PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED

1.- EXPEDIENTE Y AUTOR DEL ENCARGO

1.1.- EXPEDIENTE

Referencia:	SIK-002/2018
Descripción:	Fotovoltaica aulario de Jeréz
Fecha:	31/03/20
Dirección:	Campus de la Universidad de Jerez
Localidad:	Jerez. Cádiz
Proyectado por:	SIK Ingeniería. S.L.P.

1.2.- AUTOR DEL ENCARGO

Propietario:	Universidad de Cádiz
CIF:	
Dirección:	
Localidad:	
Código postal:	

2.- ANTECEDENTES

2.1.- Introducción a una instalación conectada a Red

Los sistemas de conexión a la red eléctrica podemos decir que constituyen una de las aplicaciones que actualmente han experimentado una mayor expansión en el campo de las actividades fotovoltaica durante los últimos años. De hecho, el aumento y la extensión a gran escala de este tipo de aplicaciones ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permita, optimizar el diseño y funcionamiento tanto de productos como de instalaciones completas, lo que incluye el desarrollo de nuevos productos con los conocimientos adquiridos y, el poder evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico, siempre cuidando la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental.

En España, cualquier interesado puede convertirse en productor de electricidad a partir de la energía solar. A partir de este momento el desarrollo sostenible puede verse impulsado desde las iniciativas particulares que aprovechando el recurso solar pueden contribuir a una producción de energía de manera más limpia. Ahora, el ciudadano en su vivienda unifamiliar, la comunidad de vecinos, las empresas u otras entidades que lo deseen podrán disponer de su instalación solar conectada a la red eléctrica.

Por fin el desarrollo sostenible puede verse impulsado desde las iniciativas particulares que aprovechando el recurso solar pueden contribuir a una producción de energía de manera más limpia y más nuestra. No hay que olvidar la buena imagen corporativa que conllevan este tipo de iniciativas en una sociedad cada vez más sensibilizada con su medioambiente.

Por ello se pretende desarrollar una instalación de producción de energía eléctrica por medio de infraestructuras solares fotovoltaicas, sobre la cubierta del edificio objeto de este proyecto, para su autoconsumo propio en la instalación receptora, sin vertido a la red general de distribución.

Con independencia de la voluntariedad de ser productor de energía eléctrica mediante placas solares fotovoltaicas, el Código Técnico de la Edificación establece, en sus Documentos Básicos, la obligatoriedad de que en las nuevas edificaciones que se realicen con ciertas características constructivas y de uso, sea prescriptiva la dotación de instalaciones de generación fotovoltaica para el aporte de un nivel de ahorro energético. Concretamente, el Documento Básico que regula dicha prescripción es el CTE DB HE5, exigiéndose una contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

Esta instalación se realizará en cumplimiento con lo dictado en Documento Básico del CTE, DB-HE, Ahorro de Energía, en su Sección HE 5, Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, donde se especifica que, los edificios de más de 3.000 m2 construidos, incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos. En tal sentido siendo de obligatorio el cumplimiento la contribución solar fotovoltaica, al ser un edificio de superficie construida mayor a 3.000 m2, se ha decidido proyectar una instalación solar fotovoltaica de 51,23 kWp.

Según se establece en la normativa de aplicación actual, que permite en España que cualquier interesado pueda convertirse en productor de electricidad a partir de la energía solar. A partir de este momento el desarrollo sostenible puede verse impulsado desde las iniciativas particulares que aprovechando el recurso solar pueden contribuir a una producción de energía de manera más limpia. Ahora, el ciudadano en su vivienda unifamiliar, la comunidad de vecinos, las empresas u otras entidades que lo deseen podrán disponer de su instalación solar conectada a la red eléctrica, pudiendo realizar el vertido de los excedentes a la red pública, registrándose como productor para su venta o compensando los excedentes vertidos sobre su factura de consumo eléctrico con la compañía suministradora.

En ese sentido, se está dando con mucha frecuencia el uso de las instalaciones generadoras fotovoltaicas para autoconsumo, donde se emplean equipos de control de la energía producida, dado que regulan el rendimiento de los inversores si se detecta que la energía producida es mayor que la

energía consumida en cada instante. De esa forma, ante un eventual descenso de consumo por parte del usuario, el vertido a la red se lleva a cero, usándose únicamente la producción de energía para uso propio del consumidor.

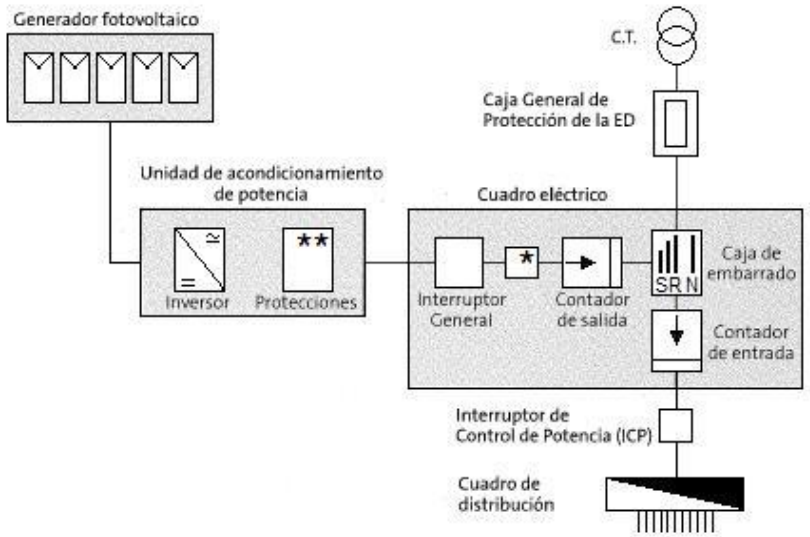
Nos se contemplan en este proyecto las instalaciones de extensión que permiten evacuar la energía excedente generada hacia la red de distribución, para lo cual se ha previsto incorporar un módulo de control de inyección cero.

3.- DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA DE CONEXIÓN A RED

3.1.- Descripción de un sistema de conexión a Red

Según establece la legislación vigente, los aspectos mínimos que debe cumplir una instalación fotovoltaica conectada a red son los que a continuación se enumeran:

- La instalación se ha de realizar de acuerdo con el siguiente esquema unificar:

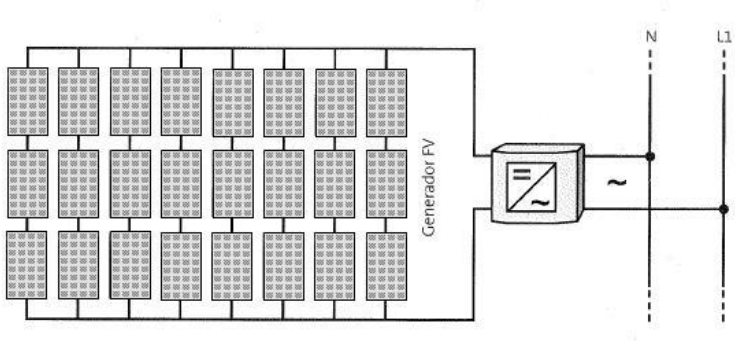


- Las instalaciones fotovoltaicas no podrán diseñarse con acumuladores y/o equipos de consumo de energía intermedios entre el campo de módulos fotovoltaicos y la red de distribución de la compañía.
- Si la suma de podenca nominal de los inversores es superior a 5Kw la conexión será trifásica.
- La variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación a la red será trifásica.
- Se procurará que el factor de potencia sea lo más próximo a la unidad.
- Se dispondrá de un contador de energía de salida y otro de entrada de energía o uno bidireccional. Todos ellos serán de clase 2 y precintados. La corriente nominal de salida de los inversores ha de estar comprendida entre el 50% de la corriente nominal y la corriente máxima de precisión del contador.
- Las protecciones a instalar entre el inversor y la red de la compañía han de ser las siguientes:
    - Interruptor magnetotérmico en el punto de conexión, accesible a la E.D.
    - Interruptor automático de la interconexión con relé de enclavamiento, estos accionado por variación de tensión y de frecuencia.
    - El rearme de la conexión instalación fotovoltaica-red han de ser automático.
    - Los inversores han de cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y compatibilidad electromagnética de acuerdo a la legislación.
    - Las tomas de tierra de la instalación fotovoltaica serán independientes de la del neutro de la E.D. y de las masas de la edificación.

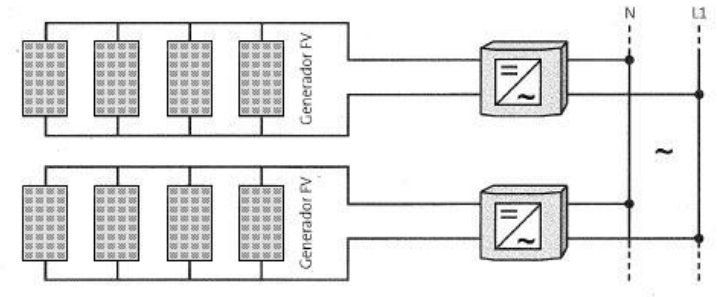
TECNOLOGÍAS PREDOMINANTES DE INVERSORES:

- Configuración de inversor centralizado:

Cuando se conectan pocos módulos en serie en un ramal (de 3 a 5 módulos), la tensión a la salida del generador fotovoltaico está dentro del rango de bajas tensiones por lo que además de tener mayor seguridad eléctrica, tiene la ventaja de que a estos ramales de pocos módulos conectados en serie le afectan menos las sombras, ya que como es el módulo que está más afectado por la sombra es el que fija la corriente de todo el ramal, siendo esto mucho más perjudicial en un ramal con muchos módulos conectados en serie.

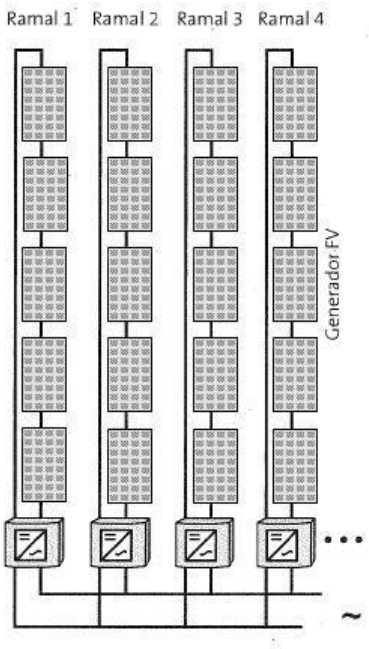


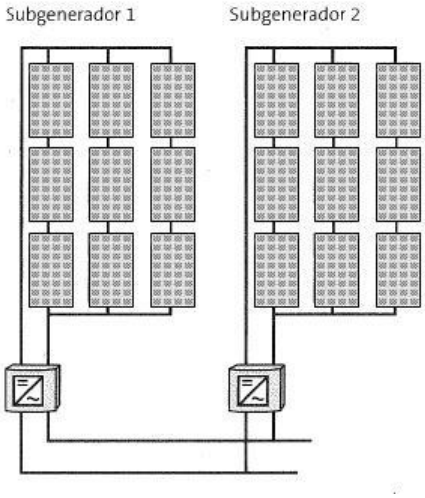
Un caso particular de ramal corto es cuando todos los módulos se conectan en paralelo. En esta caso a la configuración resultante se le conoce como: configuración de conexión en paralelo



- Configuración de inversor por ramal:

En una instalación en la que existen partes del generador fotovoltaico con diferentes orientaciones y/o inclinaciones, o en el caso de sombras inevitables, se pueden disminuir considerablemente las pérdidas en la instalación fotovoltaica por estos efectos si cada una de estas partes del generador fotovoltaico, con una misma orientación e inclinación, está conectada directamente a un inversor específico. De esta forma se consigue que todos los módulos que van conectados a un inversor reciban en cada momento el mismo nivel de irradiación





Inversor por ramal **Inversor por subcampos**

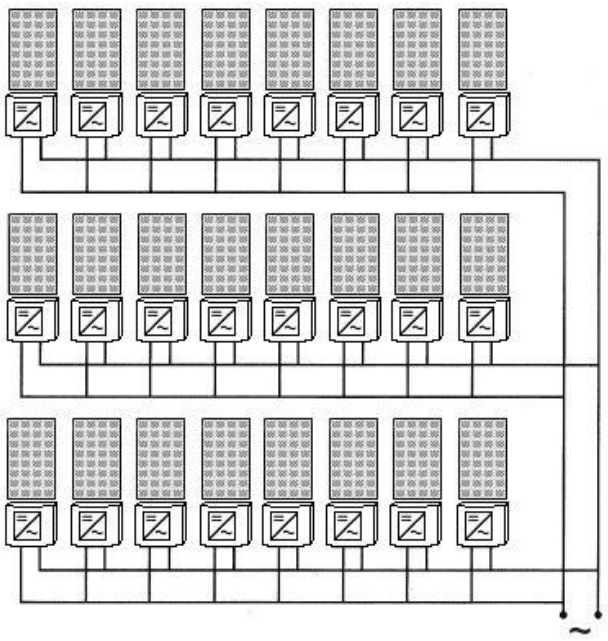
Mediante el uso de inversores por ramal la instalación fotovoltaica se simplifica y por ello los costes de montaje disminuyen considerablemente. Los inversores se colocan normalmente inmediatamente después del generador fotovoltaico todos ellos conectados en paralelo.

Presentan las siguientes ventajas:

- Supresión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico
- Reducción del cableado de los módulos y supresión de la conducción principal de corriente continua.
- Reducción de costes asociada a los dos aspectos anteriores.

- Configuración de inversor en módulo:

Esta configuración consiste en instalar un pequeño inversor independiente a cada uno de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación. Con ello se consigue que cada uno de los módulos fotovoltaicos trabaje en su punto de máxima potencia y la instalación se puede ampliar de manera muy sencilla. El inconveniente de este tipo de instalación el su mayor coste, además de un menor rendimiento de estos inversores respecto a los de mayor dimensión, pero que se compensa con un mejor rendimiento de los módulos fotovoltaicos.



- Ubicación del inversor, protecciones y contadores:

Las distancias entre el generador fotovoltaico, inversor y contadores deben ser lo más cortas posibles con el objeto de minimizar los costes y las pérdidas de energía en el cableado.

Es preferible que el inversor esté situado en el interior, en un lugar lo más protegido de las condiciones ambientales desfavorables como la lluvia, nieve, viento, ...

Las protecciones a la salida del inversor así como los contadores, deben estar en un lugar accesible por el personal de la compañía distribuidora para poder leer los contadores y accinar las protecciones en caso de emergencia.

LEGISLACIÓN APLICABLE:

La legislación a tener en cuenta en el siguiente proyecto será:

• Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002 por el que se aprueba el nuevo Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT01 a BT 51.

• Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

• Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

• Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

• Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

• Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

• Real Decreto 1110/2007, 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

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

• Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía», del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

• Ley 31/1995, de 8 de noviembre de prevención de riesgos laborales;

• Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, y resto de normativa aplicable en materia de prevención de riesgos.

• Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.

• Pliego de condiciones técnicas del IDAE.

• Reglamento UE 2016/364 de la comisión de 1 de Julio de 2015, relativo a la clasificación de las propiedades de reacción al fuego de los productos de construcción de conformidad con el Reglamento (UE) número 305/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo.

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

• Real Decreto 732/2019 de 20 de diciembre, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

• Normas UNE de aplicación.

4.- CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

4.1.- Configuración del sistema

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES. CARACTERÍSTICAS GENERALES

La instalación estará formada por una agrupación con una potencia total de 51,23 kWp nominales.

Los módulos FV se instalarán sobre estructuras de perfiles de aluminio, apoyadas sobre otra estructura implantada en cubierta, para su ubicación en el edificio. Todo el conjunto se ubica en una zona sin edificaciones, por lo que las afecciones de sombra sólo se corresponderán a elementos de la propia instalación.

Se adecuará una estancia en la cubierta del edificio para la ubicación del inversor. De esta partirán los cables de baja tensión trifásica de 400 V que salen del inversor hacia el cuadro de protección y medida ubicado en la planta baja, para acometer en la red de distribución existente de BT.

Las características principales de los elementos de la instalación son:

Datos de radiación	
Localidad:	CADIZ
Latitud:	36,50

GENERADORES FOTOVOLTAICOS:

Los paneles solares son el elemento de generación eléctrica y se pueden disponer en serie y/o paralelo para obtener la tensión nominal requerida en cada caso. Estos paneles están formados por un número determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.

El módulo solar propuesto es el modelo SRP-400-BMA-HV de 400,20 Wp del fabricante Seraphim. Estos módulos tienen 25 años de garantía en el rendimiento, aunque su uso se extiende fácilmente más allá de esos 25 años. Permiten un rápido montaje gracias al acoplamiento de enchufe.

Está formado por células solares de Si-mono-PERC de alto rendimiento para una producción máxima de energía por metro cuadrado de superficie.

Generador Fotovoltaico: Subcampo 1 String 2 [22]			
Módulo:	SRP-400-BMA-HV	Acimut (αº):	-15,00
Número de Módulos en serie:	16	Inclinación (βº):	35,00
Número Módulos:	16	Número de ramales en paralelo:	1
Área generador (m^2):	20,36	Potencia generador (kWp):	6,40

Generador Fotovoltaico: Subcampo 2 String 2 [9]			
Módulo:	SRP-400-BMA-HV	Acimut (αº):	-15,00
Número de Módulos en serie:	16	Inclinación (βº):	35,00
Número Módulos:	16	Número de ramales en paralelo:	1

Área generador (m^2):	20,36	Potencia generador (kWp):	6,40

Generador Fotovoltaico: Subcampo 2 String 1 [11]			
Módulo:	SRP-400-BMA-HV	Acimut (α^o):	-15,00
Número de Módulos en serie:	16	Inclinación (β^o):	35,00
Número Módulos:	16	Número de ramales en paralelo:	1
Área generador (m^2):	20,36	Potencia generador (kWp):	6,40

Generador Fotovoltaico: Subcampo 1 String 4 [20]			
Módulo:	SRP-400-BMA-HV	Acimut (α^o):	-15,00
Número de Módulos en serie:	16	Inclinación (β^o):	35,00
Número Módulos:	16	Número de ramales en paralelo:	1
Área generador (m^2):	20,36	Potencia generador (kWp):	6,40

Generador Fotovoltaico: Subcampo 2 String 3 [13]			
Módulo:	SRP-400-BMA-HV	Acimut (α^o):	-15,00
Número de Módulos en serie:	16	Inclinación (β^o):	35,00
Número Módulos:	16	Número de ramales en paralelo:	1
Área generador (m^2):	20,36	Potencia generador (kWp):	6,40

Generador Fotovoltaico: Subcampo 2 String 4 [12]			
Módulo:	SRP-400-BMA-HV	Acimut (α^o):	-15,00
Número de Módulos en serie:	16	Inclinación (β^o):	35,00
Número Módulos:	16	Número de ramales en paralelo:	1
Área generador (m^2):	20,36	Potencia generador (kWp):	6,40

Generador Fotovoltaico: Subcampo 1 String 3 [18]			
Módulo:	SRP-400-BMA-HV	Acimut (α^o):	-15,00
Número de Módulos en serie:	16	Inclinación (β^o):	35,00
Número Módulos:	16	Número de ramales en paralelo:	1
Área generador (m^2):	20,36	Potencia generador (kWp):	6,40

Generador Fotovoltaico: Subcampo 1 String 1 [21]			
Módulo:	SRP-400-BMA-HV	Acimut (α^o):	-15,00
Número de Módulos en serie:	16	Inclinación (β^o):	35,00
Número Módulos:	16	Número de ramales en paralelo:	1
Área generador (m^2):	20,36	Potencia generador (kWp):	6,40

INVERSORES:

El inversor es un equipo fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la

conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

El inversor propuesto es el INGECON-SUN_25 del fabricante Ingeteam, para aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red, salida Trifásica y completamente autónomo. Se conecta por un lado al conjunto de paneles fotovoltaicos de los que recibe la energía eléctrica en forma de tensión continua y por otro a la red eléctrica, a la que inyecta dicha energía transformada adecuadamente en corriente alterna a la red interior del edificio.

Un módulo específico de control de inyección cero, compara la producción de energía eléctrica procedente del generador formado por el campo solar de paneles fotovoltaicos y lo compara con la energía eléctrica que consume en cada momento las instalaciones del edificio, de forma que modifica el rendimiento del inversor, ajustando la producción de energía a las necesidades de consumo del edificio. De esta forma nunca se inyectará a la red de la compañía suministradora la energía eléctrica sobrante.

Inversor: Inversor Subcampo 2 [15-14]			
Inversor:	INGECON-SUN_25	Potencia nominal AC (kW):	25,00
Tipo conexión:	Trifásica	Potencia AC (kW):	24,31

Inversor: Inversor Subcampo 3 [6-5]			
Inversor:	INGECON-SUN_25	Potencia nominal AC (kW):	25,00
Tipo conexión:	Trifásica	Potencia AC (kW):	24,31

RESUMEN DEL SISTEMA:

Total sistema:			
Número total de Módulo:	128	Número total inversores:	2
Potencia total del G.F. (kWp):	51,23	Potencia del sistema (kW):	48,61
Área total (m^2):	162,89	Coseno de φ:	1,00

5.- DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS

5.1.- Descripción de los equipos

En el siguiente apartado de la memoria, se pretende describir los diferentes equipos que componen la instalación, subdivididos en los apartados que a continuación se detallan.

5.1.- MODULOS FOTOVOLTAICOS

5.1.1.- Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos que se pretenden instalar en presente proyecto deberán de cumplir los siguientes requisitos básico:

1. Han de estar diseñados y construidos de forma que cumplan toda la normativa vigente de homologación.
2. El módulo fotovoltaico deberá superar toda la normativa vigente en Europa aplicable a los mismos y estar correctamente homologado.
3. Se procurará que la relación Precio/Wp sea lo más baja posible.
4. Características eléctricas adecuadas: La tensión de máxima potencia, de circuito abierto, corriente de cortocircuito, máxima potencia y pico sean lo más similar posible, procurando que se cumpla una tolerancia de estos parámetros de unos ±3% para grandes instalaciones y un ±5% para pequeñas.
5. TONC lo más bajo posible
6. Facilidad de interconexión de módulos
7. Facilidad de fijación del módulo a estructura soporte

Teniendo en cuenta los requerimientos anteriores, se ha decidido crear 8 generadores fotovoltaicos, para los cuales emplearemos los siguientes tipos de módulos fotovoltaico:

Especificaciones generales					
Modelo:	SRP-400-BMA-HV				
Fabricante:	Seraphim				
Tipo de célula:	Si-mono-PERC				
Nº células paralelo:	2	Nº células serie:	72		
Especificaciones eléctricas					
Tensión Nominal (V):	41,40	Potencia máxima (Wp):	400,20		
Corriente de cortocircuito (A):	10,10	Tensión a circuito abierto (V):	49,10		
Corriente a máxima potencia (A):	9,62	Tensión a máxima potencia (V):	41,60		
Características constructivas					
Alto (mm):	2.015,00	Ancho (mm):	1.002,00	Grosor (mm):	40,00
Peso (Kg):	23,00	Nº de cajas de empalme:			1

5.2.- INVERSORES

5.2.1.- Inversores

El funcionamiento de los inversores propuestos es el siguiente: trabajan conectados por su lado DC a un generador fotovoltaico, y por su lado AC a un transformador que adapta la tensión de salida del inversor a la red. Este transformador permite además el aislamiento galvánico entre la parte DC y la AC.

Los inversores que se pretenden instalar en presente proyecto deberán de cumplir los siguientes requisitos básico:

1. Han de estar diseñados y construidos de forma que cumplan toda la normativa vigente de homologación.

2. El inversor deberá superar toda la normativa vigente en Europa aplicable a los mismos y estar correctamente homologado.

3. Permitir la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, evitando el funcionamiento en isla, con lo cual se garantiza la seguridad de los operarios de la compañía distribuidora

4. Deberá actuar como controlador permanente de aislamiento para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de resistencia de aislamiento.

El inversor permanece en estado de espera siempre y cuando la tensión de paneles en circuito abierto sea inferior a la mínima de arranque (valor ajustable en la puesta en marcha). Fuera de esas condiciones, el inversor se encontrará desconectado de la red.

Los Inversores FV III funcionan convirtiendo la potencia continua proporcionada por el generador fotovoltaico en potencia alterna trifásica. El sistema de control incorpora un microcontrolador que asegura la extracción de la potencia máxima en cada instante del generador fotovoltaico, funcionamiento llamado MPPT (Maximum Power Point Tracking).

La topología del Inversor FV III proporciona la inyección en la red eléctrica de corrientes senoidales pura, sin contenido en armónicos (distorsión en corriente < 3% a potencia nominal), eliminando los errores de sincronización de aquellos inversores que utilizan topologías de generación en tensión, como por ejemplo:

– Sensibilidad a las bruscas variaciones de tensión de red.

– Sensibilidad a variaciones de fase de la red.

– Sensibilidad frente a distorsiones transitorias de red que provocan la circulación de sobreintensidades y en ocasiones el disparo del inversor o de sus protecciones.

El inversor incorpora vigilantes de red que se aseguran su desconexión de ésta en caso de que falle, bien por salida de sus rangos de operación o bien por un fallo de ésta. El circuito de potencia está basado en puentes inversores con IGBT's en número adecuado en función de la potencia total de salida del inversor, con sistemas de protección de los semiconductores que aseguren su integridad ante cualquier fallo, bien sea por causas externas como por internas de control.

PROTECCIONES INCLUIDAS

El Inversor III Fotovoltaico incorpora todas las protecciones exigidas por la reglamentación además de las propias del equipo. Las protecciones son:

- Protección contra funcionamiento en isla.
- Contactor para conexión y desconexión de red gobernado por el inversor con rearme automático, una vez transcurridos tres minutos tras recuperar las condiciones de la red, y con posibilidad de ser activado manualmente.
- Protección de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1.1 y 0.85 Um).
- Protecciones contra sobretensiones en CC.
- Protección contra sobretensiones en CA.
- Protección contra sobretemperaturas.
- Parada de seguridad por fusión de fusibles.
- Software de control de protecciones no manipulable por el usuario.
- Transformador de aislamiento.
- Comunicación de parámetros de producción y de control e integración en red BMS.

REQUISITOS DE VENTILACIÓN

Los inversores deben ir instalados en posición vertical y a una distancia mínima de 0,2 m de cualquier obstáculo, pared o similar, tanto por la parte delantera como la trasera, permitiendo la adecuada circulación de aire para la refrigeración del equipo.

La temperatura ambiente máxima de funcionamiento del equipo es de 65 ºC.

Por tanto, para conseguir estas temperaturas, será preciso asegurar la ventilación natural o forzada de la caseta donde irán ubicados. El tamaño de las rejillas de ventilación o características del extractor serán suficiente para tal efecto.

La evacuación de calor del propio inversor al local donde se encuentra ubicado queda garantizada con los extractores de dimensiones adecuadas que instala el fabricante.

Teniendo en cuenta los requerimientos anteriores, se ha decidido emplear 2 inversores empleando los siguientes tipos:

Especificaciones generales			
Modelo:	INGECON-SUN_25		
Fabricante:	Ingeteam		
Especificaciones eléctricas			
Potencia Nominal (W):	25.000,00	Potencia máxima (W):	27.500,00
Tensión DC mínima (V):	405,00	Tensión DC máxima (V):	900,00

Tensión AC nominal (V):	400,00	Factor de potencia			1,00
Rendimiento (%)	94,90	Tipo de salida			Trifásica
Características constructivas					
Largo (mm):	740,00	Ancho (mm):	550,00	Alto (mm):	1.270,00
Peso (Kg):	323,50				

5.3.- MONITORIZACIÓN

5.3.1.- Monitorización

El sistema de monitorización implementado en el sistema solar fotovoltaico, vendrá equipado para la comunicación con el ordenador que procesará la información y la mostrará al usuario. Esta comunicación la realizará por puerto de comunicación estándar (RS-485, RS-232, USB, modem GPRS o similar) o bien mediante otro propietario que se encuentre correctamente normalizado y cumpla con las especificaciones básicas de un puerto de comunicación homologado, y también in situ desde el frontal del inversor a través de un teclado y comunicación inalámbrica.

La información que este sistema debería de mostrar al usuario fuera al menos:

- Tensión y corriente de entrada.
- Potencia activa de salida y potencia de entrada
- Radiación y temperatura en el array fotovoltaico (en el caso que contemos con medidores)
- Energía total inyectada en la red.
- Estado del sistema

ALARMAS

Al ser un inversor totalmente autónomo, no precisa la intervención de ningún usuario, salvo en los casos en los que sea necesaria su configuración o ante una alarma. Las alarmas indicadas por este inversor son las siguientes:

- Fallo de tensión en la red: cuando la tensión a la que se conecta el inversor está fuera del rango de funcionamiento. Se rearma automáticamente al reponerse las condiciones de la red.
- Fallo de frecuencia de red: cuando la frecuencia a la que se conecta el inversor está fuera del rango de funcionamiento. Se rearma automáticamente al reponerse las condiciones de la red.
- Fusión de fusibles: cuando el fusible que protege la conexión de corriente continua se ha fundido.
- Secuencia de fases errónea: cuando el orden de conexionado de las fases no es el correcto.
- Derivación en paneles: cuando el nivel de aislamiento del generador fotovoltaico ha descendido por debajo de un umbral mínimo.
- Actuación de protecciones internas: cuando las protecciones del inversor se han activado.
- Protección de isla: cuando el inversor intenta funcionar en ausencia de la red a la que está conectado.

- Sobretemperatura: cuando la temperatura interna del inversor es superior a los 90 ºC.

5.4.- CONTADORES, PROTECCIONES, ...

5.4.1.- Contadores, protecciones, ...

La instalación ha de contar con los requerimientos que se exigen y están expuestas en el Real Decreto 1663/2000 de 29/09/2000, ELECTRICIDAD. Conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, siendo su órgano emisor el Ministerio economía y publicado en el BOE del 30/09/2000, así como con la propuesta de seguridad del pliego técnico que nos ocupa y deberá de contar con los siguientes elementos de protección:

1. **La instalación debe disponer de una separación galvánica** entre la red de distribución de la compañía y la instalación fotovoltaica por medio de un transformador de seguridad que cumpla la Norma UNE 60742. (normalmente irá incluida en el inversor)
2. **Interruptor general manual**, interruptor magneto térmico omnipolar con intensidad de cortocircuito de acuerdo a las indicaciones de la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor ha de poder ser accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual. Asimismo, este interruptor deberá poder ser bloqueado por la compañía a fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso necesario.
3. **Interruptor automático diferencial**. Con las características adecuadas para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento.
4. **Interruptor automático de interconexión:** interruptor omnipolar para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia nominales de la red, accionado por relés de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia.
5. **Puesta a tierra del marco de los módulos y de la estructura** mediante cable de cobre desnudo y pica de tierra, siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones, en otras palabras, esta puesta a tierra no ha de alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.
6. **Aislamiento clase II** en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, protecciones, ...

Estas protecciones, una vez comprobadas, deben quedar precintadas por la compañía por la compañía distribuidora y, por su parte, el rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será automático una vez restablecida la tensión por la compañía distribuidora.

Además de estas protecciones debe instalarse un equipo de medida de energía eléctrica de las siguientes características, que estarán ubicados en los siguientes módulos:

a) **Módulo de salida:** Contiene el conjunto de elementos para la medida de la energía neta producida por la instalación fotovoltaica.

   Se instalará a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida y se encontrará debidamente identificado. El módulo de salida no estará dotado en ningún caso de fusibles.

   Este será de tipo armario para su instalación en intemperie o de doble aislamiento para su instalación en interior.

b) **Módulo de entrada:** Contiene el conjunto de elementos para la medida, en su caso, del consumo del suministro que pudiera haber en el mismo emplazamiento de la instalación fotovoltaica, distinto del consumo de los propios servicios auxiliares que pudiera tener la instalación fotovoltaica propiamente dicha.

Este equipo de medida de lso puntos de consumo debe estar compuesto por los siguientes elementos:

Trifásica:

- 1 Contador de activa multifunción ó
- 1 Contador de activa trifásico + Reloj de cambio de tarifas
- Contador de energía reactiva si la potencia es mayor de 15 kW.
- Envolvente, que cumplirá con lo indicado por la compañía distribuidora.
- Bornas de conexión cableado, aptas para la entrada de la red procedente de la caja de conexión.
- Embarrado para potencias mayores de 50 kW (3 fases + neutro)
- 3 Transformadores de intensidad
- Regleta de verificación

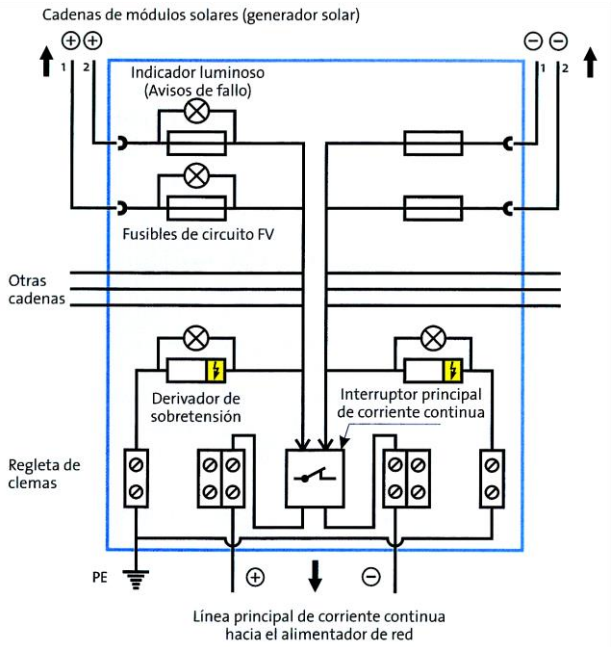
Además de las protecciones y consideraciones mencionadas, se tendrá en cuenta en la instalación los siguientes puntos adicionales con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal:

1. La sección de todos los conductores será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean igual o inferior a los valores especificados en los datos generales del proyecto de la tensión de trabajo del sistema en cualquier condición de operación (ΔV entre paneles 1,00% + ΔV entre paneles e inversor 1,00% + ΔV entre paneles y resto de la red 1,00%). Todos los cables han de ser adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado.

CONEXIONADO ELÉCTRICO

El campo fotovoltaico está formado por una serie de módulos FV en serie, en número condicionado por las características eléctricas y de temperatura de los propios módulos y del inversor. Los conjuntos en serie se conectan en paralelo en las cajas de conexión y dentro de los límites para no sobrecargar el inversor y que se mostrarán en el apartado de cálculos.

El cableado de corriente continua se realizará con cable RV-K 0,6/1kV. Este cable tiene aislamiento de polietileno reticulado, cubierta de PVC y está preparado para un aislamiento de 1000 V.



De acuerdo con la BT-ITC-30 referentes a locales a la intemperie (locales mojados), dichos cables se albergarán en bandeja estanca con tapa, con grado de protección IPX4, que sólo se pueda abrir mediante un útil. Las conexiones se realizarán en el interior de cajas.

Se realizarán las conexiones en serie de cada agrupación de módulos fotovoltaicos. Cada agrupación se va uniendo a las demás en las correspondientes cajas de conexiones ubicadas sobre la estructura soporte de los módulos. Todas las series irán protegidas con fusibles y las salidas de dichas cajas se protegerán con interruptor-seccionador. De estas cajas partirá el cable CC, debidamente protegido, hacia el inversor.

En su caso, se podrán disponer de cajas de conexión adicionales que agrupen las cajas de primer nivel indicadas anteriormente y desde la que partan las conexiones al inversor.

Las secciones de los cables se calcularán para soportar la corriente que por ellos circula y teniendo en cuenta las limitaciones sobre las caídas de tensión.

PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Debido a las extensas superficies que ocupan las instalaciones fotovoltaicas, éstas se encuentran expuestas a las consecuencias de impactos directos e indirectos de rayos. Un sistema fotovoltaico, implica, necesariamente, una conexión con la instalación eléctrica. Así, los efectos de una eventual descarga de rayo en una instalación fotovoltaica pueden afectar también a la red. El riesgo potencial depende de diferentes factores, p. ej. la extensión de la propia instalación fotovoltaica, la frecuencia de tormentas en la zona o el nivel de exposición de la instalación a impactos directos.

Evitar fallos del sistema debido a daños causados por corrientes de rayo requiere una clara concepción de lo que significa un sistema integral de protección contra rayos y sobretensiones.

CAUSAS DE LAS SOBRETENSIONES

Las instalaciones eléctricas pueden verse expuestas a peligros derivados de sobretensiones por procesos de conmutación en alta tensión, por descarga de rayos, picos producidos en nuestra propia instalación, etc.

Las sobretensiones ocasionadas por los rayos pueden clasificarse básicamente en dos grupos:

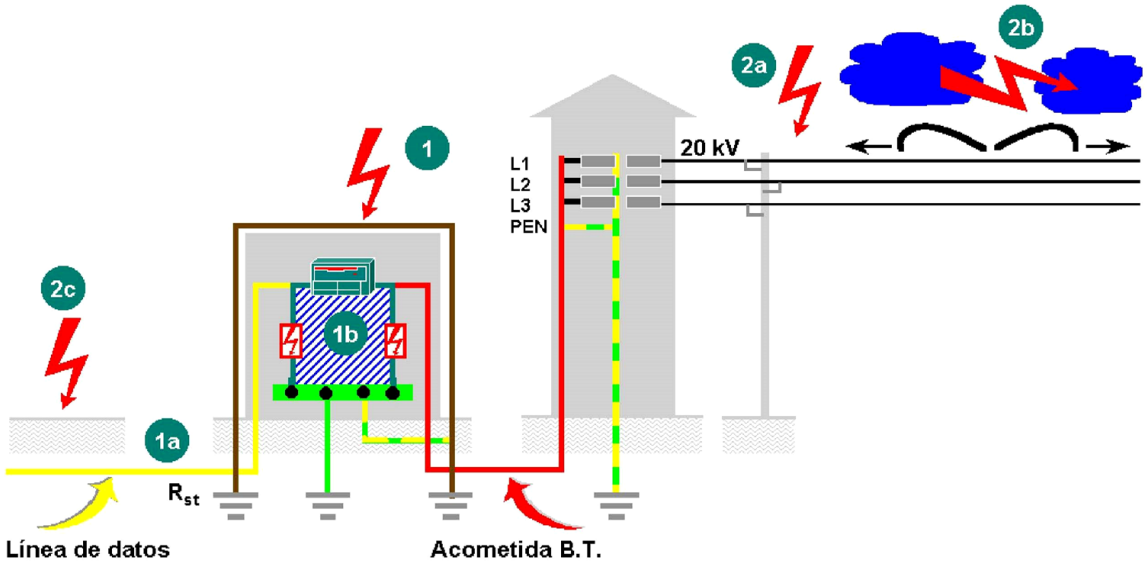
1. Aquellas producidas por descargas directas en la instalación.
2. Aquellas producidas por descargas lejanas ó en el entorno.

1. Descarga directa a la instalación

En una descarga directa del rayo, la corriente se derivará a tierra por el recorrido menos resistivo: bien a través de los derivadores del sistema de protección contra el rayo (S.P.C.R.), o en ausencia del mismo, a través de caminos alternativos como la instalación eléctrica, cables de antena, etc. con

grave riesgo de deterioro o destrucción de los mismos.

Como consecuencia de la descarga directa del rayo se producen dos situaciones diferentes: aparición de sobretensiones/corrientes de rayo a través de la toma de tierra (1a, de la figura) y aparición de sobretensiones a causa de los efectos inductivos en los bucles de las instalaciones (1b).



2. Descarga no directa a la instalación

En cuanto a los efectos derivados de una descarga no directa, se pueden considerar los siguientes casos:

- Descarga del rayo sobre la línea aérea de alta tensión, propagándose la onda a través de la línea (2a)

- Descarga de rayo entre nubes, que generan sobretensiones inducidas (2b)

- Descarga de rayo en las proximidades, resultando de ellas acoplamientos e inducciones (2c)

CATEGORÍAS DE DESCARGADORES PARA INSTALACIONES DE BAJA TENSIÓN

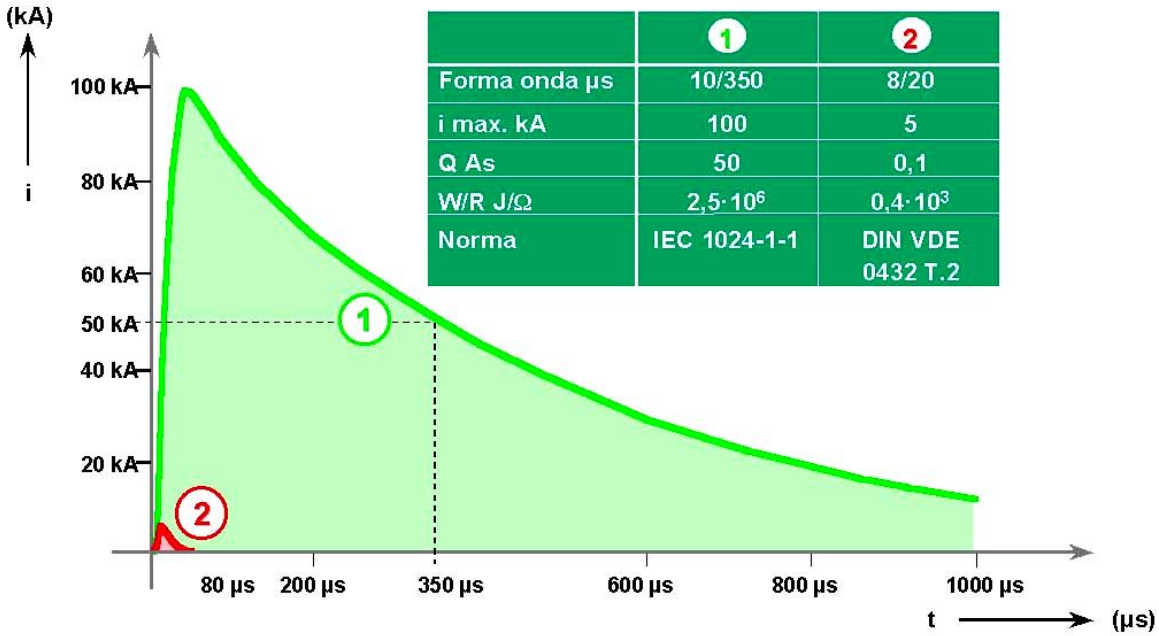
Los dispositivos de protección necesarios para proteger adecuadamente la instalación eléctrica y los equipos conectados a la misma están descritos en las normas IEC 61.643, IEC 61.312-1; E DIN VDE 0675 parte 6, etc. Dichos dispositivos se clasifican en función de los requerimientos exigidos según la carga energética a los que se van a someter. Es importante que los fabricantes de protecciones especifiquen con qué tipo de onda trabajan sus equipos. No basta con especificar la capacidad descarga máxima ya que como veremos a continuación no es lo mismo 100 kA (10/350) que 100 kA (8/20). Lo fundamental es la energía del impulso.

Es imprescindible distinguir claramente entre dos grandes categorías de descargadores:

- Descargadores de corrientes de rayo, diseñados para hacer frente a perturbaciones con forma de onda de corriente de rayo 10/350 (IEC 1024). Se caracterizan por tener un gran poder de derivación y valores de carga elevados con un tiempo de respuesta muy rápido. Es una protección basta.

- Descargadores de sobretensiones, diseñados para hacer frente a perturbaciones con forma de

onda 8/20. Estos dispositivos realizan una doble tarea: por un lado, complementan la acción del descargador de corriente de rayo haciéndose cargo de la tensión residual del mismo, y por otro lado, protegen a los consumidores frente a picos de sobretensión que pudieran afectarles. Su poder de derivación es menor que el descargador de corriente de rayo y aportan un nivel de protección mucho más fino.



	1	2
Forma onda µs	10/350	8/20
i max. kA	100	5
Q As	50	0,1
W/R J/Ω	$2{,}5 \cdot 10^6$	$0{,}4 \cdot 10^3$
Norma	IEC 1024-1-1	DIN VDE 0432 T.2

PRINCIPIO DE PROTECCIÓN ESCALONADA

La protección contra sobretensiones consiste básicamente en disponer una protección escalonada. La normativa internacional recoge y consagra este principio a la hora de diseñar un sistema correcto y eficaz de protección.

Como primera etapa de protección se precisa un elemento que sea capaz de soportar la mayor parte de la corriente de rayo y crear un entorno soportable para los descargadores conectados posteriormente. Este objetivo lo cumplen los descargadores de Clase I que se instalan en los puntos de conexión con la red o acometida

.

La segunda etapa de protección tiene que derivar la parte restante de la onda de corriente de choque 8/20, reduciendo las tensiones a valores tolerables para la instalación. El elemento de protección es un dispositivo de Clase II que se instalará en la distribución.

En la tercera etapa de protección se limitan las sobretensiones que pueden ocasionarse como consecuencia de conmutación y de inducciones. Se instalará en esta zona un dispositivo de Clase III lo más cerca posible del equipo a proteger.

De acuerdo con el principio de coordinación energética es necesario que entre el descargador de corriente de rayo y el de sobretensiones exista un desacoplo. Este desacoplo se consigue instalando ambos niveles de protección separados con una distancia eléctrica de 5 ó 15 metros según los casos. Cuando esto no es posible se dispondrá un descargador combinado Clase I + Clase II que integra, en un solo elemento, ambos niveles de protección o se recurrirá a descargadores coordinados de Clase I, que permiten instalar descargadores de Clase II sin mantener distancias.

MEDIDAS CONCRETAS DE PROTECCIÓN

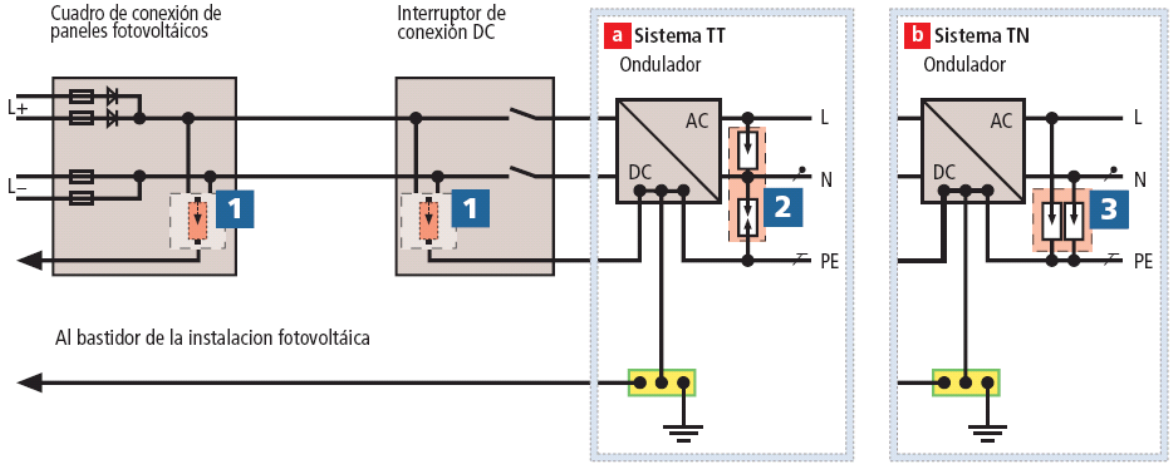
En la siguiente vista general de una planta fotovoltaica en campo abierto podemos apreciar las

medidas de protección que se van a tomar. Consistirán en la instalación de:

- Red de tierras conectada a todos los elementos metálicos realizada con cable de cobre amarillo-verde de sección mínima 16 mm2. El conductor desde la cubierta hasta la conexión de las picas de tierra se realizará mediante cable de sección 35 mm2, desnudo en los tramos enterrados.

- Descargadores de Tipo 2, según mediciones y planos

La estructura metálica de los paneles se conecta al sistema equipotencial mediante grapas o terminales de puesta a tierra.



SOMBREADO

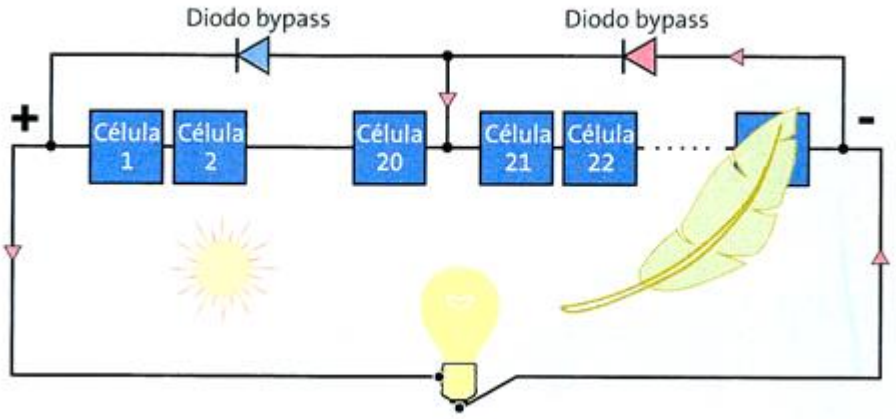
Cuando una célula solar queda bajo sombra deja de producir corriente. Se comporta, entonces, como un diodo conectado en sentido de bloqueo.

Pero si a través de una única célula deja de fluir la corriente, ésta deja de fluir también a través de todas las células conectadas en serie con ella. Se habla en tales casos del efecto pinzamiento de manguera. Se produce, entonces, en la célula solar una tensión (la suma de las restantes células solares conectadas en serie) que es mayor que la tensión de ruptura del diodo. La corriente penetra entonces a mayor tensión y la célula se puede calentar mucho, pudiendo dañarse así (en puntos concretos) de forma permanente (hot-spot).

Por tanto, el sombreado tiene efectos directos sobre el rendimiento de la planta, pues, por la conexión en serie de las células solares dentro de un módulo y la conexión en serie de los módulos dentro de una cadena, la célula solar que recibe menos irradiación determina la intensidad de corriente y, por ende, la potencia de toda la cadena.

Con las actuales células solares cristalinas, hasta las pequeñas sombras o impurezas puntuales (hojas, excrementos de pájaros,...) pueden reducir claramente el rendimiento del módulo solar.

Para evitar el efecto de las sombras sobre las células solares al descubierto y los daños a las células solares bajo sombra, se conecta a cada cadena de células un diodo de by-pass en paralelo. En caso de sombreado, este diodo de by-pass soslaya la célula afectada.



Estos diodos también se instalan en la caja de conexiones del módulo, para evitar que algún módulo en la serie pueda provocar estos efectos por quedar en sombra.

En este proyecto se cuida este aspecto para que las sombras propias no tengan el tipo de efecto comentado.

Para optimizar el diseño por sombras se prescriben las siguientes condiciones para la realización del cableado:

1. Los paneles se instalarán en posición horizontal, de modo que las series de células queden dispuestas horizontalmente, así, el posible sombreado de primeras horas de la mañana y últimas de la tarde afectará siempre al mínimo número posible de series de célula. Gracias a los diodos de by-pass no todo el panel quedará inutilizado en ese caso.

2. Como en las series hay varias posiciones posibles para los paneles, las series de delante serán independientes de las que puedan tener sombreado de las otras. De esta forma, el posible sombreado de ciertas horas del día sólo afectará al mínimo número de series, mejorando el rendimiento de la planta.

BASE DE DATOS DE RADIACIÓN

Cuando se evalúan, diseñan o se hacen análisis económicos de los sistemas de aprovechamiento de la energía solar, se requiere de información precisa y detallada de la radiación solar. El conocer las características de la radiación solar no es un asunto sencillo, ya que varía a cada instante. Las condiciones atmosféricas, el clima, las características geográficas, son entre otros, los parámetros más importantes que determinan la cantidad de radiación solar que se recibe en un punto determinado de la superficie terrestre.

El tiempo y coste necesario para que una red solarimétrica produzca datos de precisión conocida y suficiente representatividad temporal a partir de los cuales extrapolar espacialmente los promedios mensuales de la radiación global diaria suele superar las urgencias de los diseñadores de sistemas de aprovechamiento de esta fuente de energía, razón por lo cual surgen bases alternativas de información.

La base de datos de irradiancia, por tanto, deberán tener la suficiente precisión como para ser aceptada, dado que todo el cálculo energético y, por tanto, económico, depende fundamentalmente de estos valores.

Dentro de amplio espectro de bases de datos existentes, se ha optado por una de ellas por 2 motivos:

- Experiencia del editor de la base de datos

- Ofrece valores conservadores

AHORRO EN LAS EMISIONES

El consumo de energía primaria provoca, en el lugar de generación (central térmica), una serie de emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero, siendo los más importantes, por sus consecuencias medioambientales, las emisiones de diferentes tipos de óxido de azufre y de anhídrido carbónico, principal causante del efecto invernadero y del calentamiento global del planeta.

Cada kWh generado por la planta fotovoltaica supondrá evitar la emisión de estos gases en las centrales de producción de energía con medios no renovables. Por tanto, cuanta más energía se genere con fuentes renovables, menor serán las emisiones lanzadas a la atmósfera.

Concretamente, por 1 kWh generado se evita emitir a la atmósfera aproximadamente unos 1000 kg de CO2 y unos 3 gr de SOX. En el apartado de cálculos se podrán observar las emisiones evitadas al completo.

CONTROL DE CALIDAD

PRUEBAS DE SERVICIO

Antes de la puesta en servicio, se comprobarán los puntos expresados en la memoria que acompaña a este pliego.

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

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

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

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

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

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

MEDIDAS

Se seguirá el siguiente procedimiento, para el que se precisa del siguiente instrumental:

- 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente
- 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente
- 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA)
- 1 pinza amperimétrica de CC y CA

El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.

Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ±2 horas alrededor del mediodía solar. Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia. Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es PCC, INV. El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).

La temperatura ambiente se mide con un termómetro de mercurio, a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

$$P_{cc,\,inv} = P_{cc,\,fov}\,(1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc,\,fov} = P_o\,R_{to,\,var}\,[1 - g\,(T_c - 25)]\,E/1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20)\,E/800 \quad (3)$$

$P_{cc,\,fov}$ Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.

L_{cab} Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexionados, diodos antiparalelo si hay, etc.

E Irradiancia solar, en W/m^2, medida con la CTE calibrada.

g Coeficiente de temperatura de la potencia, en 1/°C

T_c Temperatura de las células solares, en °C.

T_{amb} Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.

$TONC$ Temperatura de operación nominal del módulo.

P_o Potencia nominal del generador en CEM, en W.

$R_{to,\,var}$ Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.

L_{tem} Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g\,(T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.

$$R_{to,\,var} = (1 - L_{pol})\,(1 - L_{dis})\,(1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol} Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.

L_{dis} Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

L_{ref} Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

USO Y MANENIMIENTO

Toda modificación en la instalación o en sus condiciones de uso será realizada previo estudio y bajo la dirección de un técnico competente. Cada 5 años se comprobará el aislamiento de la instalación interior que entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a 250.000 ohmios. Las comprobaciones especificadas, serán realizadas por instalador autorizado por la Delegación Provincial de Industria, emitiendo el correspondiente informe, según el RBT.

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos niveles de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo

Operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados posteriormente y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.

- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.

- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, señalizaciones, alarmas, etc.

- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas. Dichos informes se incorporarán al preceptivo libro de mantenimiento.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

Todas las operaciones de mantenimiento las realizará personal técnico competente.

CÁLCULOS

Los cálculos de la instalación solar fotovoltaica se detallan en el anexo correspondiente.

CONDICIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN

CONDICIONES DE LOS MATERIALES

Todos los materiales que se emplearán en las obras, deberán ser de la mejor calidad dentro de su clase. No se procederá al empleo de materiales sin que éstos sean examinados y aceptados por los términos que se prescriben en las respectivas condiciones estipuladas para cada material, está misión será efectuada por la persona en que, expresamente y por escrito, delegue la Dirección Facultativa, sin cuya aprobación no serán admitidos; los desechados se retirarán automáticamente, el reconocimiento previo no constituye la aprobación definitiva, pudiendo la Dirección Facultativa rechazarlo, aún después de aprobado, si no cumpliese con las condiciones verificadas en las pruebas o análisis, debiendo ser reemplazados, por parte de la contrata, por otros que cumplan las condiciones debidas.

Se realizarán cuantos análisis eléctricos, mecánicos, físicos, y químicos, ensayos y pruebas por la Dirección Facultativa, siendo los gastos por cuenta de la Empresa Contratista.

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

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

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

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

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

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

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

AISLANTES

Responderán a las exigencias que se indiquen y no ejercerán acción corrosiva sobre los conductores y demás materiales de plástico a base de cloruro de polivinilo u otra composición análoga. Se comprobarán sus resistencias ante la humedad, así como a las temperaturas comprendidas entre los 50º y 60º, sin que se observen deterioros de ninguna naturaleza. El cloruro de polivinilo tendrá la densidad comprendida entre 1,6 y 1,7. La rigidez dieléctrica para un espesor de 3,17 ml, será de 13,5 kV.

La hidroporosidad en 24 horas de inmersión, será inferior al 0,1%. La velocidad de combustión será nula y la acción de luz sobre su coloración será débil.

CABLES SUBTERRÁNEOS:

Serán de tipo termoplástico y estarán constituidos por un aislante a base de cloruro de polivinilo (PVC) o polietileno reticulado (XLPE) que posea un grado apropiado de termoplasticidad que permita funcionar en servicio permanente a temperatura en el cobre de 75 a 80 grados sin presentar, en ningún caso, autocalentamiento.

CONDUCTORES, CANALIZACIONES:

Estarán formadas por uno o varios hilos de cobre, aislados por una capa de polietileno y recubierto de una capa de PVC en colores distintos en cada fase. Serán aptos para una tensión de prueba de hasta 3000 V entre fases.

En el caso de indicarse así en la memoria, planos o mediciones, irán apantallados por una malla de protección contra roedores que, al mismo tiempo, mejore el comportamiento ante las sobretensiones.

Los sistemas de cableado, tubos y canales seguirán lo estipulado en la normativa en vigor y lo indicado en el resto de documentos de este proyecto.

OTROS CONDUCTORES:

Los conductores a instalar dentro de parámetros, serán de tipo antihumedad y estarán compuestos por uno o varios hilos de cobre, aislados, en color distinto para cada fase. Estos conductores estarán cableados y incluidos en una masa de relleno, de gran resistencia a la humedad en grado de alta plastificación.

La cubierta exterior, será gris brillante de polivinilo resistente a grasas, aceites y ácidos.

Serán aptos para una tensión de servicio de hasta 1.000 V y una tensión de prueba de 3.000 V entre fases.

MODULOS FOTOVOLTAICOS

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa de la Dirección Facultativa. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a las especificada en la memoria.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobada por la Dirección Facultativa.

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ± 5 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

INVERSORES

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado, disponiendo, para ello, de la correspondiente protección

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

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

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.

El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal. El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal. A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

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

CONEXIÓN

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

ESTRUTURAS METÁLICAS

En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE o CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE.

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

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

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

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

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106, se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

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

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

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

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

En este caso de estructuras sobre cubierta del edificio, será imprescindible garantizar que los anclajes o sistemas de fijación no afectan a la estanqueidad de dichas cubiertas.

ACERO LAMINADO PARA ESTRUCTURAS

Las características, para este tipo de acero, serán garantizadas por el fabricante. Todos los perfiles laminados llevarán las siglas de fábrica, marcadas a intervalos, en relieve producido por los rodillos de laminación, debiendo además ir marcados con el símbolo A 42, como señal de garantía.

En cuanto a las condiciones de recepción o suministro, los productos laminados no presentarán defectos internos o externos que puedan perjudicar su correcta utilización.

El almacenaje se hará con las precauciones necesarias para reducir las oxidaciones.

El acero de los perfiles huecos empleados en las estructuras metálicas será A-42b no aleado, según la clasificación de la norma UNE 36 004-75. La estructura del acero será homogénea conseguida por el buen proceso en la fabricación y un correcto laminado y conformación, estando exenta de defectos, como el rechupe, que puedan perjudicar su perfecto uso.

Deberán cumplir todas las características mecánicas (límite elástico, resistencia a tracción, alargamiento a rotura, doblado y aplastamiento), y de composición química (límite de contenido de C, P y S) establecidas en el capítulo 4 de la norma MV 108.

Perfiles huecos de acero para estructuras de edificación para este tipo de acero, que serán garantizadas por el fabricante.

MONITORIZACIÓN

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

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.

- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A", Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

CONEXIÓN A RED

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

PUESTA A TIERRA

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y de los centros de transformación propios, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

6.- ANEXOS DE CÁLCULO

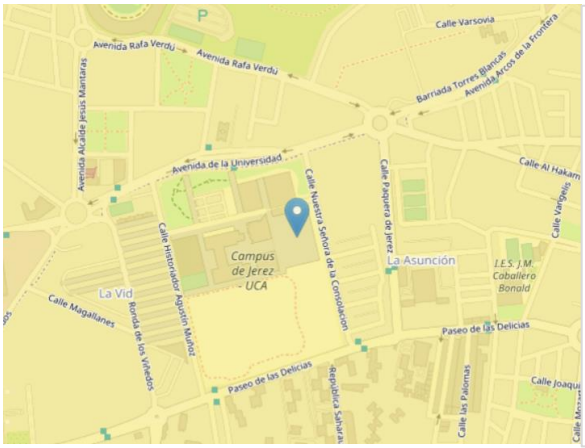
6.1.- Anexos de cálculo

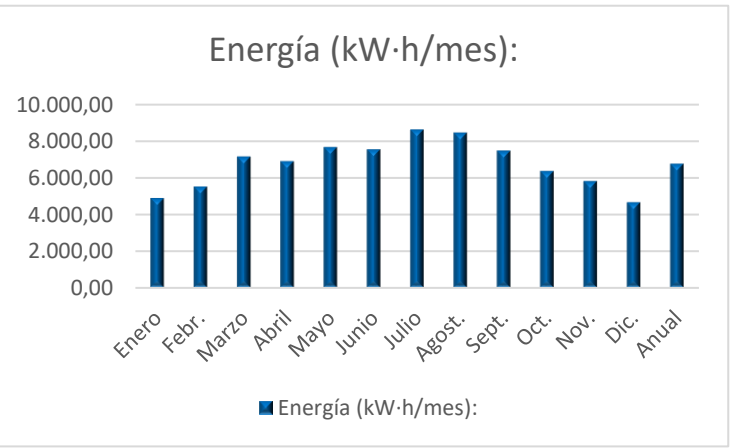
En el siguiente apartado de la memoria, se pretende describir los diferentes anexos de cálculo con los que se justifica la instalación, subdivididos en los apartados que a continuación se detallan.

6.1.- ANEXO: CÁLCULO ENERGÉTICO

6.1.1.- Cálculo energético

Localidad:	Jerez de la Frontera, CADIZ												
Altitud:	28,00 m.												
Temp. mínima histórica:	-2,00 ºC												
Hemisferio:	NORTE												
Latitud:	36,50 º												
Longitud:	6,30 º												
Inclinación:	35 º												
Orientación:	-15 º SUR												
Nº Paneles:	128,00												
Potencia pico del panel:	400,20 Wp												
Potencia pico generador:	51.225,60 Wp												
Meses	**Enero**	**Febr.**	**Marzo**	**Abril**	**Mayo**	**Junio**	**Julio**	**Agost.**	**Sept.**	**Oct.**	**Nov.**	**Dic.**	**Anual**
Rad. Horiz. (kJ/m2/día):	8.100	11.500	15.700	18.500	22.200	23.800	25.900	23.000	18.100	14.200	10.000	7.400	16.533
Rad. Inclin. (kJ/m2/día):	12.889	16.104	18.841	18.775	20.200	20.529	22.730	22.263	20.348	16.770	15.820	12.285	18.129
Rad. Horiz. (kWh/m2/día):	2,25	3,20	4,36	5,14	6,17	6,62	7,20	6,39	5,03	3,95	2,78	2,06	4,60
Rad. Inclin. (kWh/m2/día):	3,58	4,48	5,24	5,22	5,62	5,71	6,32	6,19	5,66	4,66	4,40	3,42	5,04
Energía (kW·h/dia):	157,66	196,98	230,46	229,65	247,08	251,11	278,03	272,32	248,90	205,13	193,51	150,27	221,76
Energía (kW·h/mes):	4.887,46	5.515,52	7.144,21	6.889,55	7.659,57	7.533,42	8.618,94	8.441,86	7.466,92	6.358,88	5.805,25	4.658,52	6.748,34





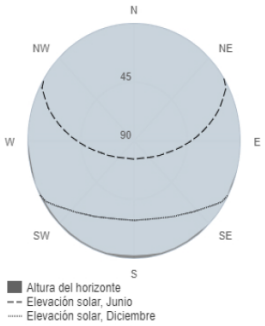
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud:	36.685, -6.117
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalado:	50 kWp
Pérdidas sistema:	17.8 %

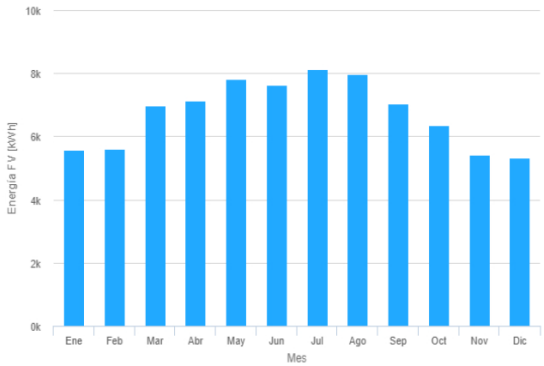
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación:	35 °
Ángulo de azimut:	-15 °
Producción anual FV:	80980.89 kWh
Irradiación anual:	2171.18 kWh/m²
Variación interanual:	1540.33 kWh
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia:	-2.62 %
Efectos espectrales:	0.65 %
Temperatura y baja irradiancia:	-7.41 %
Pérdidas totales:	-25.4 %

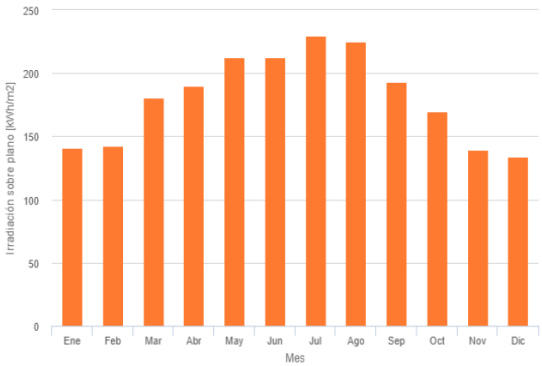
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	5577.1	141.3	799.1
Febrero	5592.1	142.6	928.7
Marzo	6976.9	181.0	800.0
Abril	7134.8	190.1	442.8
Mayo	7826.7	213.0	404.7
Junio	7646.2	212.3	188.5
Julio	8129.9	229.4	150.7
Agosto	7977.4	224.7	266.4
Septiembre	7048.3	193.0	440.0
Octubre	6347.6	170.0	605.5
Noviembre	5410.8	139.5	587.7
Diciembre	5312.9	134.3	524.3

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

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

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

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

Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.

Trataremos de corregir los errores que se nos señalen.

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

Dicha información:

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

ii) no es necesariamente exhaustiva, completa, exacta o actualizada,

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

Joint Research Centre

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2021.

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

Datos mensuales de irradiación 2021/03/31

6.2.- ANEXO: CÁLCULO DE POTENCIA

6.2.1.- Cálculo de potencia

La potencia eléctrica que establece el CTE en su apartado HE5 y referente a la determinación de la potencia mínima, tiene carácter de mínimos, pudiendo ser ampliadas voluntariamente por el promotor o como consecuencia de disposiciones dictadas por las administraciones competentes, para edificios con más de 3.000 m_2 de superficie construida, con un mínimo de 30 kWp y un máximo de 100 kWp.

Determinación de la potencia a instalar

La potencia pico mínima a instalar, la obtendremos de la ecuación siguiente:

$$P = 0{,}01 \cdot S$$

siendo:

P: potencia pico a instalar.
S: Superficie construida del edificio (m^2)

Cálculo de la potencia mínima a instalar según el CTE

Considerando los conceptos establecidos por el CTE y aplicándolo a nuestra instalación, tendremos los coeficientes anteriores con los siguientes valores:

	Tipo de uso	**S (m^2)**
Uso o Actividad:	Administrativo	5.000

Finalmente tendremos:

$$P = 0{,}01 \cdot 5.000 \text{ kWp}$$

$$30 \text{ kWp} < P < 100\ kWp$$

Resumiendo, podemos establecer que el CTE exige un valor a la salida de los inversores de 50 kWp, de modo que tendremos 50,00 kWp con la instalación calculada. Por tanto, podemos concluir afirmando, dado que se ha proyectado una instalación de paneles de 50,00, que nuestra instalación CUMPLE con los requerimientos del CTE en lo referente al cálculo y cuantificación de la potencia mínima y máxima a suministrar.

6.3.- ANEXO: SOMBREADO

6.3.1.- Sombreado

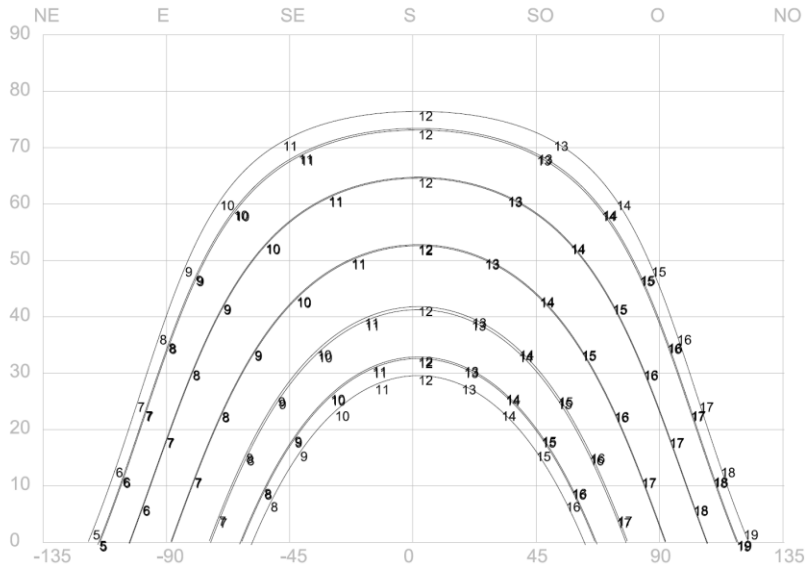
El presente apartado tiene la función de la comprobación del cumplimiento o no del apartado del CTE referente a los límites de pérdida a consecuencia de la sombra producida sobre los módulos fotovoltaicos por objetos, edificios, ... o entre ellos, de acuerdo con los valores máximos establecidos en el CTE

Estos valores límites se muestran en la tabla siguiente:

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Para la justificación de este cálculo, se ha analizado el diagrama de trayectorias solares para una latitud de 36,50º donde se encuentra la localidad: Jerez de la Frontera, CADIZ.

Una vez se ha consultado y analizado el diagrama (se encuentra disponible en el apartado de planos del presente documento) y a partir de él, podemos obtener el valor del sombreado sobre la superficie de los módulos fotovoltaico que en el peor de los casos será de un 0,00 %. Por tanto, podemos afirmar que nuestra instalación **CUMPLE** en lo referente a las exigencias sobre las pérdidas en concepto de sombreado, ya que el valor máximo exigido por la norma para una disposición como la nuestra (General) es de un 10,00 %,



LOCALIDAD	LATITUD	SOMBREADO
Jerez de la Fra. CADIZ	36,685 °	0,00 %

6.4.- ANEXO: ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

6.4.1.- Orientación e inclinación

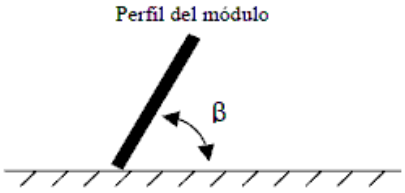
El presente apartado tiene la función de la comprobación del cumplimiento o no del apartado del CTE referente a los límites de pérdida a consecuencia de la orientación e inclinación de los módulos, de acuerdo con los valores máximos establecidos en el CTE

Estos valores límites se muestran en la tabla siguiente:

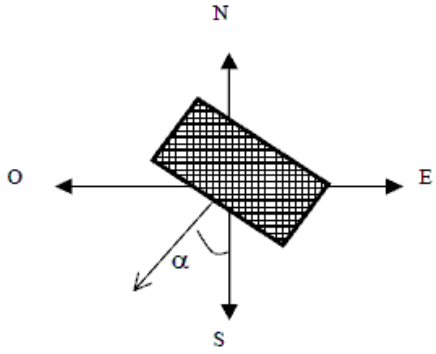
Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación β, definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal



- Ángulo de Acimut α, definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. (0º para módulos orientados al sur y –90 para orientados al este y +90 al oeste)



Mediante las expresiones siguientes, podemos obtener el valor de la pérdida:

$$Pérdida\ (\%) = 100 \times \left[1{,}2 \times 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3{,}5 \times 10^{-5} \cdot \alpha^2\right] \quad \text{para } 15º < \beta < 90º$$

$$Pérdida\ (\%) = 100 \times \left[1{,}2 \times 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2\right] \quad \text{para } \beta \leq 90º$$

Los resultados obtenidos para nuestro caso son los mostrados en la tabla siguiente:

Concepto	Valor
Generador Fotovoltaico	Subcampo 1 String 2 [22]
Inclinación respecto a la horizontal (º):	35,00
Latitud (º):	36,50
Acimut (º):	-15,00

Perdida actual (%)	1,65	
Angulo inicial / Final para una perdida < 10 %	0,00	54,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 20 %	0,00	66,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 40 %	0,00	83,00

Concepto	Valor	
Generador Fotovoltaico	Subcampo 2 String 2 [9]	
Inclinación respecto a la horizontal (º):	35,00	
Latitud (º):	36,50	
Acimut (º):	-15,00	
Perdida actual (%)	1,65	
Angulo inicial / Final para una perdida < 10 %	0,00	54,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 20 %	0,00	66,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 40 %	0,00	83,00

Concepto	Valor	
Generador Fotovoltaico	Subcampo 2 String 1 [11]	
Inclinación respecto a la horizontal (º):	35,00	
Latitud (º):	36,50	
Acimut (º):	-15,00	
Perdida actual (%)	1,65	
Angulo inicial / Final para una perdida < 10 %	0,00	54,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 20 %	0,00	66,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 40 %	0,00	83,00

Concepto	Valor	
Generador Fotovoltaico	Subcampo 1 String 4 [20]	
Inclinación respecto a la horizontal (º):	35,00	
Latitud (º):	36,50	
Acimut (º):	-15,00	
Perdida actual (%)	1,65	
Angulo inicial / Final para una perdida < 10 %	0,00	54,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 20 %	0,00	66,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 40 %	0,00	83,00

Concepto	Valor	
Generador Fotovoltaico	Subcampo 2 String 3 [13]	
Inclinación respecto a la horizontal (º):	35,00	
Latitud (º):	36,50	
Acimut (º):	-15,00	
Perdida actual (%)	1,65	
Angulo inicial / Final para una perdida < 10 %	0,00	54,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 20 %	0,00	66,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 40 %	0,00	83,00

Concepto	Valor	
Generador Fotovoltaico	Subcampo 2 String 4 [12]	
Inclinación respecto a la horizontal (º):	35,00	
Latitud (º):	36,50	
Acimut (º):	-15,00	
Perdida actual (%)	1,65	
Angulo inicial / Final para una perdida < 10 %	0,00	54,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 20 %	0,00	66,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 40 %	0,00	83,00

Concepto	Valor	
Generador Fotovoltaico	Subcampo 1 String 3 [18]	
Inclinación respecto a la horizontal (º):	35,00	
Latitud (º):	36,50	
Acimut (º):	-15,00	
Perdida actual (%)	1,65	
Angulo inicial / Final para una perdida < 10 %	0,00	54,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 20 %	0,00	66,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 40 %	0,00	83,00

Concepto	Valor
Generador Fotovoltaico	Subcampo 1 String 1 [21]
Inclinación respecto a la horizontal (º):	35,00

Latitud (º):	36,50	
Acimut (º):	-15,00	
Perdida actual (%)	1,65	
Angulo inicial / Final para una perdida < 10 %	0,00	54,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 20 %	0,00	66,00
Angulo inicial / Final para una perdida < 40 %	0,00	83,00

Como conclusión y a la vista de los resultados obtenidos y teniendo en cuenta el tipo de disposición de los módulos fotovoltaicos (General) y las exigencias respecto a ella (pérdida no superior a 10,00 %). Podemos afirmar que nuestra instalación **CUMPLE** en lo referente a las exigencias sobre las pérdidas en concepto de orientación e inclinación, con un valor de 1,65 en el peor de los casos.

6.5.- ANEXO 4: DISTANCIA ENTRE PANELES

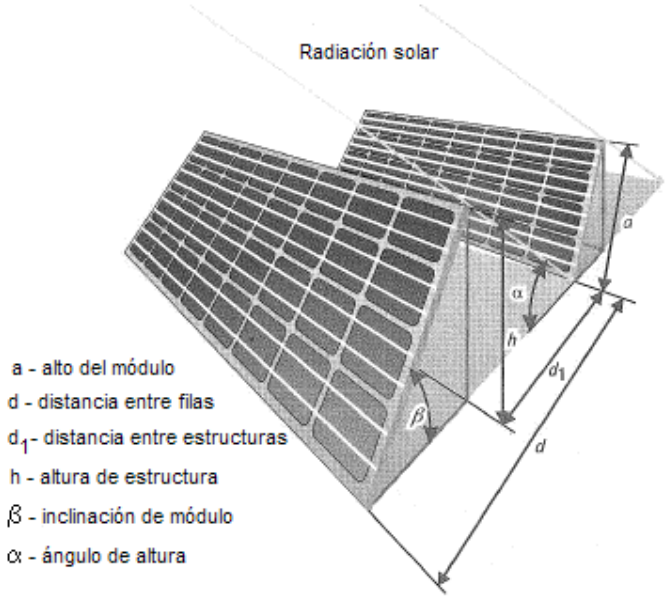
6.5.1.- Distancia entre paneles

A menudo es necesario conjuntar los módulos en filas de paneles y por tanto es posible que las filas se produzcan sombra entre ellos en función de la posición del sol y la posición y distancia entre estos. La posibilidad en verano es menor ya que el recorrido del sol es más elevado y por tanto la sombra es más pequeña.

Cálculo según el Método general:

La distancia mínima entre fila y fila depende del alto de los módulos, así como de la inclinación de estos (según el ángulo β) y el ángulo de la altura solar (según el ángulo α) mínimo en el lugar de la instalación.

$$d = a \cdot \frac{sen\,(180^o - \beta - \alpha)}{sen\,(\alpha)}$$



El resto de valores característicos, los podremos obtener mediante las expresiones siguientes:

$$h = a \cdot sen\,(\beta)$$

y

$$d_1 = d - a \cdot \cos\,(\beta)$$

<u>Cálculo según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red:</u>

La distancia d_1, media sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d_1 será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d_1 = \frac{h}{\tan(61^{o} - Latitud)}$$

donde 1/tan(61º-Latitud) es un coeficiente adimensional denominado k.

Para nuestro caso, los resultados obtenidos son los siguientes para cada generador fotovoltaico:

Generador:	**Subcampo 1 String 2 [22]**
Nº de módulos en vertical:	1
Orientación de los módulos	Vertical
Altura del módulo (a):	2.015,00 mm
Altura de estructuras (h):	1.155,76 mm
Altura total de estructuras (Ht):	1.155,76 mm
Inclinación de los módulos (β):	35,00 º

Inclinación del terreno (δ):	0,00 º
Ángulo de altura (α):	30,05 º
Según P.C.T. de Instalaciones Conectadas a Red:	
Distancia entre filas (d):	4.186,67 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	2.536,08 mm
Según método general:	
Distancia entre filas (d):	3.648,37 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	1.997,78 mm

Generador:	**Subcampo 2 String 2 [9]**
Nº de módulos en vertical:	1
Orientación de los módulos	Vertical
Altura del módulo (a):	2.015,00 mm
Altura de estructuras (h):	1.155,76 mm
Altura total de estructuras (Ht):	1.155,76 mm
Inclinación de los módulos (β):	35,00 º
Inclinación del terreno (δ):	0,00 º
Ángulo de altura (α):	30,05 º
Según P.C.T. de Instalaciones Conectadas a Red:	
Distancia entre filas (d):	4.186,67 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	2.536,08 mm
Según método general:	
Distancia entre filas (d):	3.648,37 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	1.997,78 mm

Generador:	**Subcampo 2 String 1 [11]**
Nº de módulos en vertical:	1
Orientación de los módulos	Vertical
Altura del módulo (a):	2.015,00 mm
Altura de estructuras (h):	1.155,76 mm
Altura total de estructuras (Ht):	1.155,76 mm
Inclinación de los módulos (β):	35,00 º
Inclinación del terreno (δ):	0,00 º
Ángulo de altura (α):	30,05 º
Según P.C.T. de Instalaciones Conectadas a Red:	
Distancia entre filas (d):	4.186,67 mm

Distancia entre estructuras (d_1):	2.536,08 mm
Según método general:	
Distancia entre filas (d):	3.648,37 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	1.997,78 mm

Generador:	**Subcampo 1 String 4 [20]**
Nº de módulos en vertical:	1
Orientación de los módulos	Vertical
Altura del módulo (a):	2.015,00 mm
Altura de estructuras (h):	1.155,76 mm
Altura total de estructuras (Ht):	1.155,76 mm
Inclinación de los módulos (β):	35,00 º
Inclinación del terreno (δ):	0,00 º
Ángulo de altura (α):	30,05 º
Según P.C.T. de Instalaciones Conectadas a Red:	
Distancia entre filas (d):	4.186,67 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	2.536,08 mm
Según método general:	
Distancia entre filas (d):	3.648,37 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	1.997,78 mm

Generador:	**Subcampo 2 String 3 [13]**
Nº de módulos en vertical:	1
Orientación de los módulos	Vertical
Altura del módulo (a):	2.015,00 mm
Altura de estructuras (h):	1.155,76 mm
Altura total de estructuras (Ht):	1.155,76 mm
Inclinación de los módulos (β):	35,00 º
Inclinación del terreno (δ):	0,00 º
Ángulo de altura (α):	30,05 º
Según P.C.T. de Instalaciones Conectadas a Red:	
Distancia entre filas (d):	4.186,67 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	2.536,08 mm
Según método general:	
Distancia entre filas (d):	3.648,37 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	1.997,78 mm

Generador:	**Subcampo 2 String 4 [12]**
Nº de módulos en vertical:	1
Orientación de los módulos	Vertical
Altura del módulo (a):	2.015,00 mm
Altura de estructuras (h):	1.155,76 mm
Altura total de estructuras (Ht):	1.155,76 mm
Inclinación de los módulos (β):	35,00 º
Inclinación del terreno (δ):	0,00 º
Ángulo de altura (α):	30,05 º
Según P.C.T. de Instalaciones Conectadas a Red:	
Distancia entre filas (d):	4.186,67 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	2.536,08 mm
Según método general:	
Distancia entre filas (d):	3.648,37 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	1.997,78 mm

Generador:	**Subcampo 1 String 3 [18]**
Nº de módulos en vertical:	1
Orientación de los módulos	Vertical
Altura del módulo (a):	2.015,00 mm
Altura de estructuras (h):	1.155,76 mm
Altura total de estructuras (Ht):	1.155,76 mm
Inclinación de los módulos (β):	35,00 º
Inclinación del terreno (δ):	0,00 º
Ángulo de altura (α):	30,05 º
Según P.C.T. de Instalaciones Conectadas a Red:	
Distancia entre filas (d):	4.186,67 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	2.536,08 mm
Según método general:	
Distancia entre filas (d):	3.648,37 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	1.997,78 mm

Generador:	**Subcampo 1 String 1 [21]**
Nº de módulos en vertical:	1

Orientación de los módulos	Vertical
Altura del módulo (a):	2.015,00 mm
Altura de estructuras (h):	1.155,76 mm
Altura total de estructuras (Ht):	1.155,76 mm
Inclinación de los módulos (β):	35,00 º
Inclinación del terreno (δ):	0,00 º
Ángulo de altura (α):	30,05 º
Según P.C.T. de Instalaciones Conectadas a Red:	
Distancia entre filas (d):	4.186,67 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	2.536,08 mm
Según método general:	
Distancia entre filas (d):	3.648,37 mm
Distancia entre estructuras (d_1):	1.997,78 mm

La estructura soporte, asegura el anclaje del generador solar y proporciona la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, siendo los encargados de hacer a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos

La ecuación general para la obtención de la presión máxima del viento viene dada por:

$$P = F / S = 0{,}11 \cdot V^2$$

También podemos expresar la fuerza del viento como:

$$P = F / S = 0{,}11 \cdot V^2$$

Donde:

F: Fuerza del viento en Kp

V: Velocidad del aire en m/s

S: Superficie receptora en m^2

P: Presión del viento en Kp/m^2

6.6.- ANEXO: CÁLULO DE CONDUCTORES

6.6.1.- Cálculo de conductores

Teoría para el cálculo

La sección de los conductores se ha dimensionado teniendo en cuenta que las caídas de tensión máxima en ellos, en función de la tensión a la que estén trabajando, estén por debajo de los valores

siguientes:

- Tramo Mod. Fotovoltaico – Mod. Fotovoltaico.....1,00 %
- Tramo Mod. Fotovoltaico - Inversor.....1,00 %
- Tramo Inversor – Resto de red.....1,00 %

Para el cálculo de la sección del conductor, nos servimos de la relación entre la sección del conductor y su longitud, tal y como muestra la figura siguiente:

$$V_{AB} / I = \rho \cdot L / S$$

Despejando S, tenemos:

$$S = \rho \cdot L \cdot I / V_{AB}$$

Donde:

ρ: Resistividad del material conductor $\Omega \cdot mm^2/m$

L: Longitud del conductor

I: Intensidad de la corriente

V_{AB}: Diferencia o caída de potencial entre los puntos A y B

Ahora bien, si consideramos que el conductor tiene un trayecto de ida y otro de vuelta y empleamos el concepto conductividad (σ), la ecuación quedará como se indica a continuación:

$$S = 2 \cdot L \cdot I / (\sigma \cdot V_{AB})$$

Y para trifásica será:

$$S = \sqrt{3} \cdot L \cdot I / (\sigma \cdot V_{AB})$$

El tubo empleado para contener al conductor, dependerá de la situación de este (superficial, empotrado, al aire o enterrada), así como el número de ellos que piensa agrupar.

Sección de conductor (mm2)	**DIÁMETRO EXTERIOR DE LOS TUBOS (EMPOTRADA)**				
	NÚMERO DE CONDUCTORES				
	1	2	3	4	5
1,50	12,00	12,00	16,00	16,00	20,00
2,50	12,00	16,00	20,00	20,00	20,00
4,00	12,00	16,00	20,00	20,00	25,00
6,00	12,00	16,00	25,00	25,00	25,00
10,00	16,00	25,00	25,00	32,00	32,00
16,00	20,00	25,00	32,00	32,00	40,00
25,00	25,00	32,00	40,00	40,00	50,00

Sección de conductor (mm2)	DIÁMETRO EXTERIOR DE LOS TUBOS (EMPOTRADA)				
	NÚMERO DE CONDUCTORES				
35,00	25,00	40,00	40,00	50,00	50,00
50,00	32,00	40,00	50,00	50,00	63,00
70,00	32,00	50,00	63,00	63,00	63,00
95,00	40,00	50,00	63,00	75,00	75,00
120,00	40,00	63,00	75,00	75,00	---
150,00	50,00	63,00	75,00	---	---
185,00	50,00	75,00	---	---	---
240,00	63,00	75,00	---	---	---

Para más de 5 conductores por tubo o para conductores o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será como mínimo, igual a 3,00 veces la sección ocupada por los conductores.

Cálculo de secciones

Red Eléctrica [1]

Tramo: Conductor Cuadro de protección FV a CGBT [2-3]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CA (Trifásica)
	Tipo de tramo:	Derivación Inversor - Resto red
	Longitud:	80,00
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	75 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección calculada por caída de tensión máxima:	96,25 mm^2.
Sección calculada por intensidad máxima:	35,00 mm^2.
Sección calculada por secc. mínima del establecida en tramo:	2,50 mm^2.
Sección comercial por exceso:	**120,0** (120,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor:	1,45V -- 0,36%

Tramo: Conductor Inversor 2 - cuadro protección Fotovoltaica [4-5]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CA (Trifásica)
	Tipo de tramo:	Derivación Inversor - Resto instalación
	Longitud:	2,59
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	50 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección calculada por caída de tensión máxima:	38,97 mm^2.
Sección calculada por intensidad máxima:	10,00 mm^2.
Sección calculada por secc. mínima del establecida en tramo:	2,50 mm^2.
Sección comercial por exceso:	**50,0** (50,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor:	0,06V -- 0,01%

Tramo: Conductor Caja conexiones solar Sub 2 a Inversor 2 [6-7]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor
	Longitud:	10,35
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	25 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección calculada por caída de tensión máxima:	2,16 mm^2.
Sección calculada por intensidad máxima:	16,00 mm^2.
Sección calculada por secc. mínima del establecida en tramo:	2,50 mm^2.

Sección comercial por exceso: **16,0** (16,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 0,89V -- 0,13%

Tramo: Conductor String 2 Sub 2 [8-9]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor
	Longitud:	42,76
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	16 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección forzada con un tamaño de **6,0** (6,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 2,46V -- 0,37%

Tramo: Conductor String 1 Sub 2 [10-11]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor
	Longitud:	41,78
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	16 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección forzada con un tamaño de **6,0** (6,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 2,40V -- 0,36%

Tramo: Conductor String 4 Sub 2 [8-12]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor
	Longitud:	29,32
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	16 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección forzada con un tamaño de **6,0** (6,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 1,69V -- 0,25%

Tramo: Conductor String 3 Sub 2 [10-13]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor
	Longitud:	28,44
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	16 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección forzada con un tamaño de **6,0** (6,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 1,64V -- 0,25%

Tramo: Conductor Inversor 1 - cuadro protección Fotovoltaica [4-14]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CA (Trifásica)
	Tipo de tramo:	Derivación Inversor - Resto instalación
	Longitud:	22,01
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	50 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección calculada por caída de tensión máxima: 48,13 mm^2.
Sección calculada por intensidad máxima: 10,00 mm^2.
Sección calculada por secc. mínima del establecida en tramo: 2,50 mm^2.
Sección comercial por exceso: **50,0** (50,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 0,48V -- 0,12%

Tramo: Conductor Caja conexiones solar Sub 1 a Inversor 1 [15-16]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor

	Longitud:	11,32
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	25 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección calculada por caída de tensión máxima: 2,36 mm^2.
Sección calculada por intensidad máxima: 16,00 mm^2.
Sección calculada por secc. mínima del establecida en tramo: 2,50 mm^2.
Sección comercial por exceso: **16,0** (16,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 0,98V -- 0,15%

Tramo: Conductor String 3 Sub 1 [17-18]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor
	Longitud:	28,44
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	16 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección forzada con un tamaño de **6,0** (6,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 1,64V -- 0,25%

Tramo: Conductor String 4 Sub 1 [19-20]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor
	Longitud:	29,32
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	16 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección forzada con un tamaño de **6,0** (6,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 1,69V -- 0,25%

Tramo: Conductor String 1 Sub 1 [17-21]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor
	Longitud:	41,78
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	16 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección forzada con un tamaño de **6,0** (6,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 2,40V -- 0,36%

Tramo: Conductor String 2 Sub 1 [19-22]

Datos de cálculo	Tipo de red:	CC
	Tipo de tramo:	Derivación Paneles - Inversor
	Longitud:	42,76
	Serie:	Cobre
	Diámetro tubo:	16 mm.
	Conductores por fase:	1

Sección forzada con un tamaño de **6,0** (6,00 mm^2.)
Caída de tensión en el tramo de conductor: 2,46V -- 0,37%