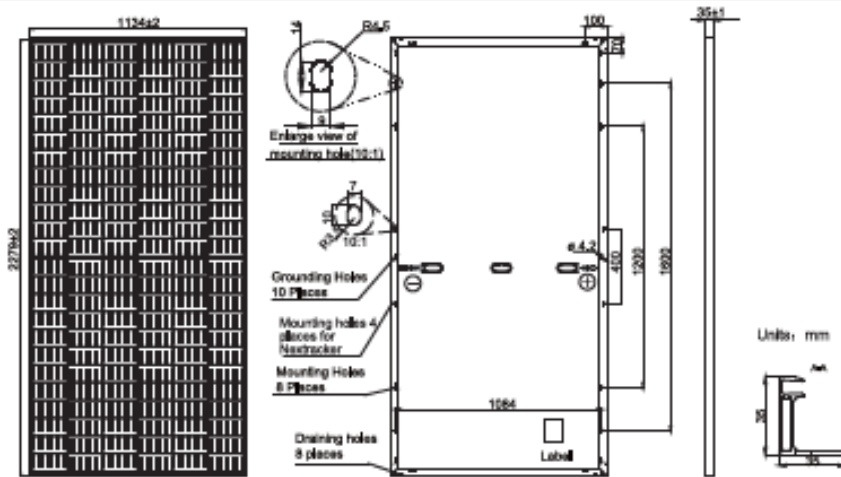
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28,6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	Genuine MC4-EVO2 QC 4.10-35/45
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(+); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Country of Manufacturer	China/Vietnam

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR/1500V	JAM72S30 -530/MR/1500V	JAM72S30 -535/MR/1500V	JAM72S30 -540/MR/1500V	JAM72S30 -545/MR/1500V	JAM72S30 -550/MR/1500V
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,15	49,30	49,45	49,60	49,75	49,90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41,15	41,31	41,47	41,64	41,80	41,96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13,65	13,72	13,79	13,86	13,93	14,00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12,76	12,83	12,90	12,97	13,04	13,11
Module Efficiency [%]	20,3	20,5	20,7	20,9	21,1	21,3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°C					

STC Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types. Measurement tolerance at STC: Pmax ±3 %, Voc ±3% and Isc ±4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30-525 /MR/1500V	JAM72S30-530 /MR/1500V	JAM72S30-535 /MR/1500V	JAM72S30-540 /MR/1500V	JAM72S30-545 /MR/1500V	JAM72S30-550 /MR/1500V
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,05	46,18	46,31	46,43	46,55	46,68
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,36	38,57	38,78	38,99	39,20	39,43
Short Circuit Current(Isc) [A]	10,97	11,01	11,05	11,09	11,13	11,17
Max Power Current(Imp) [A]	10,35	10,39	10,43	10,47	10,51	10,55

NOCT Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

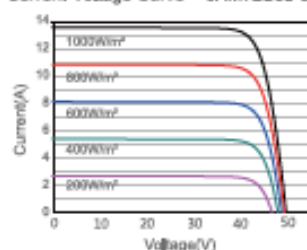
*For NextTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2000Pa while Maximum Static Load, Back is 2000Pa.

OPERATING CONDITIONS

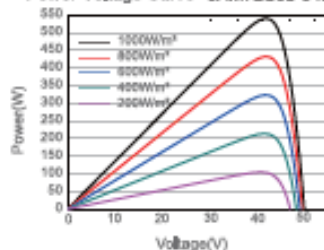
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	3600Pa, 1.5
Maximum Static Load, Back*	1600Pa, 1.5
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

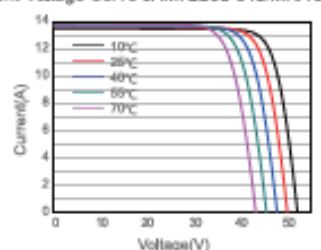
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



SUN2000-100KTL-M1

Inversor de String Inteligente



10 Seguidores MPP



98.8% Máx. Eficiencia



Monitorización a nivel de string



Diagnóstico inteligente de curvas I-V admitido



Detección de corriente residual integrada



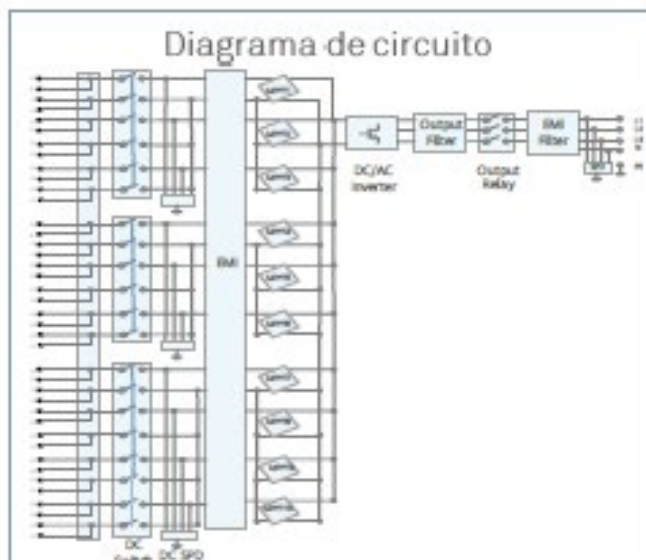
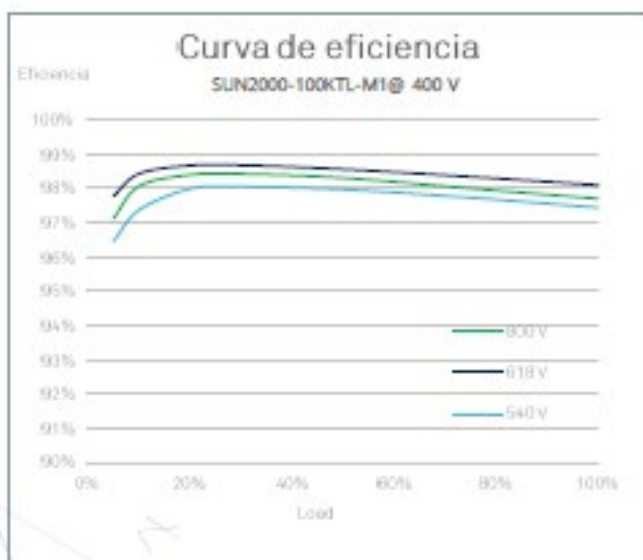
Diseño sin fusibles



Protección contra sobretensiones DC y AC



IP66 Protección



Especificaciones técnicas

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V – 1,000 V
Tensión nominal de entrada	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia nominal activa de CA	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Máx. potencia aparente de CA	110,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Máx. intensidad de salida	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí (Transformador de aislamiento requerido)
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	90 kg (198.4 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Enfriamiento	Ventilación inteligente
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 – 100%
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

SmartLogger3000A



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



Seguro

Fácil de instalar en el sitio



Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A
	Gestión de dispositivos
Max. Número de dispositivos manejables	80
	Interfaz de comunicación
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)
	Protocolo de comunicación
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645
	Interacción
LED	LED Indicator x 3 - RUN, ALM, 4G
WEB	Web incrustada
USB	USB 2.0 x 1
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio
	Ambiente
Rango de temperatura de operación	-40°C ~ 60°C
Temperatura de almacenaje	-40°C ~ 70°C
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%
Max. Altitud de operación	4,000 m
	Alimentación
Fuente de alimentación de CA	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W
	Datos generales
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)
Peso	2 kg
Grado de protección	IP20
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa

¹ Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena extendida.

² Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.



TS4-A-O

Módulo FV Adaptable/Retrofit

El TS4-A-O (Optimización) es la avanzada solución adaptable/retrofit de optimización que brinda la funcionalidad de módulo inteligente a los módulos fotovoltaicos estándar para una mayor confiabilidad. Mejore la eficiencia energética actualizando los sistemas fotovoltaicos de bajo rendimiento o agregando funciones inteligentes a las nuevas instalaciones.

El TS4-A-O con tecnología UHD-Core y mayor rango en sus especificaciones admite módulos fotovoltaicos de hasta 500W.



Características Incluidas



Optimización

Optimización para incrementar la generación de energía y mayor flexibilidad en el diseño



Seguridad

Seguridad mejorada para el cumplimiento de apagado rápido NEC 690.12 y proteger su inversión



Monitoreo

Monitoreo para el seguimiento de la producción de energía y la gestión del sistema

Instalación Fácil

Ajuste al marco del módulo o retire los soportes para el colocar en el sistema de montaje.

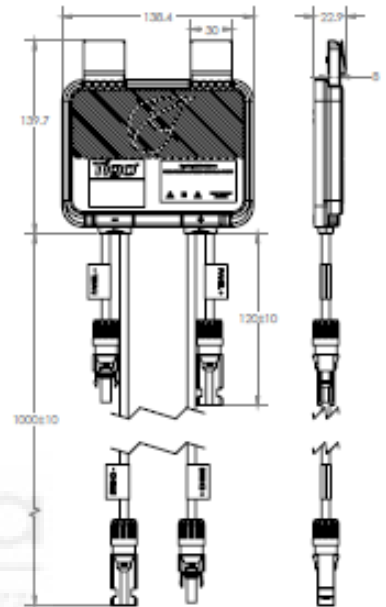
Puesta en marcha Inteligente

Configure y ponga en marcha con su dispositivo Android o iOS.



ESPECIFICACIONES TS4-A-O

Ambiental	
Rango de temperatura	-40°C to +85°C (-40°F to +158°F)
Clasificación al aire libre	IP68, NEMA 3R
Mecánico	
Dimensiones	138.4mm x 139.7mm x 22.9mm
Peso	490g
Eléctrico	
Rango de voltaje	16 - 90V
Corriente Máxima de entrada (I _{MAX})	12A
Potencia Máxima	500W
Longitud del cable de salida	1m (Estándar)
Conectores	MC4 compatible (Estándar)
Tipo de comunicación	Wireless
Apagado rápido aprobado por UL (NEC 2014 & 2017 690.12)	Sí
Cloud Connect Advanced (CCA) y TAP (Gateway) requeridos para apagado rápido	



INFORMACIÓN SOBRE PEDIDOS

Estándar

451-00257-00 1000V UL / TÜV, 1m cable, MC4 compatible

Opciones

451-00252-12 1000V UL / TÜV, 1m cable, MC4

451-00257-12 1000V UL / TÜV, 1.2m cable, MC4 compatible

451-00252-32 1000V UL / TÜV, 1.2m cable, MC4

451-00261-12 1500V UL / TÜV, 1m cable, EVO2

451-00261-32 1500V UL / TÜV, 1.2m cable, EVO2

Para información del producto:

sales@tigoenergy.com or 1.408.402.0802

Para información del producto:

Visite tigoenergy.com/products

Para información del técnico:

Visite support.tigoenergy.com

Para obtener información adicional y asistencia para la selección de productos, use la herramienta de diseño en línea de Tigo en tigoenergy.com/desig



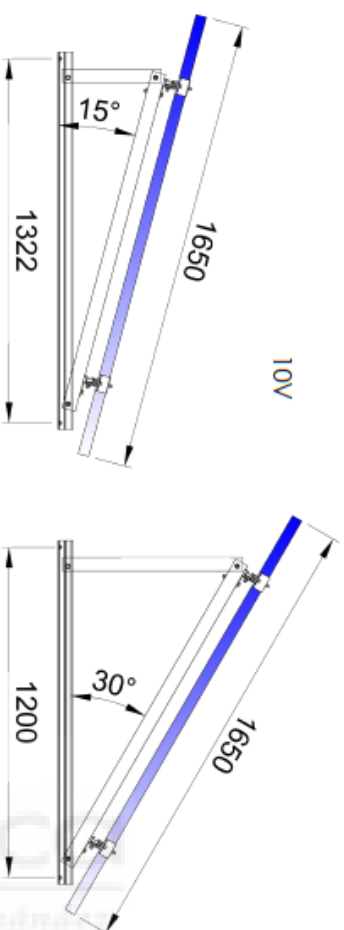
Soposte inclinado cerrado para cubierta de chapa metálica, vertical

10V-11V



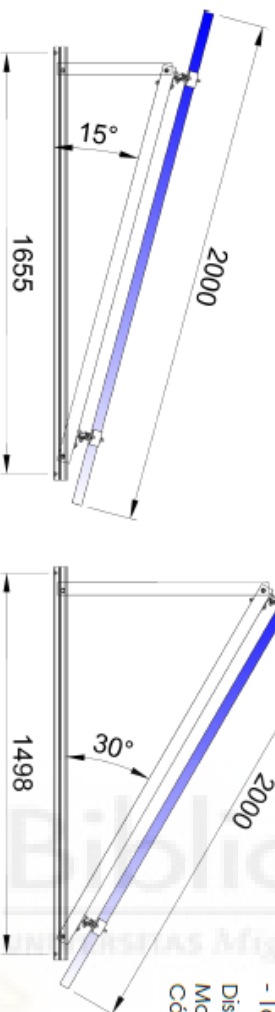
Válido para:

- Cubierta de chapa metálica, subestructura.
- Anclaje a correas.
- Soposte premontado.
- Tornillería de anclaje NO incluida
- Disponibilidad de tuercas antirrobo.
- Material 100% reciclable.
- Cómoda instalación.



Distancia máxima entre pórticos: ≤1322 mm.

11V



Distancia máxima entre pórticos: ≤1655 mm.

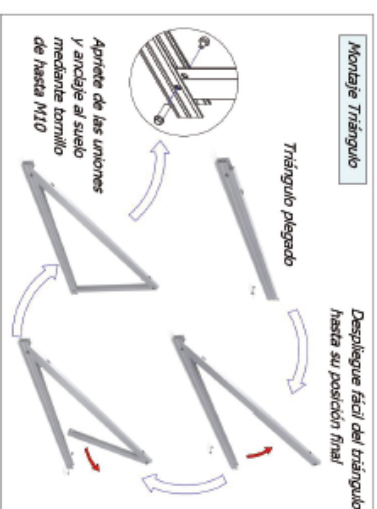


1650/2000x1000



- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
- Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada
- Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- Los presores no se deben apretar con máquinas de impacto.
- Para el montaje de los accesorios consultar detalle de montaje en menú "Detalles y Accesorios"

Montaje Triángulo



El kit incluye:

- Triángulos 10V-11V
- Perfiles G1
- Uniones G1
- Presores laterales
- Presores centrales
- Arrostramientos

Número de paneles

Vertical:

de 1 a 6 módulos

Inclinaciones:

estándar 15°/30°

Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.

Viento

150 Km/h

MATERIALES
TORNILLERÍA

Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería acero inoxidable A2-75

- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
- Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada

Para más información consultar



Herramientas necesarias:



Seguridad:



Par de apriete:
Tornillo Presor 7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
Tornillo M6x3 Hexagonal 10 Nm

ANEXO 4: FUTURA IMPLEMENTACIÓN DE PUNTOS DE RECARGA

4.1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES	97
4.2.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA ACTUACION	97
4.2.1.	ESTACIÓN DE RECARGA ELÉCTRICA	97
4.2.2.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPO	97
4.2.3.	GARANTÍA	98
4.2.4.	TIPO DE CONTRATO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	98
4.2.5.	TIEMPO DE CARGA.....	98
4.2.6.	VEHICULOS QUE PUEDEN RECARGAR SIMULTANEAMENTE.....	99
4.2.7.	SISTEMAS DE CONTROL	99
4.2.8.	JUSTIFICACION CUMPLIMIENTO NORMATIVA ITC-BT-52 (REBT).....	99
4.2.8.1.	ESQUEMA DE CONEXIÓN DEL VEHICULO ELÉCTRICO A LA ESTACIÓN DE RECARGA	99
4.2.8.2.	ESQUEMA DE INSTALACIÓN PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	99
4.2.8.3.	PREVISIÓN DE CARGAS.....	103
4.2.8.4.	REQUISITOS GENERALES DE LA INSTALCIÓN.....	103
4.2.8.5.	ALIMENTACIÓN	103
4.2.8.6.	SISTEMA DE CONEXIÓN DEL NEUTRO	103
4.2.8.7.	CANALIZACIÓN	103
4.2.8.8.	PUNTO DE CONEXIÓN	104
4.2.8.9.	PROTECCIÓN PARA GARANTIZAR LA SEGURIDAD.....	104

4.1. CARACTERISTICAS GENERALES

La futura implementación de los puntos de recarga tendrá como beneficiario a la Universidad Miguel Hernández, ubicando dichos dispositivos en suelo propiedad de la Universidad concretamente en distintos puntos del parking del Pabellón UMH, a 600 m del edificio Arenals.

La futura infraestructura de recarga será destinada para el uso público tanto de alumnos como profesorado del campus, y se implemetará un sistema de reservas telemáticas para facilitar la organización de los tiempos de carga.

4.2. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA ACTUACION

4.2.1. ESTACIÓN DE RECARGA ELÉCTRICA

Se proyecta la instalación de puntos de recarga para vehículos eléctricos:

- 10 estaciones de recarga de torre de 60kW para coches eléctricos

4.2.2. CARACTERISTICAS TECNICAS DEL EQUIPO

Especificaciones generales

Modelo	WALL BOX SUPERNOVA Cargador CC 60 kW 2xCCS
Longitud del cable	3 m
Color	Blanco
Modo de carga	CCS 2 Cable (HPC)
Dimensiones	86,8 x 45,3 x 200,0 cm (sin cable)
Peso	220 kg
Tª de funcionamiento	-35 °C a 50 °C
Tª de almacenamiento	-35 °C a 70 °C
Estandar	CCS (DIN 70121, ISO15118), IEC 61851-1, IEC 61851-23, IEC 61851-21-2, Certificado CHAdeMO 1.2

Especificaciones eléctricas

Potencia máxima	60 kW
Voltaje entrada	400 V
Corriente máxima	150 A

Tipo de conector	CCS2, CHAdeMO
Grosor del cable	5x6 mm ²
Corriente de carga configurable	Corriente de carga configurable de 6 A a 32 A
Frecuencia nominal	50 Hz
Grado de protección	IP54, IK10
Categoría de sobrevoltaje	CA MID
Detección de corriente residual	AC 30 mA / DC 6 mA

Comunicaciones

Conectividad	Ethernet, 2G/3G/4G/LTE, espacio para enrutador externo (carril DIN)
Funciones añadidas	Power Boost

4.2.3. GARANTÍA

Este sistema de estación de recarga tendrá una garantía mínima de dos años.

4.2.4. TIPO DE CONTRATO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

La conexión de estas estaciones de recarga se hará en la red interna de la Universidad, específicamente en el contador de potencia del edificio Arenal así podremos aprovechar el excedente de la instalación fotovoltaica, la potencia máxima del suministro es de 80 kW por lo que se podría alcanzar sin ningún problema la demanda de los 60 kW de carga.

4.2.5. TIEMPO DE CARGA

La instalación contará con el Power Boost, que es un sistema que permite optimizar la potencia que se entrega para la recarga del vehículo según los consumos que tenga el edificio.

Por lo que el tiempo de recarga del vehículo variará según los consumos que se den en cada momento. El sistema se configurará para que entregue una potencia de 0 kW a 60 kW, para no superar en ningún caso la potencia contratada.

Estos tiempos variarán también dependiendo el número de estaciones de recarga que se estén utilizando simultáneamente.

Este dispositivo permitirá que la estación de recarga optimice siempre al máximo la potencia disponible dando preferencia a los consumos del edificio,

de esta manera no aseguramos que bajo ninguna circunstancia salten las protecciones del edificio por superar la potencia contratada.

4.2.6. VEHICULOS QUE PUEDEN RECARGAR SIMULTANEAMENTE

Este conjunto de estaciones de recarga permite cargar simultáneamente 20 vehículos ya que cada Wallbox Super Nova permite la carga de dos vehículos simultáneamente.

4.2.7. SISTEMAS DE CONTROL

Las estaciones de recarga se podrán comunicar con la red mediante Wifi o cable Ethernet. El usuario puede configurar y controlar la estación de recarga mediante la App de Wallbox o accediendo a my Wallbox Portal.

4.2.8. JUSTIFICACION CUMPLIMIENTO NORMATIVA ITC-BT-52 (REBT)

4.2.8.1. ESQUEMA DE CONEXIÓN DEL VEHICULO ELÉCTRICO A LA ESTACIÓN DE RECARGA

El esquema de conexión del vehículo eléctrico a la estación de recarga será mediante un cable terminado en un conector: el cable forma parte de la instalación fija. Tal como se muestra en el caso del ITC-BT 52.

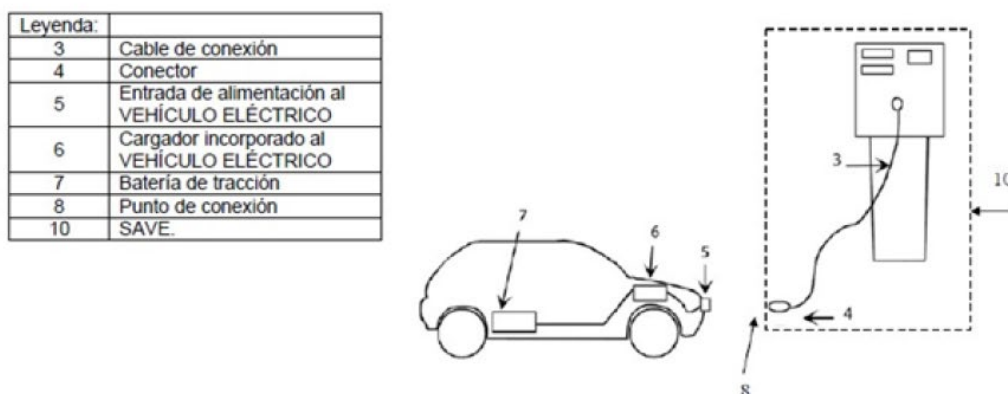


Figura 3. Caso C. Conexión del VEHÍCULO ELÉCTRICO a la estación de recarga mediante un cable terminado en un conector: el cable forma parte de la instalación fija.

4.2.8.2. ESQUEMA DE INSTALACIÓN PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

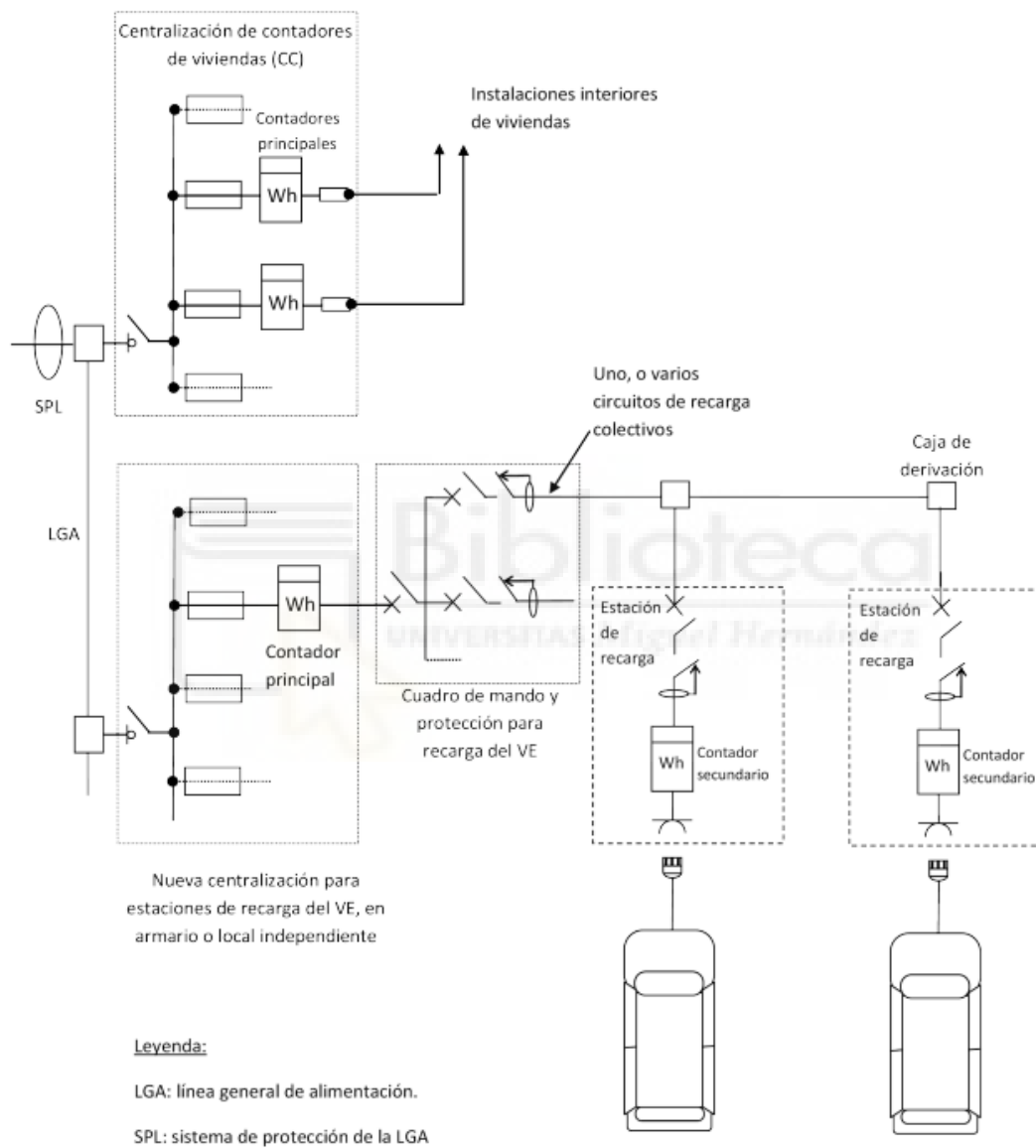


Figura 6. Esquema 1b: instalación colectiva troncal con contador principal en origen de la instalación y contadores secundarios en las estaciones de recarga (con nueva centralización de contadores para recarga VEHÍCULO ELÉCTRICO)

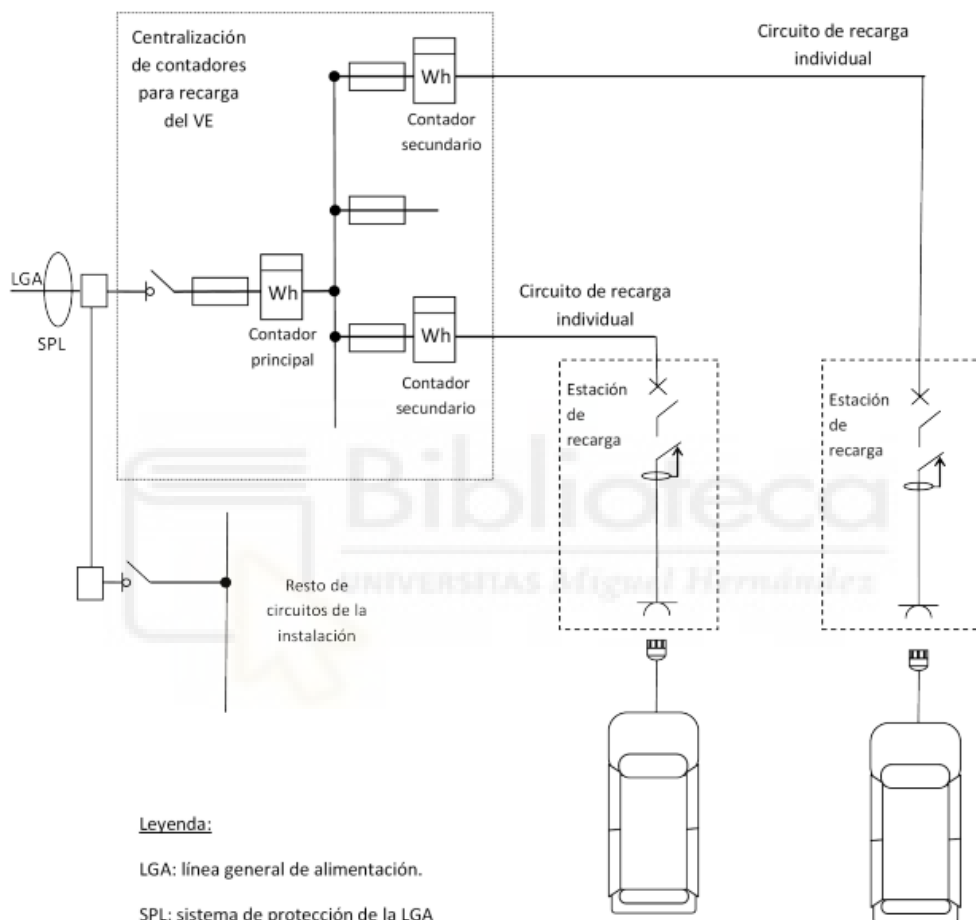


Figura 7. Esquema 1c: instalación colectiva con un contador principal y contadores secundarios individuales para cada estación de recarga.

Para la selección entre los esquemas 1a y 1b, se aplicarán los siguientes criterios de

prioridad, en primer lugar se utilizarán los módulos de reserva de la centralización existente

(esquema 1a), si ello no fuera suficiente se ampliará la centralización existente utilizando también el esquema 1a, en último caso y por falta de espacio, se dispondrán una o varias

centralizaciones nuevas en armarios o locales (esquema 1b).

La protección de los circuitos de recarga se puede realizar con fusibles o con interruptores automáticos. La centralización de contadores para recarga del vehículo

eléctrico puede formar parte de la centralización existente o disponerse en una o varias.

centralizaciones nuevas en armarios o locales.

4.2.8.3. PREVISIÓN DE CARGAS

La previsión de cargas se realizará considerando un factor de simultaneidad de las cargas del vehículo eléctrico con el resto de los circuitos de la instalación igual a 1.

Se adjunta a continuación la potencia máxima prevista para la estación de recarga:

- 10 estaciones subdivididas en 2 cada una de estas con una potencia de 30 kW cada salida por coche, según reglamento s necesitaría por línea una protección de 50A.

4.2.8.4. REQUISITOS GENERALES DE LA INSTALCIÓN

La instalación cumplirá con todos los requisitos generales para el esquema 1 1 “Esquema colectivo o troncal con un contador principal en el origen de la instalación”. Optado en este caso.

4.2.8.5. ALIMENTACIÓN

La tensión nominal de la instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos será de 400 Vac.

4.2.8.6. SISTEMA DE CONEXIÓN DEL NEUTRO

El edificio cuenta con una instalación eléctrica previa con su correspondiente puesta a tierra. Para este caso se procederá a conectar la instalación a la tierra en el edificio.

4.2.8.7. CANALIZACIÓN

Las canalizaciones necesarias para la instalación de puntos de recarga cumplen con los requerimientos que se establecen en las diferentes ITC's del REBT.

En concreto, son de aplicación las siguientes ITC's:

ITC-BT-21 Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras

Los tubos a instalar cumplirán con las características indicadas en el apartado "1.2.1 Tubos en canalizaciones fijas en superficie"

Tabla 1. Características mínimas para tubos en canalizaciones superficiales ordinarias fijas

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D > 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

4.2.8.8. PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión se situará junto a la plaza a alimentar, y se instalará de forma fija anclada en la acera colindante de la misma.

La conexión de la línea de cada estación de recarga se realizará mediante arquetas existentes, a través de la canalización que llega hasta el contador.

4.2.8.9. PROTECCIÓN PARA GARANTIZAR LA SEGURIDAD

Se cumplirá de manera general todas las medidas de protección citadas en el ITC-BT-52

Aquí se detallan algunas de mayor aplicación para este caso.

4.2.8.9.1. MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

El circuito para la alimentación de la estación de recarga de vehículo eléctrico dispondrá de conductor de protección y la instalación dispone de toma de tierra.

El punto de recarga dispondrá en la envolvente de protección magnetotérmica (3P)+N 50 A y protección diferencial tipo (3P) +N 50A 30 mA en la misma envolvente.

4.2.8.9.2. MEDIDAS DE PROTECCIÓN EN FUNCIÓN DE LAS INFLUENCIAS EXTERNAS

Grado de protección contra penetración de cuerpos sólidos y contra la penetración de agua: IP54.

Grado de protección contra impactos mecánicos: las estaciones de recarga dispondrán de un IK08.

Grado de protección de las canalizaciones: los tubos presentarán una resistencia mecánica al impacto de grado 4 y una resistencia mínima a la compresión grado 5.

4.2.8.9.3. MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBREENSIDADES

Los circuitos de recarga, hasta el punto de conexión, deberán protegerse contra sobrecargas y cortocircuitos con dispositivos de corte omipolar, curva C, dimensionados de acuerdo con los requisitos de la ITC-BT-22.

4.2.8.9.4. MEDIDA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Los sistemas WALL BOX SUPERNOVA cuentan con protección CAT III contra sobrevoltajes como se especifica en su ficha técnica.

4.2.8.9.5. CONCLUSIÓN

En base a lo expuesto en el presente documento, se puede concluir que la instalación propuesta de estaciones de recarga cumple todos los requerimientos reflejados en las normas indicadas.