



## INDICE

1.- Objeto del proyecto. ....	5
2.- Titular de la instalación.....	5
3.- Emplazamiento de las instalaciones. ....	5
4.- Descripción genérica de las instalaciones.....	5
5.- Legislación aplicable. ....	5
6.- Potencia prevista. Consumos.....	6
6.1.-Alumbrado deportivo.....	6
6.1.1.- Potencia demandada por el alumbrado deportivo.....	6
6.1.1.1- Potencia máxima admisible atletismo.....	7
6.1.1.2.- Potencia máxima admisible fútbol. ....	9
6.1.2.- Consumo anual del alumbrado deportivo. ....	10
6.2.-Instalación fotovoltaica.....	14
6.2.1.- Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica para cubrir la demanda del alumbrado deportivo.....	14
6.2.2.- Diseño de la instalación fotovoltaica para una potencia máxima.....	14
6.2.3.- Estimación de la energía generada en Instalación. FV.....	15
6.3.- Potencia reglamentaria del centro de transformación. ....	19
7.-Justificación de la tecnología utilizada en el módulo fotovoltaico.....	20
8.- El generador fotovoltaico.....	22
8.1.-Diseño óptimo del generador fotovoltaico.....	22
8.2.-El generador fotovoltaico.....	23
8.2.1.-Módulos fotovoltaicos.....	23
8.2.2.- Identificación de los módulos. ....	24
8.2.3.- Distribución de módulos por inversor.....	24
8.2.4.-Conexionado. ....	24
9.-Estructura del generador fotovoltaico.....	24
10.- Elección del inversor. ....	25
10.1.- El inversor.....	25
10.2.-Protecciones del inversor.....	25
10.3- Denominación de los inversores.....	26



10.4.- Distribución de potencias.....	26
11.- Líneas de la instalación fotovoltaica.....	27
11.1.- Clasificación de las instalaciones diseñadas según riesgo de las dependencias de los locales y adecuación a la instrucción correspondiente del R.E.B.T.....	27
11.2.- Características específicas.....	27
11.3.- Sistema de instalación elegido.....	27
11.4.-Línea del generador fotovoltaico.....	28
11.4.1.- Líneas de conexión serie de los módulos.....	28
11.4.2.- Líneas de conexión en paralelo de los string.....	28
11.4.3.- Cuadros parciales.....	29
11.4.3.1.- Situación, características y composición.....	29
11.4.3.2.-Fusibles de protección del generador fotovoltaico.....	32
11.4.4.- Caja de registro.....	33
11.4.5.- Líneas de conexión de los cuadros parciales a la entrada de inversores...34	
11.4.6.- Cuadros secundarios.....	34
11.4.6.1.- Situación, características y composición.....	34
11.4.6.2.- Protección magnetotérmica de las líneas de entrada de los inversores.....	35
11.4.7.- Número de circuitos e identificación.....	37
11.5.-Línea del enlace.....	37
11.5.1.- Línea repartidora o derivación individual.....	37
11.5.2- Cuadro general de distribución.....	38
11.5.2.1.- Situación, características y composición.....	38
11.5.2.2.-Protección magnetotérmica de las líneas individuales de salida de los inversores.....	38
11.5.2.3.- Protección diferencial de las líneas individuales de salida de los inversores.....	40
11.5.3.- Caja de embarrado.....	41
11.5.4.- Línea de enlace del embarrado de salida de inversores y CPM.....	41
11.5.4.1.- Descripción: longitud, sección, diámetro y trazado del tubo.....	41
11.5.4.2.- Canalizaciones.....	41
11.5.4.3.- Materiales.....	42
11.5.4.3.1.- Conductores.....	42
11.5.4.3.2.- Tubos protectores.....	42
11.5.5.- Caja de protección y medida.....	42
11.5.5.1.- Situación.....	42
11.5.5.2.- Puesta a tierra.....	43



11.5.5.3.- Equipos de medida.....	43
11.5.5.3.1.- Características.....	43
11.5.5.3.2.- Situación.....	44
11.5.5.3.3.- Descripción del recinto.....	44
11.5.5.3.4.- Interruptor general manual.....	44
11.5.6.- Línea de conexión a red de la instalación FV.....	45
11.5.6.1.- Descripción: longitud, sección, diámetro y trazado del tubo.....	45
11.5.6.2.- Canalizaciones.....	45
11.5.6.3.- Materiales.....	46
11.5.6.3.1.- Conductores.....	46
11.5.6.3.2.- Tubos protectores.....	46
11.5.7.- Acometida.....	46
12.- Línea de puesta a tierra.....	47
12.1.-Descripción del sistema de protección contra contactos indirectos.....	47
12.2.- Tomas de tierra.....	47
12.3.- Líneas principales de tierra.....	48
12.4.- Derivaciones de las líneas principales de tierra.....	49
12.5.- Conductores de protección.....	49
12.6.- Red de equipotencialidad.....	50
12.7.- Protección contra sobretensiones de origen atmosférico.....	51
12.8.- Dispositivos de protección contra contactos indirectos.....	53
12.8.1.-Protección por corte automático de alimentación.....	53
12.8.2.- Protección por empleo de equipos de la clase II o por aislamiento equivalente.....	54
13.-Obra civil.....	55
13.1.- Zanjas.....	55
13.1.1.-Zanjas para la línea de conexión a red de la instalación fotovoltaica.....	55
13.1.2.-Zanjas para la puesta a tierra la instalación.....	55
13.2.-Excavación para caseta de inversores prefabricada.....	56
14.-Mantenimiento de la instalación fotovoltaica.....	56
14.1.- Tipos de mantenimiento.....	56
14.2.-Mantenimiento de los dispositivos.....	57
14.2.1.-Módulo fotovoltaico.....	57
14.2.2.-Conexiones eléctricas y del cableado.....	58
14.2.3.-Inversores.....	58



14.2.4.-Mantenimiento de la puesta a tierra.....	58
15.- Medio Ambiente.....	58
15.1.-Cambio Climático.....	58
15.2.-Protocolo de Kioto.....	59
15.3.-Ahorro de emisiones contaminantes con instalación FV. ....	60
Anexo 1.- Estudio de viabilidad económica. ....	61



## **1.- Objeto del proyecto.**

El presente Proyecto tiene por objeto determinar las características técnicas que debe reunir la instalación 100 kw de energía solar, para la producción de electricidad mediante paneles fotovoltaicos, para la posterior venta de ésta. Así obteniendo unos beneficios económicos que compensen el coste de la factura eléctrica del alumbrado del estadio de fútbol situado en Jumilla.

Se realizará un estudio de producción y de un análisis de la rentabilidad financiera de la inversión, en base al Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.

## **2.- Titular de la instalación.**

El titular de la instalación fotovoltaica será la consejería de deportes del Ayuntamiento de Jumilla.

## **3.- Emplazamiento de las instalaciones.**

La instalación fotovoltaica se emplazará sobre la cubierta sur del estadio de fútbol "Gémina" de próxima construcción, situada en avenida de la Libertad s/n, Jumilla.

## **4.- Descripción genérica de las instalaciones.**

En el presente documento se describen las especificaciones técnicas necesarias para el diseño, desarrollo y puesta en marcha de una instalación fotovoltaica sobre cubierta de 100 kw, cuya potencia pico total es de 110 kw. Dicha central fotovoltaica estará acoplada a la red pública, inyectando toda su producción a la empresa distribuidora local. Se determinará el consumo de energía necesaria para el alumbrado deportivo, con el fin de justificar la implantación de la instalación fotovoltaica. De mismo modo se especificará la colocación de luminarias para la iluminación de las pistas de atletismo y el campo de juego.

En la presente instalación fotovoltaica se apuesta por la tecnología de capa fina de Teluro de Cadmio, en la elección de las células que forman los módulos. Ya que tiene actualmente el potencial más grande de reducción de costes de todas las técnicas de fabricación de módulos fotovoltaicos.

## **5.- Legislación aplicable.**

Normativa aplicable al proyecto. La normativa aplicable a las instalaciones solares fotovoltaicas es la siguiente:

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

-Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión, así como sus instrucciones complementarias.

-Orden del 6 de Julio de 1984 (BOE del 1 de Agosto de 1984), por el que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

-Orden de 18 de Octubre de 1984 (BOE de 25 de Octubre de 1984), complementaria a la anterior.



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

-Orden de 5 de Septiembre de 1985 para la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.

-Real Decreto 2366/1994 de 9 de Diciembre sobre producción de energía eléctrica para las instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. (BOE de 31 de Diciembre de 1994).

-Real Decreto 436/2004 de 27 de marzo, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones alimentadas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos o cogeneración.

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

-REAL DECRETO 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa

-Condiciones Técnicas que han de cumplir las instalaciones fotovoltaicas para su conexión a la red de Iberdrola.

-Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a la red, exigido en el marco de las Líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables, publicado por el IDAE para la convocatoria correspondiente al ejercicio.

-REAL DECRETO-LEY 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

## **6.- Potencia prevista. Consumos.**

### **6.1.-Alumbrado deportivo.**

#### **6.1.1.- Potencia demandada por el alumbrado deportivo.**

El proyecto de la instalación fotovoltaica en el estadio de fútbol, está justificado por la gran demanda de potencia que se produce en el estadio y beneficio económico que tendría la instalación fotovoltaica, que cubriría con los consumos del alumbrado deportivo.

Para justificar dicha demanda se ha calculado las potencias requeridas en el uso de las instalaciones deportivas del estadio.

Para establecer la potencia necesaria para el correcto desarrollo de las actividades, se han tenido en cuenta las actividades que se realizan en dichas instalaciones, y serán básicamente atletismo y fútbol.

Los entrenamientos de fútbol y atletismo se realizan simultáneamente, para el aprovechamiento del alumbrado de pistas y del campo de juego. La realización de atletismo se puede realizar de modo entrenamiento y competición.



En la actividad de fútbol se puede realizar también de modo entrenamiento y competición, si es competición se tomará como competición nacional e internacional sin requisitos de TV.

Se utilizarán dos sistemas de iluminación del estadio, mediante 4 torres situadas en las 4 esquinas del estadio del fútbol, y mediante 2 líneas continuas de proyectores, situadas en las tribunas Este y Oeste.

En las localizaciones y alturas de montaje de las luminarias, se han minimizado el deslumbramiento y se ha mantenido un buen equilibrio entre las componentes horizontal y vertical de las luminarias. Colocando siempre los proyectos por encima de las líneas de visión normal empleadas por los jugadores y espectadores.

Para la determinación de la potencia demandada por el alumbrado deportivo, se han cumplido con los niveles de iluminación exigidos para las actividades realizadas en el estadio.

Los niveles de iluminación para el estadio serán:

Deporte	Nivel de actividad	E (lux)	U <sub>1</sub>	U <sub>2</sub>	IRC	T <sub>c</sub>
Fútbol al aire libre	t/r	100	0'4	0'6	65	4.000
	ca	200	0'5	0'7	65	4.000
	Cp	500	0'5	0'7	65	4.000
Atletismo al aire libre	t/r	100	0'2	0'3	20	2.000
	ca	200	0'2	0'3	20	4.000

Tabla 6.1.- Parámetros mínimos en para los distintos usos.

T	Entrenamiento (amateur y profesional)
R	Recreación general
Ca	Competición nacional
Cp	Competición nacional e internacional sin requisitos de TV
E	Iluminancia horizontal mínima medida a nivel del suelo
U <sub>1</sub>	Uniformidad extrema de iluminancia (E <sub>min</sub> /E <sub>máx</sub> )
U <sub>2</sub>	Uniformidad media de iluminancia (E <sub>min</sub> /E <sub>med</sub> )
IRC	Índice de reproducción cromática
T <sub>c</sub>	Temperatura de color (en grados Kelvin)

#### 6.1.1.1- Potencia máxima admisible atletismo.

Para la actividad de atletismo se puede realizar para entrenamiento y para competición, por lo que se justifica la necesidad de dos niveles de potencia:



- Alumbrado de **competición** de 200 lux. (38000+26000= 64000 W).

Alumbrado de las torres

MODELO	W	torre1	torre2	torre 3	torre 4	Pot.modelo
GW84757	2000	4	3	3	3	26000
GW84766	2000	1	2	2	1	12000
Pot por torre		10000	10000	10000	8000	
Pot torre suma						38000W

Tabla 6.2.- Potencia requerida en el alumbrado de las torres para atletismo competición.

Alumbrado lateral

MODELO	W	lateral 1	lateral 2	Pot.modelo
GW84644	2000	2	3	10000
GW84757	2000	0	0	0
GW84771	2000	4	4	16000
Pot lateral		12000	14000	
Pot lateral suma				26000W

Tabla 6.3.- Potencia requerida en el alumbrado lateral para atletismo competición.

- Alumbrado de **entrenamiento** de 100 lux. (30000+22000= 52000 W).

Alumbrado de las torres

MODELO	W	torre1	torre2	torre 3	torre 4	Pot.modelo
GW84757	2000	3	4	3	3	26000
GW84766	2000	1	0	1	0	4000
Pot por torre		8000	8000	8000	6000	
Pot.torre suma						30000W

Tabla 6.4.- Potencia requerida en el alumbrado de las torres para atletismo entrenamiento.

Alumbrado lateral

MODELO	W	lateral 1	lateral 2	Pot.modelo
GW84644	2000	1	2	6000
GW84757	2000	0	0	0
GW84771	2000	4	4	16000
Pot lateral		10000	12000	
Pot lateral suma				22000 W

Tabla 6.5.- Potencia requerida en el alumbrado lateral para atletismo entrenamiento.





La potencia máxima del alumbrado de atletismo será de 64 kw, y se estará realizando atletismo de competición.

### 6.1.1.2.- Potencia máxima admisible fútbol.

La actividad de fútbol se realizará para entrenamiento y para competición, por lo que se justifica la necesidad de dos niveles de potencia:

- Alumbrado de **competición** de 500 lux. (120000+40000= 160000 W)

#### Alumbrado de las torres

MODELO	W	torre1	torre2	torre 3	torre 4	Pot.modelo
GW84757	2000	9	9	9	9	72000
GW84766	2000	6	6	6	6	48000
Pot por torre		30000	30000	30000	30000	
Pot torre suma						120000 W

Tabla 6.6.- Potencia requerida en el alumbrado de las torres para fútbol competición.

#### Alumbrado lateral

MODELO	W	lateral 1	lateral 2	Pot.modelo
GW84644	2000	4	4	16000
GW84757	2000	2	2	8000
GW84771	2000	4	4	16000
Pot lateral		20000	20000	
Pot lateral suma				40000 W

Tabla 6.7.- Potencia requerida en el alumbrado lateral para fútbol competición.

- Alumbrado de **entrenamiento** de 100 lux. (30000+22000= 52000 W)

#### Alumbrado de las torres

MODELO	W	torre1	Torre2	torre 3	torre 4	Pot.modelo
GW84757	2000	3	4	3	3	26000
GW84766	2000	1	0	1	0	4000
Pot por torre		8000	8000	8000	6000	
Po.torre suma						30000 W

Tabla 6.8.- Potencia requerida en el alumbrado de las torres para fútbol entrenamiento.



### Alumbrado lateral

MODELO	W	lateral 1	lateral 2	Pot.modelo
GW84644	2000	1	2	6000
GW84757	2000	0	0	0
GW84771	2000	4	4	16000
Pot lateral		10000	12000	
Pot.lateral suma				22000 W

Tabla 6.9.- Potencia requerida en el alumbrado lateral para fútbol entrenamiento.

La potencia máxima se producirá cuando esté el alumbrado de competición de fútbol, con una potencia en las lámparas de 160 kw. Como se utilizan lámparas de descarga se puede llegar a 1,8 veces la potencia nominal de las luminarias, es decir a una potencia de **288 kw**.

### **6.1.2.- Consumo anual del alumbrado deportivo.**

Para tener unos valores de consumo lo más reales posibles, se han constituidos los horarios de las actividades, tanto para el atletismo como para el fútbol.

En el atletismo hay dos grupos con horarios diferentes, un primer grupo de iniciación y un segundo grupo de perfeccionamiento. Los dos grupos se entrenan de lunes a viernes según el horario de atletismo, en las pistas de atletismo que rodean el campo de juego. Mientras se realiza el atletismo en las pistas simultáneamente se está desarrollando el entrenamiento de fútbol en el campo de fútbol, con lo que se conseguirá un ahorro de energía.

### ATLETISMO

	lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo
17:00-18:00							
18:00-18:30	Iniciado	Iniciado	Iniciado	Iniciado	Iniciado		
18:30-19:00	Iniciado	Iniciado	Iniciado	Iniciado	Iniciado		
19:00-19:30	Perfec	Perfec	Perfec	Perfec	Perfec		
19:30-20:00	Perfec	Perfec	Perfec	Perfec	Perfec		
20:00-20:30	Perfec	Perfec	Perfec	Perfec	Perfec		
20:30-21:00	Perfec	Perfec	Perfec	Perfec	Perfec		

Tabla 6.10.- Horario semanal para el entrenamiento de atletismo.

Para la realización de la actividad de fútbol se ha diferenciado entre entrenamiento y competición, semanalmente se realizará los entrenamientos de fútbol correspondientes. Para la realización de los horarios, se ha creado un tabla en la cual viene representado, el uso del campo de juego según a la categoría a la que pertenece.



Las categorías se clasifican según las edades, hay 6 grupos:

- ✓ Benjamines (8-10 años)
- ✓ Alevines (10-12 años)
- ✓ Infantiles (12-14 años)
- ✓ Cadetes (14-16 años)
- ✓ Juveniles (16-18 años)
- ✓ Mayores (Mayores de 18 años)

Todos los grupos entrenan de lunes a viernes según el horario de fútbol.

### FÚTBOL.

	lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo
17:00-17:30	Benjamines			Benjamines			
17:30-18:00	Benjamines			Benjamines			
18:00-18:30	Infantiles	Alevines	Benjamines	Alevines	Cadete		
18:30-19:00	Infantiles	Alevines	Cadete	Alevines	Cadete		
19:00-19:30	Infantiles	Cadete	Juveniles	Infantiles	Cadete		
19:30-20:00	Juveniles	Cadete	Juveniles	Infantiles	Juveniles	fútbol*	fútbol*
20:00-20:30	Juveniles	Cadete	Juveniles	Infantiles	Juveniles	fútbol*	fútbol*
20:30-21:00	Juveniles	Mayores	Mayores	Mayores	Mayores	fútbol*	fútbol*
21:00-21:30	Descanso	Mayores	Mayores	Mayores	Mayores	fútbol*	fútbol*
21:30-22:00	Descanso	Mayores	Mayores	Mayores	Mayores	fútbol*	fútbol*
22:00-22:30		Mayores	Mayores	Mayores	Mayores	fútbol*	fútbol*
22:30-23:00						fútbol*	fútbol*

Tabla 6.11.- Horario semanal para el entrenamiento y competición de fútbol.

\*Los partidos de football oficiales se juegan los sábados o los domingos y cada dos semanas.

Como interesa saber el consumo anual de energía, analizamos el año completo 2006, con todas las actividades que se realizan en el estadio y número de horas que necesita el alumbrado deportivo.

En la siguiente tabla se muestra el tiempo de utilización del alumbrado, que va fraccionado, (cada 15 minutos equivalen a 0,25) y el tiempo de la puesta de sol de cada día, según datos de Observatorio Astronómico Nacional del Instituto de Geografía Nacional.





En el año 2006 coinciden la segunda mitad de la 2ª liga 05/06 y la primera mitad de la 2ª liga 06/07.; también transcurre la competición de atletismo de San Silvestre que se desarrolla el 31 de diciembre y que tiene una duración de 4 horas y media.

Los días de partido oficial que se jueguen en casa, el alumbrado de competición estará encendido durante 4 horas, que se dividen en:

- ✓ 90 minutos de partido.
- ✓ 15 minutos de descanso entre el 1º y 2º tiempo.
- ✓ 75 minutos de previo del partido.
- ✓ 60 minutos de desalojo.

El número de horas anuales de alumbrado de entrenamiento son 547,25, de alumbrado de competición de fútbol son 76 horas y de alumbrado de competición de atletismo son 4,5 horas.

Se estima la potencia consumida por los equipos electrónicos de la luminarias en el 30% de la potencia nominal de la lámpara.

La energía consumida anualmente por el alumbrado de entrenamiento es:

$$547,25 \cdot 52 \text{kw} = \mathbf{28.457 \text{ Kw.h}}$$

La energía consumida anualmente por el alumbrado de competición de fútbol es:

$$76 \cdot 160 \text{kw} = \mathbf{12.160 \text{ Kw.h}}$$

La energía consumida anualmente por el alumbrado de competición de atletismo es:

$$4,5 \cdot 64 \text{kw} = \mathbf{288 \text{ Kw.h}}$$

Y el consumo anual de alumbrado deportivo es de: **40.905 Kw.h**

Se estima la potencia consumida por los equipos electrónicos de las luminarias en el 30 % de la potencia nominal de la lámpara de descarga.

El consumo anual teniendo en cuenta la potencia consumida por los equipos electrónicos es de **53.176,5 Kw.h.**



## **6.2.-Instalación fotovoltaica**

### **6.2.1.- Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica para cubrir la demanda del alumbrado deportivo.**

El consumo anual del alumbrado deportivo, calculado en el apartado “**6.1.2.- Consumo anual del alumbrado deportivo.**”, se ha estimado en 53.176,5 Kwh.

Para estimar la potencia mínima del generador fotovoltaico, para el consumo anual del alumbrado público, se determina unos 50 Wp por cada 80 Kwh/año. Y como el consumo del alumbrado se ha establecido en 53.176,5 kw.h., la potencia necesaria será 33.235,31 Wp.

No obstante la potencia de la instalación fotovoltaica será superior a 33,2 Kwp, y elegiremos la potencia límite para obtener las mayores primas y subvenciones, con la finalidad de reducir el tiempo de amortización de la instalación fotovoltaica.

### **6.2.2.- Diseño de la instalación fotovoltaica para una potencia máxima.**

La potencia instalada será de 110 kWp para así maximizar la producción de energía sin exceder los 100kW en el punto de entrega, que permiten obtener la prima máxima.

El R.D. 436/2004, que desarrolla la Ley 66/1997, establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción eléctrica en régimen especial. Este R.D. garantiza pagar durante 25 años toda la energía producida por la central al 575% de la tarifa media de referencia (TMR) actualizada y, por el resto de la vida de la Central, al 460% de dicha tarifa.

Como la potencia necesaria son 33,2 Kwp para igualar la energía generada por la instalación con la consumida por el alumbrado deportivo; y se instalarán unos 110Kwp, se consigue reducir el tiempo de amortización de la instalación fotovoltaica, y obtener un beneficio a lo largo de la vida útil de la instalación.

La instalación fotovoltaica inyectará toda su potencia a la red de distribución de energía eléctrica en baja tensión, a través del transformador del alumbrado deportivo.

El generador fotovoltaico está constituido por:

1760 módulos fotovoltaicos de Telururo de Cadmio.

Agrupados en 220 strings, cada string está formado por 8 módulos en serie.

Para cada inversor se conectan en paralelo 22 strings, unos 176 módulos.

La potencia máxima del generador fotovoltaico es 110 kwp.

La tensión es transformada de sus valores en continua a alterna a través del conjunto de inversores. El conjunto de inversores está formado por:

10 inversores trifásicos.

Cada inversor tiene una potencia de 10 kw.

La potencia de los inversores es de 100kw.

Por lo que la potencia nominal de la instalación será 100 Kw, que es la suma de todos los inversores.

### 6.2.3.- Estimación de la energía generada en Instalación. FV.

La estimación de la energía anual esperada generada por un sistema fotovoltaico conectado a red eléctrica se puede realizar mediante simulaciones horarias detalladas del sistema y de cada uno de sus componentes, considerando las características de la radiación solar del lugar de la instalación, de los módulos fotovoltaicos y del inversor.

Parámetros de mérito de sistemas FV conectados a red

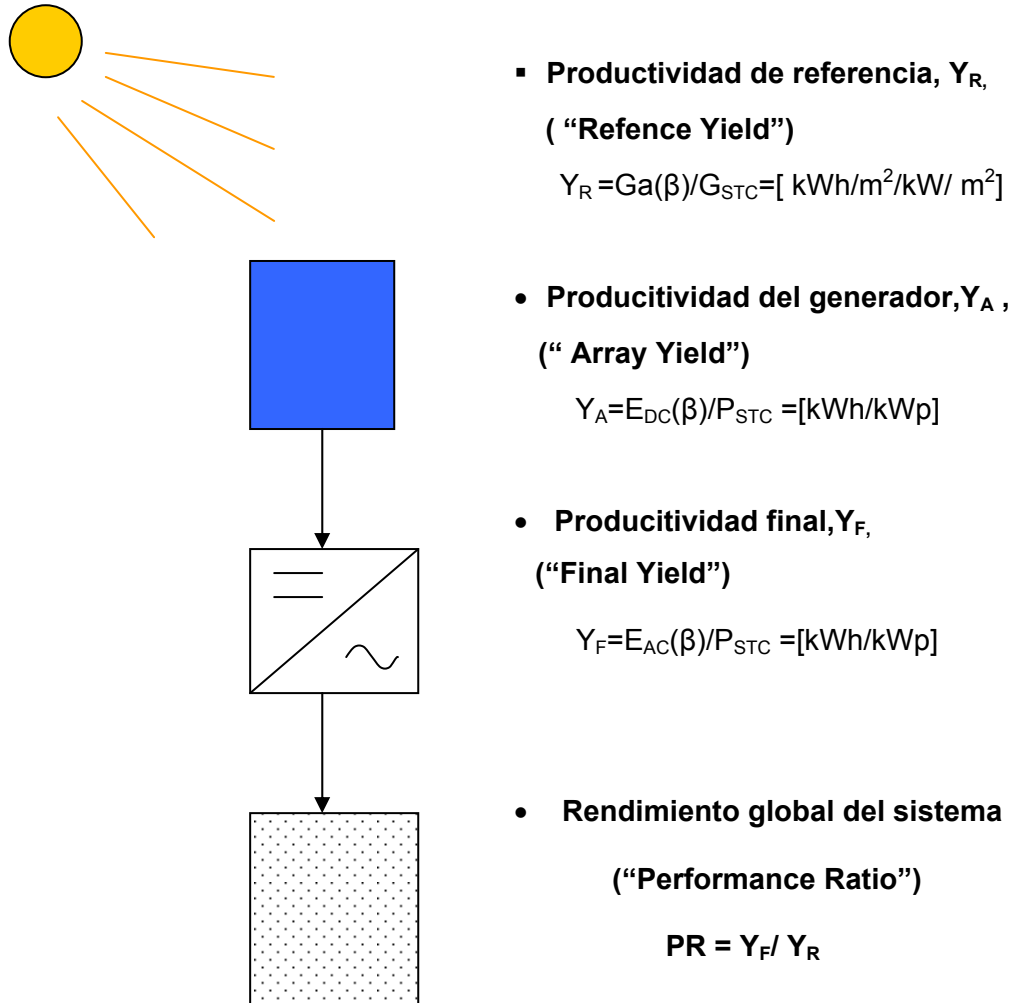


Figura 6.1 . \_Definición de los parámetros de mérito de producciones de energía fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica para un generador fotovoltaico inclinado a un ángulo  $\beta$ .



El rendimiento Global del sistema, **PR**, o “Performance Ratio”, definido como un factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a los rendimientos de conversión DC/ AC y de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor y el hecho de que el rendimiento de las células solares en la realidad es inferior al que indica el valor de su potencia nominal, debido a que la temperatura de operación suele ser notablemente superior a 25°C.

**Con sombras**  
**Normalized Performance Coefficients**

	Yr	Lc	Ya	Ls	Yf	Lcr	Lsr	PR
	kWh/m <sup>2</sup> .day		kWh/kWp/d		kWh/kWp/d			
<b>January</b>	122.76	0.920	0.04	0.209	2.83	0.232	0.053	0.715
<b>February</b>	131.13	0.965	0.04	0.249	3.47	0.206	0.053	0.741
<b>March</b>	171.79	1.083	0.05	0.297	4.16	0.195	0.054	0.751
<b>April</b>	177.10	1.278	0.05	0.301	4.32	0.217	0.051	0.732
<b>May</b>	195.16	1.453	0.06	0.357	4.49	0.231	0.057	0.712
<b>June</b>	193.39	1.672	0.06	0.353	4.42	0.259	0.055	0.686
<b>July</b>	210.15	1.737	0.06	0.349	4.69	0.256	0.051	0.692
<b>August</b>	195.46	1.626	0.06	0.331	4.35	0.258	0.052	0.690
<b>September</b>	174.89	1.427	0.05	0.296	4.11	0.245	0.051	0.704
<b>October</b>	152.89	1.077	0.04	0.261	3.59	0.218	0.053	0.729
<b>November</b>	109.85	0.936	0.03	0.197	2.53	0.256	0.054	0.691
<b>December</b>	110.52	0.940	0.03	0.194	2.43	0.264	0.054	0.682
Yearly sum	1945.09	1.261	0.05	0.283	3.78	0.237	0.053	0.710

Tabla 6.13.- Parámetros de Performance Ratio: Meteonorm ©©/ PVSYST©©

La energía vertida a la red de distribución (**EAC**) en Kw, viene dada por el producto de los siguientes factores bien diferenciados:

- La potencia nominal del generador, P\*, esto es, potencia en las condiciones estándar de media STC.
- La irradiación incidente sobre la superficie, Ga,ef(αβ), Irradiación anual “efectiva” sobre el plano del generador (inclinado un ángulo β respecto de la horizontal y orientado un ángulo α respecto del Sur) en Kwh/m2.
- GSTC: 1000 W/m2, irradiancia en las condiciones estándar de medida, STC.
- Un factor adimensional que considera las pérdidas por sombreado, FS.
- Un factor adimensional, PR,(Performance Ratio).

$$EAC = P^* \cdot (G_{a,ef}(\alpha\beta) / G_{STC}) \cdot FS \cdot PR$$



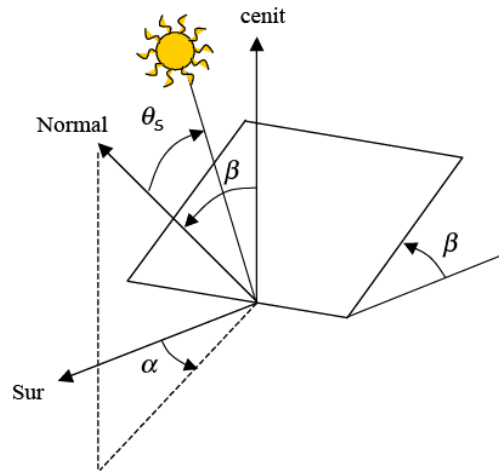


Fig. 6.2. Azimut  $\alpha$  e inclinación  $\beta$  de una superficie receptora.

La inclinación del generador fotovoltaico es de **30°C** y el azimut es 0, es decir, que esta perfectamente orientada al sur. La cubierta sobre la que va colocado el generador fotovoltaico con una inclinación de **20°C**.

En figura 3 se muestran el ángulo óptimo de la inclinación de los módulos fotovoltaicos, para la localización de la instalación (38° 26' 21" Norte, 1° 25' 18" Oeste, Jumilla). Con el fin de conseguir un aprovechamiento anual de la radiación el ángulo escogido es de 30°.

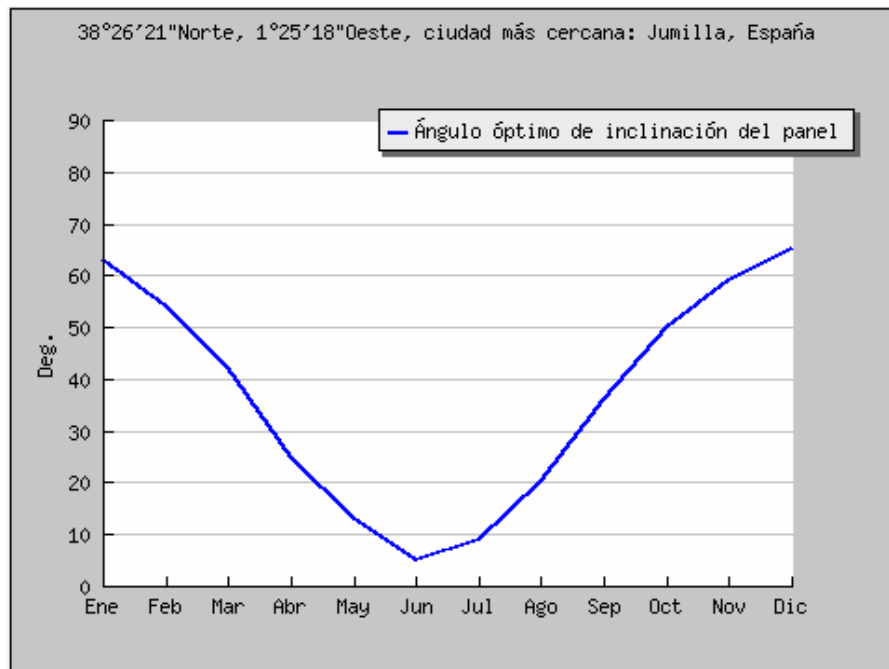


Figura 6.3. Ángulo óptimo de inclinación del módulo fotovoltaico.

PVGIS © European Communities, 2001-2006

<http://sunbird.jrc.it/pvgis/pv/imaps/imaps.htm>

En la tabla 2 se presentan los resultados de las estimaciones de producción de energía eléctrica. Se indican los valores anuales de la irradiación sobre superficie horizontal,  $G_a(0)$  ó GlobHor, sobre superficie inclinada,  $G_a(\beta)$  ó GlobInc, irradiación anual efectiva aprovechada por el generador fotovoltaico teniendo en cuenta las pérdidas angulares,  $G_{a,ef}(\alpha\beta)$  ó GlobEff, la energía DC producida por el generador FV disponible a la entrada del inversor,  $E_{DC}$  ó EArray, y la energía AC inyectada a la red eléctrica,  $E_{AC}$  ó EOutInv.

Con sombras  
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	%	%
January	80.0	10.60	122.8	113.4	10366	9655	6.66	6.21
February	95.0	11.40	131.1	125.6	11453	10687	6.89	6.43
March	145.0	12.60	171.8	165.8	15203	14190	6.98	6.52
April	168.0	14.50	177.1	171.2	15262	14269	6.80	6.36
May	203.0	17.40	195.2	188.2	16513	15295	6.68	6.18
June	211.0	21.00	193.4	186.7	15755	14592	6.43	5.95
July	224.0	23.90	210.1	203.0	17192	16004	6.46	6.01
August	193.0	24.60	195.5	188.9	15955	14827	6.44	5.99
September	153.0	22.70	174.9	169.0	14529	13553	6.56	6.12
October	117.0	18.70	152.9	147.2	13146	12257	6.79	6.33
November	75.0	14.30	109.9	102.6	8996	8344	6.46	5.99
December	70.0	11.30	110.5	99.9	8953	8291	6.39	5.92
Yearly sum	1734.0	16.95	1945.1	1861.5	163323	151964	6.63	6.17

Tabla 6.14.- Estimación de producción anual de energía. Meteonorm ©/ PVSYST©.

En el cálculo del factor de sombreado (FS), se ha tenido en cuenta las sombras producidas por la proximidad de las filas de módulos en la cubierta. Simulando la instalación fotovoltaica nos da un valor de 0.993.

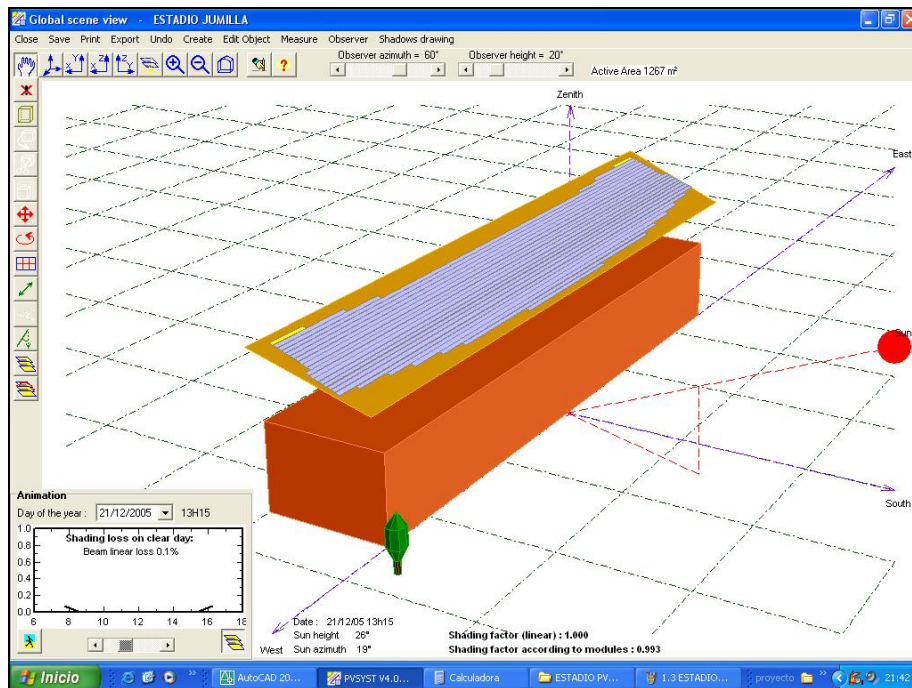


Figura 6.4.- Simulación de las sombras de la cubierta sur con el software PVSYSTS.4.0\_ PVSYST©.



Shading Factor Table according to modules, for the beam component

Azimuth	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°
Height															
80°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
70°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
60°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
50°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
40°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
30°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
20°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.993	0.920	0.887	0.920	0.993	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10°	Behind	1.000	1.000	1.000	0.888	0.048	0.048	0.044	0.048	0.048	0.888	1.000	1.000	1.000	Behind
2°	Behind	Behind	1.000	0.048	0.048	0.048	0.048	0.044	0.048	0.048	0.048	0.048	1.000	Behind	Behind

Shading factor for diffuse : 0.993 and for albedo : 0.870

Tabla 6.15.- Estimación del factor de sombras. Meteonorm ©/ PVSYST®.

Y finalmente la estimación de energía inyectada a la red de distribución local, para una potencia pico de 110Kwp es de 151.964 Kwh, con un rendimiento anual de 1381.5 Kwh/kw.

### 6.3.- Potencia reglamentaria del centro de transformación.

En virtud del Real Decreto 1663/2000, sobre conexión de instalación fotovoltaica conectadas a red de baja de tensión se utilizará el mismo centro de transformación de la instalación de alumbrado, dejando libre la mitad de la potencia de transformación.

La potencia máxima del alumbrado deportivo se produce, cuando está encendido el alumbrado de competición de fútbol con una potencia en las lámparas de 160 kw .Como se utilizan lámparas de descarga se puede llegar a 1,8 veces la potencia nominal de las luminarias, es decir a una potencia de **288 kw**.

Como la potencia de la instalación fotovoltaica es de 100 Kw, y la potencia máxima que puede demandar el alumbrado deportivo en un determinado instante es de 288 Kw, la suma de ambas potencias es de 388 Kw.

En el transformador es obligatorio que por lo menos se quede un 50 % libre, por lo que el centro de transformación se dimensionará para una potencia de 1000 KVA, este transformador estará fabricado bajo pedido por INCOESA.



## 7.-Justificación de la tecnología utilizada en el módulo fotovoltaico.

Según el informe de mercado de “Módulos solares” de la revista Protón del mes de febrero del 2007, comenta: una clara tendencia a la baja de los precios de los módulos en general, la gran variedad actual de las tecnologías de fabricación de los módulos y la gran acogida de los módulos de telurio de cadmio del fabricante norteamericano First Solar.

El motivo fundamental de la acogida no solamente son los detalles técnicos positivos, destacando un excelente funcionamiento en condiciones de poca luz y sombras parciales, su independencia del silicio; sino simplemente el factor de coste. Lo que garantiza unos precios muy económicos.

Por lo que en la instalación se ha optado por la elección de un módulo de 62,5 wp de First Solar de telurio de cadmio. En conclusión las características más importantes son:

- ✓ Eficiencia de módulos superior a un 9 %, pueden competir sin esfuerzo con otras técnicas de capa delgada.
- ✓ Excelente funcionamiento en condiciones de poca luz y sombras parciales.
- ✓ Tensión de trabajo en MPP es de 63 V, lo que provoca ciertas ventajas a la hora de robo de las placas, ya que las placas robadas mayoritariamente son utilizadas para instalaciones aisladas.
- ✓ Al carecer de marco, en caso de robo de los módulos tienen que llevar especialmente cuidado de no golpear los cantos del módulo.
- ✓ Independencia absoluta del mercado del silicio.
- ✓ El coste de fabricación del módulo es bajo.

El la figura 7.1, según datos reales de la central fotovoltaica en la cubierta del aparcamiento oeste del parque ferial de Munich, “PV-Enlargement” de 655 Kw, se lleva a cabo un ensayo único a nivel mundial para obtener datos acerca del rendimiento de la tecnología solar.

Los módulos utilizados son: policristalinos estándar, monocristalinos estándar de capa fina de silicio amorfo (ASI amorfo), de telurio de cadmio (CdTe.) y de diseleniuro de cobre e indio (CIS)

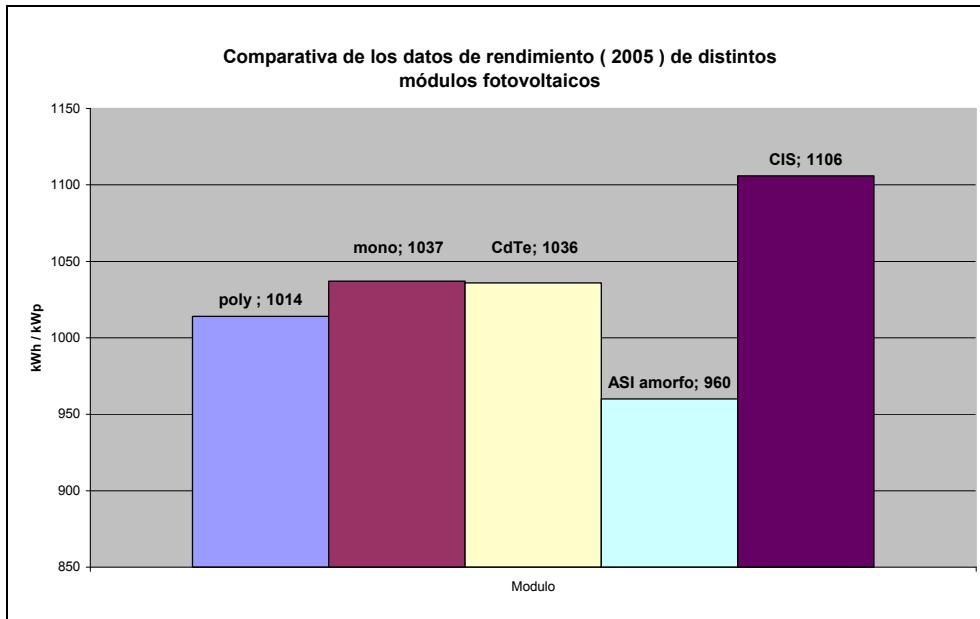


Figura 7.1.- Comparativa de rendimientos de módulos de capa fina

Según los datos reales del campo de ensayo, el módulo de CdTe tiene altos rendimientos igualados por los módulos de monocristalinos estándar, y superado por módulos (CIS).

Otra justificación para la elección de tecnología de capa fina, según los últimos estudios (figura 7.2), es que a medida que la tecnología es más avanzada, disminuye el número de años en los que el generador fotovoltaico devuelve la energía empleada en fabricarlo.

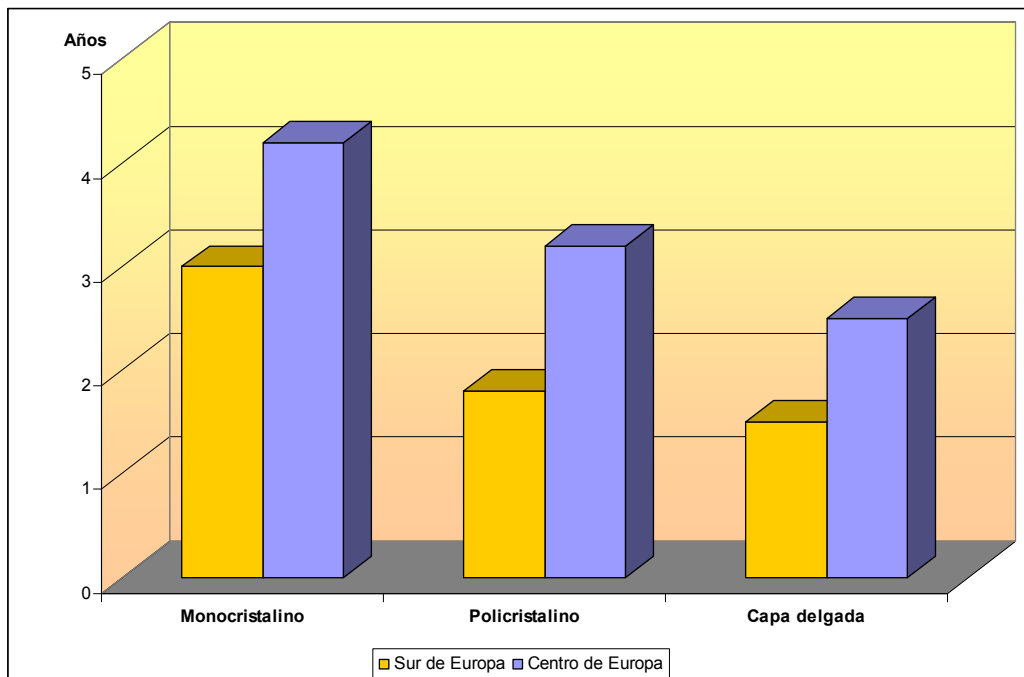


Figura 7.2.- A medida que la tecnología avanza, disminuye el periodo de retorno.  
Último estudio CRYSTAL CLEAR-PROYECT (Conferencia FV Europa, Barcelona 2005)



## 8.- El generador fotovoltaico.

### 8.1.-Diseño óptimo del generador fotovoltaico.

La instalación se diseñará para un dimensionamiento óptimo, con lo que se conseguirá maximizar el rendimiento energético y minimizar el tiempo de amortización de la instalación.

Cuando se dimensiona la instalación se debe de tener en cuenta que las condiciones de funcionamiento y ambientales del generador fotovoltaico y del inversor, divergen de las condiciones estándar preestablecidas por el fabricante.

La potencia (número total de módulos), y la tensión (cantidad de módulos por String), del generador fotovoltaico tienen que ser compatible con el rango de tensión de entrada del inversor. El generador fotovoltaico debe trabajar, siempre que sea posible, en punto de funcionamiento de máximo rendimiento (MPP).

Se tendrán en cuenta para el dimensionamiento las siguientes directrices:

La **tensión mínima en el generador fotovoltaico**, que se produce bajo 1000 W/mm<sup>2</sup> y una temperatura de la célula de 60°C (**427 V**), debe ser superior a la **tensión de entrada mínima del inversor (330 V)**.

$$330 \text{ V} \leq 427 \text{ V}$$

La **tensión máxima en vacío del generador fotovoltaico**, que se produce con 1000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura mínima de la célula de -10°C (**823 V**), debe ser inferior a la **tensión de entrada máxima del inversor (900 V)**. Una sobretensión aplicada al inversor, puede dañar sus componentes y causar averías irreparables.

$$900 \text{ V} \geq 823 \text{ V}$$

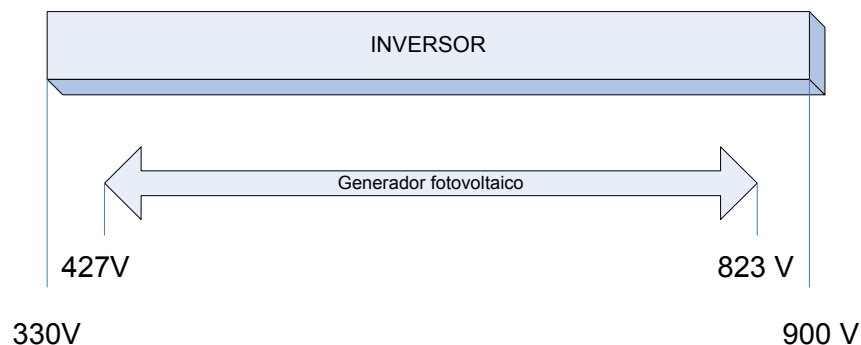


Figura 8.1.- Tensiones de funcionamiento del inversor y el generador fotovoltaico.

Con el fin de conseguir un rendimiento máximo, se tiene que alcanzar una relación de potencia de un 110 % aproximadamente de la potencia del inversor.

La potencia del inversor será 10 kw y la potencia pico del generador fotovoltaico que se conecta al inversor será 11kwp.



## 8.2.-El generador fotovoltaico.

### 8.2.1.-Módulos fotovoltaicos.

En virtud del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalación Conectadas a Red, los módulos deberán satisfacer las normas UNE-EN-61646 para módulos fotovoltaicos de capa fina, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (CIEMAT).

El generador fotovoltaico constará de 1.760 módulos fotovoltaicos, de 62,5 Wp de la marca First Solar, modelo FS-262; agrupados 220 strings, en cada string hay conectado 8 módulos en serie. La potencia pico total de la instalación será 110 Kw.

La potencia pico del generador estará repartida por igual en 10 circuitos, correspondiendo a los 10 inversores de la instalación. Para cada inversor va conectada una potencia pico de 11 kw, es decir, 22 strings, unos 176 módulos fotovoltaicos.

Las características técnicas del módulo se adjuntan en el **Anexo 2 “Características Técnicas módulo fotovoltaico FS-62”**.

La potencia del generador fotovoltaica se repartirá por la cubierta de la siguiente forma:

Fila	Nº String	Potencia kw	Inversor Pertenece
F-1	3	1,5	7
F-2	11	5,5	1
F-3	11	5,5	1
F-4	11	5,5	2
F-5	11	5,5	2
F-6	11	5,5	3
F-7	11	5,5	3
F-8	11	5,5	4
F-9	11	5,5	4
F-10	11	5,5	5
F-11	11	5,5	5
F-12	11	5,5	6
F-13	11	5,5	6
F-14	11	5,5	8
F-15	11	5,5	8
F-16	11	5,5	9
F-17	11	5,5	9
F-18	10	5	7
F-19	9	4,5	7
F-20	8	4	10
F-21	7	3,5	10
F-22	5	2,5	10
F-23	2	1	10

Tabla 8.1.- Distribución de potencias pico por filas.



### 8.2.2.- Identificación de los módulos.

Para una fácil y rápida localización del módulo en la instalación, se identificará a todos los módulos, con una determinada denominación, basada en su situación que ocupa sobre la cubierta. La numeración va ascendiendo de Oeste a Este a lo largo de la fila.

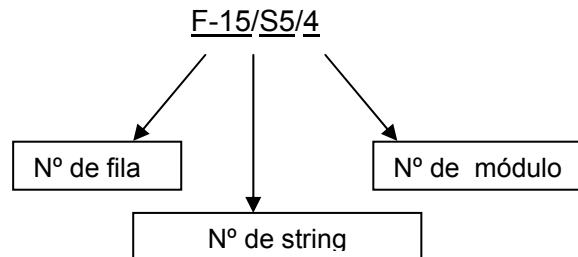


Figura 8.2.- Identificación de módulos.

Por ejemplo, si nos encontramos esta denominación en un módulo (F-15/S5/4), sabemos que este módulo pertenece a la fila 15, al quinto string, y es el módulo número 4.

### 8.2.3.- Distribución de módulos por inversor.

La instalación fotovoltaica consta de 10 inversores, y la distribución es la misma para cada uno. Para cada inversor irá conectada una potencia pico de 11 kw, es decir, 22 strings, unos 176 módulos fotovoltaicos.

### 8.2.4.-Conexionado.

El conexionado se realizará mediante la unión en serie de los módulos, hasta alcanzar la tensión idónea para el rango de trabajo del inversor, formando agrupaciones llamadas string, y los string se conectarán en paralelo hasta alcanzar la potencia de trabajo deseada por el inversor.

En el conexionado de los módulos, para formar el string, se utilizarán los propios cables que lleva el módulo fotovoltaico, uniendo cada módulo mediante conectores del tipo Multicontact Solar I. Por cada string quedarán libres dos conductores un “+” y “-”, mediante los cuales se conectarán a la línea recolectora. La línea recolectora dispondrá de conectores Multicontact Solar I, unidos a la línea recolectora que vendrán hechos directamente de fábrica.

## 9.-Estructura del generador fotovoltaico.

Las cubiertas de las gradas de los estadios de fútbol representan un gran potencial para la energía solar, no sólo por el elevado número de metros cuadrados que soportan sus cubiertas, sino también por las siguientes ventajas:

Ahorro de tiempo y dinero. Los paneles instalados en las cubiertas no ocupan suelo y no se requiere ninguna obra civil para cimentar la estructura; esto, además de abaratar costes, supone una enorme simplificación en la tramitación y en la legalización, y por lo tanto una más rápida ejecución.

Medioambientales. El impacto visual es mínimo ya que los paneles se ubican en las cubiertas del estadio y a menudo se integran en ellas.





Imagen. Los módulos solares transmiten una imagen de modernidad, ecológica y de sensibilidad medioambiental al estadio de fútbol.

Para la estructura de soporte de los módulos sobre la cubierta, se ha elegido a la marca líder en Alemania SCHLETTTER GMBH, por su amplio catálogo de estructura de soporte de módulos para cualquier tipo de superficie y necesidad.

En la cubierta se ha optado por el sistema de fijación **Kompakt Vario**, basado en una estructura flexible para todas las variantes de tejados con correas.

Las características de este sistema de fijación son:

- ✓ -Montaje rápido.
- ✓ -Todos los componentes son de acero inoxidable y de aluminio.
- ✓ -Certificados de estática generados automáticamente por ordenador.
- ✓ -Amplia gama de perfiles.
- ✓ -Mínimo sobrepeso sobre el tejado.
- ✓ -Mínimos puntos de perforación en el tejado.
- ✓ -Nuevos detalles de fijación.

## 10.- Elección del inversor.

### 10.1.- El inversor.

El inversor se encarga de transformar la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna apta para su inyección a la red eléctrica.

El inversor, debe cumplir con la normativa vigente para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, incorporando un **aislamiento galvánico** que separe el circuito de corriente continua de la red de alterna donde ha de ir conectada con el fin de separar los dos circuitos y no afecten las perturbaciones que se puedan dar entre ellos.

La instalación consta de una potencia de 100 kw, dividida en 10 inversores cuya potencia nominal de salida es de 10 kw. Los inversores se ubicarán todos en una caseta diseñada para tal efecto.

Las características técnicas del inversor se adjuntan en el **Anexo 3 “Características Técnicas del inversor INGECON 10”**.

### 10.2.-Protecciones del inversor.

Cada inversor está provisto de las protecciones necesarias en virtud del Real Decreto 1663/2000, sobre conexión de instalación fotovoltaica conectadas a red de baja de tensión, y debe cumplir las recomendaciones del *Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red*.

- Protección máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz).
- Protección para la interconexión de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um).



Si la tensión en la línea de distribución cae por desconexión de la misma o bien por caída de la Red General, el inversor no genera tensión en dicha línea, haciendo de esta manera imposible el funcionamiento en isla.

-La conexión automática a la red se produce cuando la tensión de red está dentro del rango comprendido entre 195v y 253v y a su vez la frecuencia de red dentro del rango entre 49Hz y 51Hz. La desconexión automática se produce de forma inmediata cuando la frecuencia, la tensión, o ambas no están dentro de los límites mencionados.

-La desconexión y reconexión del inversor en el punto de inyección se lleva a cabo por medio de relés internos controlados por software. Dicho software y sus ajustes no son accesibles al usuario. El tiempo de reconexión mínimo, una vez restablecidas las condiciones adecuadas, es de 3 minutos.

-Vigilante de aislamiento. El inversor incorpora internamente un vigilante de aislamiento de la parte de corriente continua que actúa en caso de detectar una deriva a tierra. Esta situación se señala en el frente del equipo con un LED rojo y provoca la desconexión del inversor. Si la situación se corrige el inversor rearma automáticamente.

### 10.3- Denominación de los inversores.

Los inversores van identificados con un número del 1 al 10 inclusive, y van denominados según el plano: "Plano planta de la caseta de inversores".

### 10.4.- Distribución de potencias.

La potencia de la instalación fotovoltaica se repartirá de la siguiente forma:

Inversor	Filas	Potencia kw	Potencia kwp
1	F-2,F-3	10	11
2	F-4,F-5	10	11
3	F-6,F-7	10	11
4	F-8,F-9	10	11
5	F-10,F-11	10	11
6	F-12,F-13	10	11
7	F-1,F-18,F-19	10	11
8	F-14,F-15	10	11
9	F-16,F-17	10	11
10	F-20,F-21, F-22, F-23	10	11
		100	110

Tabla 10.1.- Distribución de potencias pico por inversor.



## **11.- Líneas de la instalación fotovoltaica.**

### **11.1.- Clasificación de las instalaciones diseñadas según riesgo de las dependencias de los locales y adecuación a la instrucción correspondiente del R.E.B.T.**

Según la ITC-BT-30 se consideran como locales o emplazamientos mojados las instalaciones a la intemperie, en consecuencia las instalaciones proyectadas objeto del presente proyecto se clasifican como LOCAL MOJADO.

### **11.2.- Características específicas.**

Las canalizaciones serán estancas, utilizándose para terminales, empalmes y conexiones de las mismas, sistemas y dispositivos que presenten el grado de protección correspondiente a las proyecciones de agua, IPX4. Las canalizaciones prefabricadas tendrán el mismo grado de protección IPX4.

Los conductores tendrán una tensión asignada de 0.6/1KV y discurrirán por el interior de canales que se instalarán en superficie y las conexiones, empalmes y derivaciones se realizarán en el interior de cajas.

Los aparatos de mando y protección serán del tipo protegido contra las proyecciones de agua, IPX4, o bien se instalarán en el Interior de cajas que les proporcionen un grado de protección equivalente.

De acuerdo con lo establecido en La ITC-BT-22, se instalará, en cualquier caso un dispositivo de protección en el origen de cada circuito derivado de otro que penetre en el local mojado.

Queda prohibida en estos emplazamientos la utilización de aparatos móviles o portátiles, excepto cuando se utilice como sistema de protección la separación de circuitos o el empleo de muy bajas tensiones de seguridad, MTBS según la instrucción ITC-BT-36.

No existen en la presente instalación receptores de alumbrado.

### **11.3.- Sistema de instalación elegido.**

La instalación fotovoltaica se divide en 10 circuitos idénticos que se enlazan en el embarrado de las líneas de salida de los inversores, situado en la caseta de inversores, cada uno de estos circuitos consta de un inversor de 10kw, una agrupación de módulos fotovoltaicos cuya potencia pico es de 11 kw, protecciones y conductores.

A cada circuito para su identificación será designado un número, haciendo referencia al inversor que pertenece. Esta denominación deberá ir anotada en todos los cuadros de la instalación, de manera legible e indeleble.



En virtud de la ITC-BT-20, y la ITC-BT-21, las líneas de la instalación, formadas por conductores unipolares aislados, transcurrirán por diversos tipos de canalización, como son:

- bajo tubos protectores.
- bajo canales protectoras.
- bandeja o soporte de bandeja.
- Instalados al aire en galerías.

Las canalizaciones se dispondrán lo más rectilíneas posibles y deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos, fijados por los fabricantes (o en su defecto los indicados en las normas de la serie UNE 20.435), a respetar en los cambios de dirección.

#### **11.4.-Línea del generador fotovoltaico.**

La instalación interior abarca el cuadro del embarrado de inversores que se encuentra en la caseta de inversores hasta el módulo fotovoltaico.

Se cumplirá lo establecido por la ITC-BT-20, y la ITC-BT-21.

##### **11.4.1.- Líneas de conexión serie de los módulos.**

Consistirá en la conexión serie de los 8 módulos, que forman el **“String”**, la conexión serie de los módulos se realizará con los propios cables de conexión, con que viene el módulo fotovoltaico de fábrica, dichos cables poseerán en sus terminales sendos conectores para su conexión, de tipo Multicontact Solar I.

Se conectarán los módulos, uniendo macho con hembra del módulo fotovoltaico contiguo, y al final quedará libre dos conectores, macho y hembras que se conectarán a la línea de conexión en paralelo de los string ó **“Línea de recogida de energía”**.

El número de módulos conectados en serie, vendrá condicionado por las tensiones mínima y máxima de entrada del inversor. Y también por la tensión máxima soportada a Voc en la entrada del inversor.

Los módulos fotovoltaicos se conectarán por medio de Conector MultiContact Solar I, y los cables irán al aire, y se situarán detrás de los módulos, y para evitar que puedan quedar colgaderos, el cable sobrante se juntará y se atará mediante bridas.

Las correspondientes bridas, irán sujetas a su correspondiente taco de sujeción que irán introducido en una perforación realizada previamente en la estructura soporte del módulo.

##### **11.4.2.- Líneas de conexión en paralelo de los string.**

Formado por las líneas que conectan los string en paralelo, estas líneas recogerán la potencia generada por los módulos y la llevan a los respectivos cuadros parciales. **“Líneas de recogida de energía” ó “Cable Nubbel”**.

Se considera línea de recogida de energía ó recolectoras, por que van conectadas en paralelo a los string de la cubierta. Recogiendo todo la energía producida por los módulos fotovoltaicos.

Las líneas recolectoras son líneas formadas por conductores unipolares, canalizadas por las bandejas perforadas situadas en la estructura soporte de los módulos.



Cada línea recolectora esta formada por dos conductores, un conductor positivo de color rojo, donde se conectarán los conectores macho “+” de los string, y un conductor negativo de color azul, donde se conectarán los conectores hembra “-” de los string.

La conexión de los string a la línea de recogida se hará mediante conectores tipo Multicontact Solar I.

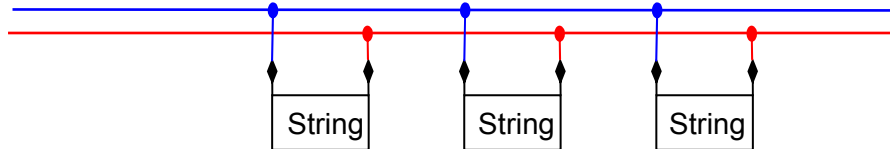


Figura 11.1.- Conexión del cable nubbel con los strings.

Con los conductores de la línea recolectora, vendrá ensamblado el cable de conexión a los string, guardando una distancia de 9.70 metros de uno a otro.

Cada línea recolectora transcurre por una fila de módulos de la cubierta, vertiendo toda su potencia al cuadro parcial de su correspondiente inversor.

Podrán ir varias líneas recolectoras a un mismo cuadro parcial, hasta conseguir la potencia deseada a la entrada del inversor. Por cada cuadro parcial irá una potencia pico de 11 kwp.

Las características del cable serán: conductor unipolar, aislamiento de 0,6/1KV, material XLPE, fabricante PRYSMIAN y fabricado para **Gehrlicher**.

### 11.4.3.- Cuadros parciales.

#### 11.4.3.1.- Situación, características y composición.

Los cuadros parciales estarán situados sobre la cubierta sur del estadio, en los extremos de las filas de los módulos, siempre se buscará el extremo más próximo a la caseta de inversores para colocarlos.

Se colocarán atornillados a la estructura soporte de los módulos a una altura mínima de 0,20 metros del techo de la cubierta, fijadas con tornillos de diámetro y longitud conveniente a la pared.

A los cuadros parciales llegarán las líneas de los módulos fotovoltaicos, formadas por conductores unipolares, 6 mm<sup>2</sup> 0,6/1KV XLPE; y éstas serán protegidas con fusibles y un descargador de sobrecargas por cuadro. Se realizará un cambio de sección y partirá con una única línea de dos conductores unipolares de 16 mm<sup>2</sup> 0,6/1KV XLPE hacia los inversores por cada cuadro. Se cumplirá lo establecido por la ITC-BT-22 sobre “Reglas generales sobre la posición de los dispositivos de protección contra sobrecargas”.

El número de cuadros parciales de la instalación son 10, y estarán formados por: caja estanca, fusibles y un descargador de sobretensión,

Para cada inversor habrá un cuadro parcial, con una potencia pico de 11 kwp, en el mismo cuadro se indicará claramente a que inversor pertenece, con la denominación C\_1,..., C\_10. También debe estar reflejado las filas de string que llegan al cuadro parcial con la denominación F-1,..., F-23.



La potencia del generador fotovoltaico se repartirá por los cuadros parciales de la siguiente manera:

Inversor	Cuadro Parcial	Filas
1	CP-GFV-1	F-2,F-3
2	CP-GFV-2	F-4,F-5
3	CP-GFV-3	F-6,F-7
4	CP-GFV-4	F-8,F-9
5	CP-GFV-5	F-10,F-11
6	CP-GFV-6	F-12,F-13
7	CP-GFV-7	F-1,F-18,F-19
8	CP-GFV-8	F-14,F-15
9	CP-GFV-9	F-16,F-17
10	CP-GFV-10	F-20,F-21, F-22, F-23

Tabla 11.1.- Distribución de filas por cuadro parcial.

### **Características técnicas:**

#### **Caja estanca:**

- Caja FV estanca de conexiones, Marca spelsberg, modelo RK-PV 4 vacía.
- Caja estanca fabricada en material termoplástico autoextinguible, resistente al calor y al fuego hasta 650°C.
- Puerta transparente de alta resistencia a golpes, elementos químicos y calor, fabricada en policarbonato, antireflejo
- Dimensiones de la caja: 180x182x90.
- Nº máximo de prensaestopas 10 (cinco líneas).
- Con Rail Din. IP 65.

#### **Descargador de sobretensión:**

- Modelo DG Y PV 100 (DEHN)
- Tensión máxima 1.000V
- Protección tipo C
- Corriente nominal de descarga (8/20) 20 KA



- Corriente máxima de descarga (8/20) 40 KA
- Nivel de protección  $U_p \leq 4 \text{ KV}$
- Nivel de protección a 5 KA  $\leq 3,5 \text{ KV}$
- Tiempo de respuesta  $\leq 25 \text{ ns}$

**Fusible:**

- Fabricante ETI.
- Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.
- Voltaje máximo en continua 600 V.
- Poder de corte 8 KA en D.C.
- Intensidad nominal 16 A.
- Tiempo de corte 15 ms.
- Características del fusible gG.
- Indicador de falla.



### 11.4.3.2.-Fusibles de protección del generador fotovoltaico.

En virtud de la ITC-BT-22, y la norma UNE –EN-60269, y cumpliendo lo establecido, se elegirán cartuchos tipo “gG”, que son capaces de proteger contra sobrecargas y cortocircuito, y su uso es general.

Se protegerá cada línea que entra al cuadro parcial, con un fusible de 16A, 10A y 4A, según corresponda a la potencia conectada a la línea recolectora.

Los fusibles se distribuyen en los cuadros parciales de la siguiente forma:

nº fila	string x fila	Pot.(Kw)x fila	Inversor	Cuadro Parcial	Calibre Fusible
F-1	3	1,5	7	CP-GFV-7	4
F-2	11	5,5	1	CP-GFV-1	16
F-3	11	5,5	1	CP-GFV-1	16
F-4	11	5,5	2	CP-GFV-2	16
F-5	11	5,5	2	CP-GFV-2	16
F-6	11	5,5	3	CP-GFV-3	16
F-7	11	5,5	3	CP-GFV-3	16
F-8	11	5,5	4	CP-GFV-4	16
F-9	11	5,5	4	CP-GFV-4	16
F-10	11	5,5	5	CP-GFV-5	16
F-11	11	5,5	5	CP-GFV-5	16
F-12	11	5,5	6	CP-GFV-6	16
F-13	11	5,5	6	CP-GFV-6	16
F-14	11	5,5	8	CP-GFV-8	16
F-15	11	5,5	8	CP-GFV-8	16
F-16	11	5,5	9	CP-GFV-9	16
F-17	11	5,5	9	CP-GFV-9	16
F-18	10	5	7	CP-GFV-7	16
F-19	9	4,5	7	CP-GFV-7	16
F-20	8	4	10	CP-GFV-10	10
F-21	7	3,5	10	CP-GFV-10	10
F-22	5	2,5	10	CP-GFV-10	10
F-23	2	1	10	CP-GFV-10	4

Tabla 11.2.- Calibre de fusible de cada fila.

Las características técnicas del fusible son citadas en el apartado anterior 8.4.2.1.

Los fusibles se colocarán cada uno en su correspondiente base portafusibles. Las bases portafusibles se ensamblará al rail Din del cuadro parcial correspondiente, cuyo modelo es EZN.





#### 11.4.4.- Caja de registro.

La caja de registro estará situada en la parte lateral oeste de la cubierta sur, a una altura de 20,43 metros, fijada a la estructura.

A la caja de registro entrarán los 10 tubos correspondientes a los 10 cuadros parciales, de cada uno de los inversores. Y se partirá con una única canalización hasta la caseta de inversores, para este tramo se utilizara canal de PVC.

Cada una de las 10 líneas que entran a la caja de registro, llega entubada en montaje superficial de su correspondiente cuadro parcial. Todos los conductores de las líneas que pasan por la caja de registro, llevarán elementos de señalización como manguitos, para una rápida identificación de la línea que pertenece.

La denominación se realizará de la siguiente forma:

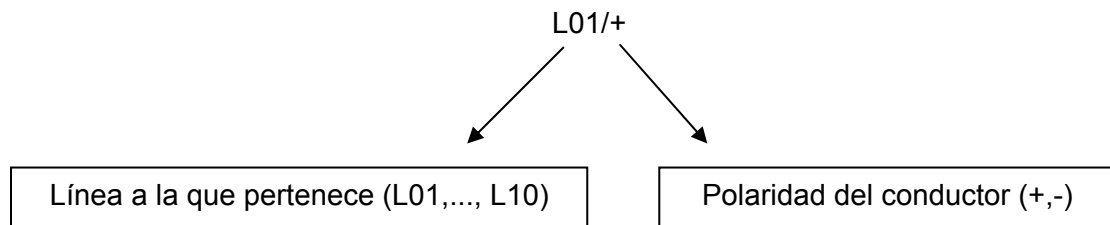


Figura 11.2.- Identificación de cada cable de la caja de registro.

Las características de la caja de registro serán:

- Dimensiones 380 x 570 x 140.
- Montaje superficial.
- Fabricada en policarbonato autoextinguible (V2, s/UL94).
- Resistente al calor y el fuego hasta 960°C (IEC 695-2-1).
- Doble aislamiento.
- Grado de protección IP65.
- Incluye barras de tierra.
- Tapa opaca fijada por tornillos.
- Color gris.

La unión de los 10 tubos correspondientes de las 10 líneas, a la caja de registro, se realizará mediante 10 prensaestopas para garantizar la estanqueidad. La unión de la canal con la caja de registro se sellará convenientemente para que no disminuya la estanqueidad del conjunto.



Dentro de la caja de registro se colocará una regleta (barra de tierras), donde se conectarán los conductores de protección, procedente de cada uno de los cuadros parciales, la regleta hace la función de borne de puesta a tierra del generador fotovoltaico. De este borne de tierras partirá el conductor de tierra ó línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra, entubada en montaje superficial hasta conectarse con las tomas de tierras de la instalación fotovoltaica.

#### **11.4.5.- Líneas de conexión de los cuadros parciales a la entrada de inversores.**

Este tramo engloba las líneas 10 que parten de los cuadros parciales situados en la cubierta, y conectan con sus respectivos inversores. Cada línea estará formada por dos conductores unipolares XLPE 0.6/1 Kw.

Cada una de las 10 líneas, partirá entubada en montaje superficial de su correspondiente cuadro parcial, hasta la caja de registro situada en la parte lateral oeste de la cubierta sur, a una altura de 20,43 metros.

Por este tramo entubado se dispondrán tres conductores por tubo, dos conductores correspondientes a la línea de conexión entre el cuadro parcial y el inversor, y el tercer conductor que será el conductor de protección, que se unirá al borne de puesta a tierra del generador fotovoltaico situado en la caja de registro.

A la caja de registro entrarán los 10 tubos correspondientes a los 10 cuadros parciales, de cada uno de los inversores. Y se partirá con una única canalización hasta la caseta de inversores, para este tramo se utilizará canal de PVC.

Una vez que las líneas llegan dentro de la caseta de inversores, atravesando la pared de la caseta, se utilizará como canalización bandeja horizontal lisa con cubierta. Según ITC-BT-30, las bandejas deberán ir con cubierta. Las líneas una vez dentro de la caseta se bifurcarán, 5 líneas para cada lado del pasillo.

Por cada una de las dos bandejas horizontales, se descolgará las 5 líneas para llegar al cuadro secundario, la canalización utilizada para este tramo será una canal por cada bandeja.

De cada uno de los dos cuadros secundarios, saldrán las líneas de conexión a cada uno de los inversores. Para este tramo se ha utilizado también una canal para cada lado del pasillo.

Las características del cable son: Conductor de cobre aislamiento 1.000V, tipo Afumex 1000 Iristech de Pirelli o similar de 1x16 mm<sup>2</sup> sección

#### **11.4.6.- Cuadros secundarios.**

##### **11.4.6.1.- Situación, características y composición.**

Dentro de la caseta de inversores se situarán los cuadros secundarios de protección y maniobra de las líneas de entrada a los inversores. Los cuadros secundarios estarán formados por dos cajas estancas y sus protecciones, y se situarán uno en frente del otro, a la entrada de la caseta. Los cuadros estarán fijados a la pared con tornillos de diámetro y longitud conveniente.

Se dispondrá dentro de la caseta las dos cajas estancas a una altura de 1,1 del falso suelo, fijadas con tornillos de diámetro y longitud conveniente a la pared.



Se denominarán Cuadro secundario A (**CS-A**), y Cuadro secundario B (**CS-B**) .

Cada uno de los cuadros secundarios protege 5 líneas en continua, cada una de estas líneas irán conectadas a su inversor correspondiente. La protección y mando se realizará mediante interruptores-seccionadores fusibles.

Las características de las cajas de los cuadros secundarios son las siguientes:

- Caja estanca de distribución EUROPA, ABB System pro E
- Caja estanca fabricada en material termoplástico autoextinguible, resistente al calor y al fuego hasta 650°C.
- Puerta transparente de alta resistencia a golpes, elementos químicos y calor, fabricada en policarbonato, antireflejo y provista de cierre con muelle precintable.
- Dimensiones de la caja: 275x570x140.
- Doble aislamiento
- Grado de IP65.
- Las envolventes de los cuadros se ajustarán a las normas UNE 20.451 y UNE-EN 60.439 -3, con un grado de protección mínimo IP 30 según UNE 20.324 e IK 07 según UNE-EN 50.102.

En virtud a ITC-BT-17, la altura a la cual se situarán los dispositivos generales e individuales de mando y protección de los circuitos, desde el nivel del suelo, será 1,10m.

Al disponer de protecciones en las líneas de entrada y salida del inversor, se puede aislar el inversor de la instalación fotovoltaica individualmente, lo que posibilita las posteriores labores de mantenimiento o reparación del mismo. Con lo que se consigue una mejor fiabilidad de la instalación.

#### **11.4.6.2.- Protección magnetotérmica de las líneas de entrada de los inversores.**

En virtud de la ITC-BT-22, se protegerá cada una de las instalaciones de 11kw pico que se conectará a su correspondiente inversor, contra los efectos de las sobrecorrientes que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de cada línea de entrada al inversor se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobrecorrientes previsibles. Se cumplirá lo establecido por la norma UNE 20.460-4-473.

Se realizará la protección magnetotérmica de las 10 líneas de entrada, con 10 Interruptores fusibles seccionadores repartidos en los cuadros secundarios.



Cada interruptor fusible seccionador se denominará con la misma referencia que el inversor al que maniobra.

Int-Sec-Fus	Cuadro secundario	Inversor.
PM-GFV-1	CS-A	1
PM-GFV-2	CS-A	2
PM-GFV-3	CS-A	3
PM-GFV-4	CS-A	4
PM-GFV-5	CS-A	5
PM-GFV-6	CS-B	6
PM-GFV-7	CS-B	7
PM-GFV-8	CS-B	8
PM-GFV-9	CS-B	9
PM-GFV-10	CS-B	10

Tabla 11.3.- Distribución de los interruptores seccionadores fusible en los cuadros secundarios.

#### Características técnicas

- Modelo Interruptor fusible seccionador OS Mini
- Número de polos 3
- Intensidad nominal 32 A
- T° referencia 40°C
- Poder asignado de corte DC 128A
- Corriente asignada de cortocircuito 6KA
- Tensión de aislamiento 1KV
- Durabilidad mecánica 20000.
- Categoría de utilización B
- Peso 0.9 Kg.
- Bornes protegidos IP20
- Mando color negro IP65
- Sección mínima de conductor 6mm<sup>2</sup>
- Homologado por la norma ICE 60947



### 11.4.7.- Número de circuitos e identificación

La instalación fotovoltaica tiene una potencia 100 kw, y está formada por 10 inversores de 10 kw. Por lo que la instalación se divide en 10 circuitos idénticos que se enlazan en el embarrado de las líneas de salida de los inversores, situado en la caseta de inversores, cada uno de estos circuitos consta de un inversor, una agrupación de módulos fotovoltaicos cuya potencia pico es de 11 kw, protecciones y conductores.

A cada circuito para su identificación será designado un número, haciendo referencia al inversor al que pertenece. Esta denominación deberá ir anotada en todos los cuadros de la instalación, de manera legible e indeleble.

Inversor	Cuadro de distribución		Cuadro secundario	Cuadro parcial
	Protec. Mag.	Protec. Dif.		
1	PM-I-1	PD-I-1	PM-GFV-1	CP-GFV-1
2	PM-I-1	PD-I-1	PM-GFV-1	CP-GFV-1
3	PM-I-2	PD-I-2	PM-GFV-2	CP-GFV-2
4	PM-I-3	PD-I-3	PM-GFV-3	CP-GFV-3
5	PM-I-4	PD-I-4	PM-GFV-4	CP-GFV-4
6	PM-I-5	PD-I-5	PM-GFV-5	CP-GFV-5
7	PM-I-6	PD-I-6	PM-GFV-6	CP-GFV-6
8	PM-I-7	PD-I-7	PM-GFV-7	CP-GFV-7
9	PM-I-8	PD-I-8	PM-GFV-8	CP-GFV-8
10	PM-I-9	PD-I-9	PM-GFV-9	CP-GFV-9

Tabla 11.4.- Protección de cada circuito.

### 11.5.-Línea del enlace.

#### 11.5.1.- Línea repartidora o derivación individual.

Por cada inversor habrá una línea de conexión al embarrado de la instalación fotovoltaica, si la instalación consta de 10 inversores, por lo tanto se dispondrá de 10 líneas independientes.

Las líneas parten del cuadro de embarrado, atraviesan el cuadro general de distribución, y se canalizan por medio de una bandeja lisa hacia el falso suelo. Del falso suelo mediante instalación al aire, se conectan las líneas a sus respectivos inversores.

Cada línea trifásica independiente estará formada por cuatro conductores unipolares de 10 mm<sup>2</sup>; las tres fases y el conductor neutro. Los cuatro conductores unipolares para el tramo de instalación al aire, en el falso suelo, estarán unidos entre si mediante bridas poliamida, para conseguir diferencial perfectamente unas líneas de otras.

La línea repartidora une el embarrado de las líneas de salida de los inversores, con el cuadro de baja tensión del centro de transformación, atravesando en su recorrido la caja de protección y medida.

Se dividirá en dos la línea repartidora:

- Línea de enlace del embarrado de salida de inversores y CPM.
- Línea de conexión a red de la instalación FV.



## **11.5.2- Cuadro general de distribución.**

### **11.5.2.1.- Situación, características y composición.**

El cuadro general de distribución se encuentra en la caseta de inversores, en su interior se disponen los dispositivos de mando y protección de las líneas de salida de los inversores. El cuadro está formado por dos cajas estancas de distribución una al lado de la otra, y con sus respectivas protecciones. Los cuadros estarán fijados a la pared con tornillos de diámetro y longitud conveniente.

Las características de las cajas que contiene el cuadro general de distribución son las siguientes:

- Caja estanca de distribución EUROPA, ABB System pro E.
- Dimensiones de la caja: 380x570x140.
- Caja estanca de superficie fabricada en materiales termoplásticos autoextinguible.
- Resistente al calor y al fuego hasta 650 °C.
- Puerta transparente de alta resistencia a golpes, elementos químicos y calor, fabricada en policarbonato y provista de cierre con muelle precintable.
- Doble aislamiento.
- Grado de protección IP 65.
- Las envolventes de los cuadros se ajustan a las normas UNE 20.451 y UNE-EN 60.439 -3, con un grado de protección mínimo IP 30 según UNE 20.324 e IK 07 según UNE-EN 50.102.

En virtud a ITC-BT-17, la altura a la cual se situarán los dispositivos generales e individuales de mando y protección de los circuitos, desde el nivel del suelo, será 1,10m.

### **11.5.2.2.-Protección magnetotérmica de las líneas individuales de salida de los inversores.**

En aplicación de la ITC-BT-22, y la ITC-BT-24, cada una de las líneas trifásicas de salida de los inversores serán protegidas con protección magnetotérmica y diferencial, todas ellas se conectarán a un embarrado general de la instalación fotovoltaica, para continuar con una única línea de sección mayor, esta línea única soportará toda la potencia que se vierte a la red.

Protegiendo cada línea por separado se consigue una mayor flexibilidad y seguridad en la instalación fotovoltaica ante cualquier fallo de ésta, y facilitando las labores de mantenimiento sin tener que desconectar toda la instalación de la red.

La protección magnetotérmica se realizará con interruptor magnetotérmico trifásico, de cuatro polos, para proteger las tres fases y el neutro de sobrecargas prolongadas y cortocircuitos de manera efectiva. Se cumplirá lo establecido por la norma UNE 20.460-4-473.

Se realizará la protección magnetotérmica de las 10 líneas de salida, con 10 Interruptores automáticos magnetotérmicos.



Cada interruptor magnetotérmico se denominará con la misma referencia que el inversor al que maniobra.

Interruptor Magnetotérmico	Inversor
PM-I-1	1
PM-I-2	2
PM-I-3	3
PM-I-4	4
PM-I-5	5
PM-I-6	6
PM-I-7	7
PM-I-8	8
PM-I-9	9
PM-I-10	10

Tabla 11.5.- Denominación de los interruptores magnetotérmicos.

#### Características técnicas

- Modelo Interruptor automático magnetotérmico C60L
- Número de polos 4
- Intensidad nominal 16 A
- Tº referencia 40°C
- Poder de corte 25 KA
- Curva de disparo Tipo B
- Disparo magnético 3,2 ↔ 4,8 In.
- Cierre brusco
- Nº maniobras A-C 20.000
- Pasos en 9 mm 8
- Bornes para cables <25mm<sup>2</sup> rígidos.
- Mando color negro IP65
- Sección mínima de conductor 6mm<sup>2</sup>
- Acoplables todos los auxiliares de la gama Clario, C60 ID.
- Homologación: conforme a la norma UNE EN 60947.2.



### 11.5.2.3.- Protección diferencial de las líneas individuales de salida de los inversores.

Una vez que cada línea de salida ha sido protegida por sobretensión a través del interruptor magnetotérmica, deberán protegerse las líneas contra los contactos indirectos en virtud del ITC-BT-24.

Cada línea de salida del inversor individualmente será protegida antes de conectarse al embarrado de la instalación fotovoltaica con interruptor diferencial trifásico. Se realizará la protección diferencial de las 10 líneas de salida, con 10 Interruptores diferenciales.

Cada interruptor diferencial se denominará con la misma referencia que el inversor al que maniobra.

Interruptor Diferencial	Inversor
PD-I-1	1
PD-I-2	2
PD-I-3	3
PD-I-4	4
PD-I-5	5
PD-I-6	6
PD-I-7	7
PD-I-8	8
PD-I-9	9
PD-I-10	10

Tabla 11.6.- Denominación de los interruptores diferenciales.

El interruptor diferencial estará formado por un bloque diferencial **Vigi C 60**, adaptable al interruptor automático magnetotérmico, añadiéndole al interruptor automático magnetotérmico **C60L** la función de protección diferencial.

#### Características técnicas

- Modelo bloques diferenciales Vigi C60
- Sensibilidad 300 mA
- Número de polos 4
- Calibre  $\leq 25 \text{ A}$
- Tipo Instantáneo
- Clase A
- T<sup>a</sup> de utilización -25 °C a + 60 °C





- Disparo magnético 3,2 ↔ 4,8 In
- Pasos en 9 mm 14
- Bornes para cables <math><35\text{mm}\_2</math> rígidos, <math><25\text{mm}\_2</math> flexible.
- Homologación: producto conforme a la norma UNE 61009.
- Posee maneta blanca que permite el rearme simultáneo o independiente.
- Indicador mecánico rojo de defecto diferencial.
- Botón de test incorporado.
- Inmunidad contra disparos intempestivos:  
250 A cresta para los instantáneos y 3 KA para los selectivos, onda 8/20 \_s.

### 11.5.3.- Caja de embarrado.

En la caja de embarrado entrarán las 10 líneas trifásicas de 10 mm<sup>2</sup> pertenecientes a cada uno de los 10 inversores, y saldrá una única línea trifásica de 95 mm<sup>2</sup>.

De este modo se agruparán todas las fases R, S, T y neutro cada una por separado, de este modo las 10 subinstalaciones de 10 kw, formarán la instalación de 100 kw.

Esta línea se conectará al centro de transformación, una vez que salga de la caja de protección y medida.

### 11.5.4.- Línea de enlace del embarrado de salida de inversores y CPM.

La línea de enlace del embarrado salida de inversores, y la caja de protección y medida transcurrirán dentro de la caseta de inversores.

#### 11.5.4.1.- Descripción: longitud, sección, diámetro y trazado del tubo.

La longitud aproximada de la línea repartidora será de 9 metros; y está formada por cuatro de conductores unipolares 0.6/1KV, del cuales 3 son los conductores de fase con una sección de 95mm<sup>2</sup> y un conductor para el neutro con de 95 mm<sup>2</sup> de sección.

Para el tramo en el cual la línea transcurre por la bandeja vertical lisa, las dimensiones de la bandeja vertical según fabricante UNEX, será **60 x 75 mm**, y una longitud de 1,57 metros. Según ITC-BT-30, las bandejas deberán ir con cubierta.

La línea transcurre en un primer tramo vertical por bandeja lisa con cubierta, hasta llegar al falso suelo de la caseta de inversores, atraviesa la caseta de inversores a lo ancho con conductores al aire, una vez que llega al otro lado, entra al armario de la caja de protección y medida (CPM).

#### 11.5.4.2.- Canalizaciones.

Las canalizaciones que se utilizarán serán bandeja lisa, fija mediante tornillo a la pared, y directamente al aire en el hueco que hay en falso suelo de la caseta de inversores.



La línea cuando transcurra en el tramo directamente al aire, sus 4 conductores unipolares irán convenientemente agrupados mediante bridas.

### **11.5.4.3.- Materiales.**

#### **11.5.4.3.1.- Conductores.**

La línea estará formada por cuatro conductores unipolares de 95 mm<sup>2</sup>, de los cuales 3 son los conductores de fase con una sección de 95mm<sup>2</sup> y un conductor para el neutro con de 95 mm<sup>2</sup> de sección.

Los cables serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida. Los cables con características equivalentes a las de la norma UNE 21.123 parte 4 ó 5 o a la norma UNE 211002 cumplen con esta prescripción. Tiene una temperatura de servicio entre - 40°C y 90°C .La tensión de servicio es 0.6/1 KV.

#### **11.5.4.3.2.- Tubos protectores.**

Para el tramo en el cual la línea transcurre por la bandeja vertical lisa, las dimensiones de la bandeja vertical según fabricante UNEX, será **60 x 75 mm.** cuya sección útil es 3670 mm<sup>2</sup> y una longitud de 1,57 metros. Según ITC-BT-30, las bandejas deberán ir con cubierta.

La bandeja lisa tiene las siguientes características técnicas:

- Materia prima Sistema de bandejas en PVC rígido M1.
- Retención de la tapa Abrir sólo con útil.
- Resistencia al impacto Muy fuerte (20 J).
- Propiedades eléctricas Canal aislante.
- Temperatura de servicio -15°C a 60 °C.
- No propagador de la llama.
- Protección contra daños mecánicos 10K

### **11.5.5.- Caja de protección y medida.**

#### **11.5.5.1.- Situación.**

En conformidad con ITC-BT-14, “Para suministros para un único usuario alimentados desde el mismo lugar,..., y al no existir línea general de alimentación, podrá simplificarse la instalación colocando en un único elemento, la caja general de protección y el equipo de medida; dicho elemento se denominará caja de protección y medida.”

La caja de protección y medida estará colocada en montaje superficial en la fachada de la caseta de inversores, a una altura del suelo de 0,3 metros de la parte más baja de la caja de protección y medida, según plano de detalle de la caseta de inversores.



La caja general de protección estará formada por armario de poliéster autoextinguible reforzado con fibra de vidrio para su colocación en exterior modelo ART-CPM-FOT, del fabricante URIARTE, o similar.

Se instalará un contador trifásico estático combinado, disponible en conexión directa y en conexión a transformadores de medida, transformadores de intensidad, bases portafusibles e interruptor.

Características del armario de la caja general de protección:

- Para su colocación en exterior.
- Equipo para instalación Fotovoltaica desde 41,5 Kw Hasta 100 Kw.
- Armario de poliéster autoextinguible reforzado con fibra de vidrio.
- Placas base de poliéster mecanizadas para el montaje de 1 contador electrónico bidireccional, transformadores de intensidad, bases portafusibles e interruptor.
- Bases portafusibles de 250A desconectables en carga de máxima seguridad. Tipo BUC.(Para fusibles NH tamaño 1)
- Interruptor de corte en carga de 250A IV polos.
- Tornillos para la fijación de contadores en latón.

#### **11.5.5.2.- Puesta a tierra.**

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

#### **11.5.5.3.- Equipos de medida.**

##### **11.5.5.3.1.- Características.**

Se instalará un contador trifásico estático combinado, disponible en conexión directa y en conexión a transformadores de medida, transformadores de intensidad, bases portafusibles e interruptor en armario de poliéster autoextinguible reforzado con fibra de vidrio para su colocación en exterior modelo ART-CPM-FOT, del fabricante URIARTE, o similar.

Serán cuadros modulares envolventes para medida de baja tensión, y de los modelos normalizados por Iberdrola, S.A. Para su instalación se tendrán en cuenta las prescripciones de la Inst. ITC BT 016.Y tendrá las siguientes características:



- Contador bidireccional **SL762C110**.
- Calibre: 3x57,7/100V - 3x240/415V 2,5(10)A (4 hilos ).
- Frecuencia 50Hz.
- Número de dígitos (enteros/decimales): Energía 9/0, Máxima 7/2.
- Salidas/Comunicaciones: Sin carta de salidas + RS232.
- Clase: Clase 1.
- Peso impulso led (imp/kWh): 10.000.
- Precisión:
  - Conexión directa: Clase 1 (activa), Clase 2 (reactiva).
  - Conexión a transformador: Clase 0,25 (activa), Clase 0,5 (reactiva).
- Rango de temperatura: -47°C hasta + 70°C.
- Normas de referencia:
  - EI 62052-11, CEI 62053-21, CEI 62053-22; CEI 62053-23 y CE.
- Comunicaciones:
  - Puerto óptico (CEI 61107). Puerto serie RS232C y/o RS485.

#### **11.5.5.3.2.- Situación.**

Se colocará en el exterior de la caseta de inversores, dentro del armario de la caja de protección y medida, ocupando los dos módulos superiores. Se cumplirá con lo establecido por la **ITC-BT-16**.

#### **11.5.5.3.3.- Descripción del recinto.**

No procede

#### **11.5.5.3.4.- Interruptor general manual.**

En cumplimiento del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. La instalación fotovoltaica deberá poseer un Interruptor general manual.

El cual será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

Intensidad nominal máxima de la instalación 144.3 A.

El interruptor general manual será un interruptor seccionador con fusible de la marca Telergon, modelo **Interruptor 0-I, ON-OFF Switch**. Con las siguientes características:



• Modelo	Interruptores con fusibles O-I
• Número de polos	3 + N
• Tensión de aislamiento	800 V
• Poder de corte	2.5KA
• Intensidad eficaz soportada	100 KA
• Rigidez dieléctrica (50 Hz, 1 min)	6 KV
• Potencia disipada por el fusible	17.8 W
• Calibre del fusible	250 A.
• Tipo de fusible	NH OS
• N° mínimo de maniobras sin carga	10000
• N° mínimo de maniobras con carga	1000
• Sección de cable rígido mm <sup>2</sup>	120

#### **11.5.6.- Línea de conexión a red de la instalación FV.**

La línea de conexión a red de la instalación fotovoltaica unirá la caja de protección y medida con el cuadro de baja tensión del centro de transformación.

##### **11.5.6.1.- Descripción: longitud, sección, diámetro y trazado del tubo.**

La longitud aproximada de la línea repartidora será de 25 metros; y estará formada por cuatro de conductores unipolares 0.6/1KV, de los cuales 3 son los conductores de fase con una sección de 95mm<sup>2</sup> y un conductor para el neutro con de 95 mm<sup>2</sup> de sección.

El tubo protector será flexible corrugado, de diámetro interior nominal mínimo será de 225 milímetros, en virtud de la Instr. ITC BT 014 e ITC BT 21.

La línea de conexión a red irá enterrada bajo tubo en todo su recorrido hasta el centro de transformación.

##### **11.5.6.2.- Canalizaciones.**

La línea irá enterrada bajo tubo, en una zanja a una profundidad de 70 cm. del suelo, dotada de placa homologada de señalización.

A lo largo de la canalización se colocará una cinta de señalización, que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión.

No se instalará más de un circuito por tubo. Los tubos deberán tener un diámetro tal que permita un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. El diámetro exterior mínimo de los tubos en función del número y sección de los conductores se obtendrá de la tabla 9, ITC-BT-21.



### 11.5.6.3.- Materiales.

#### 11.5.6.3.1.- Conductores.

La línea estará formada por cuatro conductores unipolares de 95 mm<sup>2</sup>, de los cuales 3 son los conductores de fase con una sección de 95mm<sup>2</sup> y un conductor para el neutro con de 95 mm<sup>2</sup> de sección.

Los cables serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida. Los cables con características equivalentes a las de la norma UNE 21.123 parte 4 ó 5 o a la norma UNE 211002 cumplen con esta prescripción. Tiene una temperatura de servicio entre - 40°C y 90°C .La tensión de servicio es 0.6/1 KV.

#### 11.5.6.3.2.- Tubos protectores.

El tubo protector será flexible corrugado, de diámetro interior nominal mínimo será de 225 milímetros, en virtud de la Instr. ITC BT 014 y ITC BT 21, permitiendo ampliar la sección en un 100%. Se colocará otro tubo auxiliar con las mismas características paralelo a éste, para posibles ampliaciones de la instalación.

Los tubos protectores serán conformes a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 2-4. Las características mínimas serán las indicadas a continuación.

- Resistencia a la compresión: 250 N para tubos embebidos en hormigón; 450 N para tubos en suelo ligero; 750 N para tubos en suelo pesado.
- Resistencia al impacto: Grado Ligero para tubos embebidos en hormigón; Grado Normal para tubos en suelo ligero o suelo pesado.
- Resistencia a la penetración de objetos sólidos: Protegido contra objetos D > 1 mm.
- Resistencia a la penetración del agua: Protegido contra el agua en forma de lluvia.
- Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos: Protección interior y exterior media.

### 11.5.7.- Acometida.

No podemos considerar a la línea que conecta la Caja de Protección y Medida con el cuadro de baja tensión del centro de transformación, como acometida. Porque la acometida según el Reglamento electrotécnico para Baja Tensión, según ITC-BT-11, Redes de distribución de Energía Eléctrica. Acometidas, se define como “Parte de la instalación de la red de distribución, que alimenta la caja o cajas generales de protección o unidad funcional equivalente.

Y como la línea que conecta la CPM de la instalación fotovoltaica con el transformador, es una línea privada, que estará colocada en un recinto privado, y en dicha línea es exclusivamente para la instalación fotovoltaica, por lo que no se puede definir como parte de la red de distribución.

Por lo tanto queda totalmente justificado que **no procede el apartado 7.1.-Acometida**.



## 12.- Línea de puesta a tierra.

### 12.1.-Descripción del sistema de protección contra contactos indirectos.

Se 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 puesta a tierra. Ésta será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

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

El corte automático de la alimentación está prescrito cuando puede producirse un efecto peligroso en las personas o animales domésticos en caso de defecto, debido al valor y duración de la tensión de contacto, cuyos valores están de acuerdo con lo indicado en la norma UNE 20.572.-1. La tensión límite se establece en **24 V** considerando nuestra instalación similar a las de alumbrado público, como se contempla para ellas en la ITC-BT-09.

### 12.2.- Tomas de tierra.

Cumplirá todo lo descrito por ITC-BT-18, para la toma de tierra se utilizará electrodos formados por picas de cobre y serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022. La profundidad de enterramiento de las tierras será 0,60 metros.

Los electrodos de puesta a tierra tendrán las siguientes características:

- Picas vertical formadas por barras.
- Situación de las picas En hilera
- Separación de las picas 4 m
- Número de picas 3
- Longitud de las picas 2 m
- Diámetro de las picas 15 mm
- Sección del conductor de unión 35 mm<sup>2</sup>
- Profundidad de enterramiento 0,6 m
- Resistencia del electrodo 44,167  $\Omega$



Las características del terreno serán:

- |                                    |                 |
|------------------------------------|-----------------|
| • Naturaleza del terreno           | Arena Arcillosa |
| • Resistividad en $\Omega \cdot m$ | 265             |

Con las características del electrodo y del terreno, se consiguen una tensión de contacto de 13,25 V, con la protección 300 mA, cumpliendo lo establecido por ITC-BT-18, que estable una tensión de 24 V en local o emplazamiento conductor.

Las tomas de tierra se localizan y transcurren delante de la caseta de inversores a 1,5 metros, enterradas a 0,6 metros de suelo, formando hilera.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra se extremará el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. Las conexiones se realizarán con soldadura aluminotermia.

La distancia mínima de separación entre las tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y de las masas de un centro de transformación según establece el apartado 11, de ITC-BT-18, es de 9,95 metros. se verificará dicha distancia, para evitar que durante la evacuación de un defecto a tierra en el centro de transformación, las masas de la instalación de la fotovoltaica puedan quedar sometidas a tensiones de contacto peligrosas.

### **12.3.- Líneas principales de tierra.**

La instalación fotovoltaica consta de dos líneas principales de tierra, una para el generador fotovoltaico, y otra para la caseta de inversores. Ambas líneas se unirán al mismo electrodo de puesta a tierra.

Las líneas principales de tierras de la instalación se conectarán a su borne de puesta a tierra correspondiente, para la línea principal de tierra de la caseta de inversores se conectará al borne de puesta a tierra de la caseta de inversores, y para la línea principal de tierra del generador fotovoltaico se conectará al borne de puesta a tierra del generador fotovoltaico.

La línea principal de tierra de la caseta de inversores utilizará conductor desnudo de 35 mm<sup>2</sup>, por dentro de la caseta, y el tramo de línea que conecta con la primera toma de tierra, irá el conductor desnudo de 35 mm<sup>2</sup> enterrado a una profundidad no inferior a 0,50 metros.

La línea principal de tierra del generador fotovoltaico utilizará conductor desnudo de 35 mm<sup>2</sup>, la línea partirá del borne de puesta a tierra situado en la caja de registro, y conectará con la primera toma de tierra más cercana a ésta.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. Debe cuidarse, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.





## 12.4.- Derivaciones de las líneas principales de tierra.

- **Generador fotovoltaico.**

Las derivaciones de la líneas de tierra principal de generador fotovoltaica unirán eléctricamente el borne de puesta a tierra del generador fotovoltaico situado en la caja de registro, con las tierras situadas en los 10 cuadros parciales, mediante 10 conductores de protección de color verde – amarillo, en cumplimiento de la ITC-BT-19.

La sección de las derivaciones de la línea principal de tierra del generador fotovoltaico tendrá una sección de 16 mm<sup>2</sup>.

## 12.5.- Conductores de protección.

Los conductores de protección unirán eléctricamente las masas de la instalación a los bornes de puesta a tierra.

En cumplimiento de la ITC-BT- 19 “Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo.”

- **Generador fotovoltaico.**

Los conductores de protección del generador fotovoltaico unirán eléctricamente cada una de las filas de módulos, y cada descargadores de sobretensión con su regleta de tierra situada en cada cuadros parciales, situado en la caja de registro situada en la fachada oeste de la cubierta sur del estadio.

La unión del conductor de protección a la estructura soporte de los módulos, se realizará por medio de uniones soldadas sin empleo de ácido o por piezas de conexión de apriete por rosca, debiendo ser accesibles para verificación y ensayo. Estas piezas serán de material inoxidable y los tornillos de apriete, si se usan, estarán previstos para evitar su desapriete. En cumplimiento de la norma UNE-EN 60.998 -2-1.

La sección de conductor de protección para el generador fotovoltaico será 6 mm<sup>2</sup>.

- **Caseta de inversores.**

Los conductores de protección de la caseta inversores unirán eléctricamente cada una de las masas metálicas de los 10 inversores, con el borne de puesta a tierra de la caseta de inversores. También unirán los 10 descargadores de sobretensión situados dentro del inversor con el borne de puesta a tierra de la caseta de inversores.

La sección de conductor de protección para los conductores de los descargadores de sobretensión será 16 mm<sup>2</sup>. Y de 10 mm<sup>2</sup> para los conductores de las masas metálicas de los inversores.



## 12.6.- Red de equipotencialidad.

No será necesario la conexión mediante un conductor equipotencial, de las masas del generador fotovoltaico que se encuentran sobre la cubierta, con las masas de los dispositivos que se alojan en la caseta de inversores, para conseguir una unión equipotencial. Ya que no serán accesibles ambas masas al mismo tiempo.

### Generador fotovoltaico

En virtud de la ITC-BT-18, Apartado 8, “Conductores de equipotencialidad”, La unión de equipotencialidad suplementaria puede estar asegurada, bien por elementos conductores no desmontables, tales como estructuras metálicas no desmontables, bien por conductores suplementarios, o por combinación de los dos.

Por lo que la estructura soporte de los módulos forma una red equipotencial uniendo todas las masas entre si, y todas las filas estarán unidas por su extremos a una borne de puesta a tierra, mediante los conductores de protección. El borne de puesta a tierra del generador fotovoltaico se alojará en la caja de registro, que recoge todos los conductores entubados de la cubierta.

La estructura del generador fotovoltaico hace la función de red equipotencial, esta estructura es la formada por todas las filas de módulos que se colocan sobre la cubierta.



Figura 12.1.- Estructura soporte de los módulos sobre la cubierta.

### Caseta de inversores

Todas las masas de los dispositivos que se alojarán en la caseta de inversores, forman una red equipotencial, enlazada mediante los conductores de protección. Dichos conductores de protección irán unidos al borne de puesta a tierra de la caseta de inversores.

Ambas redes equipotenciales irán unidas a la misma toma de tierra, a través de sus correspondientes líneas principales de tierra. Las líneas principales de tierras partirán de los bornes de tierra y conectarán con la toma de tierra general de la instalación fotovoltaica.

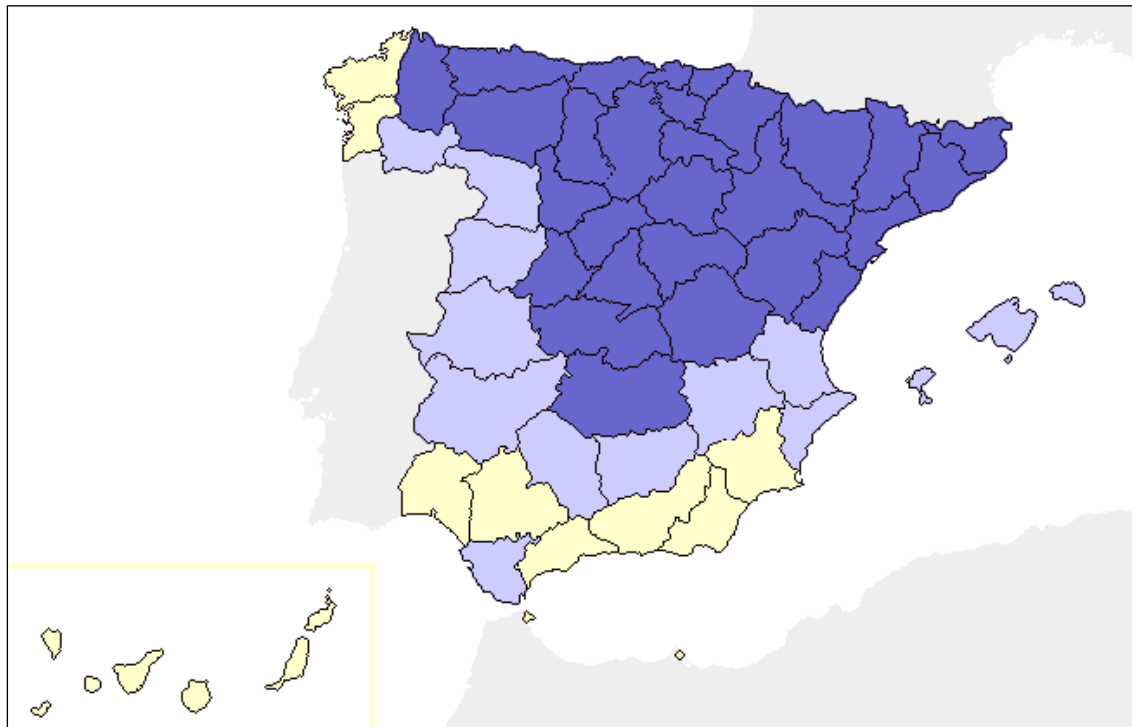
## 12.7.- Protección contra sobretensiones de origen atmosférico.


En recomendación de la ITC-BT-23, se dispondrán descargadores de sobretensión para proteger a la instalación de sobretensiones transitorias, que se originan fundamentalmente, como consecuencia de las descargas atmosféricas, conmutaciones de redes y defectos en las mismas.


La protección interna de una instalación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias se suele realizar colocando descargadores de sobretensiones entre los elementos de la instalación susceptibles de estar expuestos a la sobretensión, y un punto de evacuación, que será la puesta a tierra de la instalación.

Asimismo, aunque la situación sea natural (cuando se prevé un bajo riesgo de sobretensiones en una instalación), la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones es recomendable en aquellas provincias con al menos 20 días de tormenta al año, y muy recomendable en aquellas con al menos 25 días, según el mapa A.

Mapa A – Clasificación de las provincias de España en función del número medio anual de días de tormenta.



  
Días tormenta/año < 20

  
Días tormenta/año  $\geq$  20

  
Días tormenta/año  $\geq$  25

La instalación fotovoltaica estará situada en la provincia de Murcia, en consecuencia la legislación no obliga a la colocación de descargadores de sobretensión, pero debido al bajo coste que supone su colocación, es asumible al considerar el coste de la instalación que protege y el coste de la potencia interrumpida de la generación eléctrica fotovoltaica.



La Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) recomienda que se introduzca en el proceso de diseño esta consideración, como una precaución adicional para lograr una máxima seguridad y disponibilidad de la generación fotovoltaica que, recordemos, son unas de las razones que sustentan la buena reputación actual de que goza esta nueva tecnología de generación eléctrica.

Los equipos y materiales que forman parte de la instalación se clasifican como **Categoría III**, mediante la designación en una categoría se permitirá distinguir los diversos grados de tensión soportada a las sobretensiones en cada una de las partes de la instalación. Y se logrará la coordinación del aislamiento necesario en el conjunto de la instalación, reduciendo el riesgo de fallo a un nivel aceptable y proporcionando una base para el control de la sobretensión.

Los equipos y materiales se escogerán de manera que su tensión soportada e impulsos no serán inferiores a la tensión soportada de 4 KV.

Se protegerá la entrada CC del inversor, colocando un descargador de sobretensión en su cuadro parcial correspondiente.

La elección de los descargadores de sobretensiones se realizará según la máxima tensión de vacío del generador de fotovoltaica en un día frío de invierno con máxima incidencia solar, que será con 1000 W/ m<sup>2</sup> y una temperatura mínima de la célula de -10°C.

La tensión máxima producida por el generador fotovoltaico en estas condiciones será de 823 V, y se elegirá el descargador de sobretensión modelo **DG Y PV 1000**, que irá colocado en los cuadros parciales.

Características técnicas:

• Modelo	DG Y PV 1000
• SPD según EN 61643 – 11	Tipo 2
• SPD según EN 61643 -1	Clase II
• Descargadores de la clase de Exigencias (según E DIN VDE 0675-6)	C
• Tensión del módulo	≤ 1000 V
• Máxima tensión permisible de servicio U <sub>c</sub>	500 V
• Corriente nominal de descarga (8/20)I <sub>n</sub>	20 KA
• Corriente máxima de descarga (8/20)I <sub>max</sub>	40 KA
• Nivel de protección U <sub>p</sub>	≤ 4 KV
• Tiempo de respuesta t <sub>A</sub>	≤ 25 ms
• Margen de T <sup>a</sup>	-40°C...+80°C
• Sección de conexión (mín)	1.5mm <sup>2</sup> hilo



- Sección de conexión (máx) 35 mm<sup>2</sup> varios hilos
- Montaje sobre Carril de sujeción
- Material de la carcasa Termoplástico,
- Clase de protección IP 20

Cada cuadro parcial llevará su descargador de sobretensión, protegiendo así a cada instalación de 10 KW nominales, de posibles descargas atmosféricas en los módulos, en la estructura soporte, o en el propio conductor.

## 12.8.- Dispositivos de protección contra contactos indirectos.

La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante la aplicación de las siguientes medidas:

- Protección por corte automático de alimentación. Interruptores diferenciales.
- Protección por empleo de equipos de la clase II o por aislamiento equivalente.

### 12.8.1.-Protección por corte automático de alimentación.

En virtud de la ITC-BT-24, el corte automático de la alimentación después de la aparición de un fallo estará destinado a impedir que una tensión de contacto de valor suficiente, se mantenga durante un tiempo tal que puede dar como resultado un riesgo.

El corte automático de la alimentación está prescrito cuando puede producirse un defecto peligroso en las personas o animales domésticos en caso de defecto, debido al valor y duración de la tensión de contacto. Se utilizará como referencia lo indicado en la norma UNE 20.572-1.

Con la configuración del electrodo de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica, se consigue limitar la tensión de defecto a tierra en 13,25 V, tensión muy inferior a 24 V, que es la tensión máxima de defecto que establece ITC-BT-30, para locales mojados.

El interruptor diferencial estará formado por un bloque diferencial **Vigi C 60**, adaptable al interruptor automático magnetotérmico, añadiéndole al interruptor automático magnetotérmico **C60L** la función de protección diferencial.

Características técnicas

- Modelo Bloques diferenciales Vigi
- Sensibilidad 300 mA.
- Número de polos 4
- Calibre ≤ **25 A.**
- Tipo Instantáneo



- T<sup>a</sup> de utilización -25 °C a + 60 °C.
- Clase A
- Disparo magnético 3,2 ↔ 4,8 In.
- Pasos en 9 mm 14
- Bornes para cables <35mm<sub>2</sub> rígidos, <25mm<sub>2</sub> flexible.
- Homologación: producto conforme a la norma UNE 61009.
- Posee maneta blanca que permite el rearme simultáneo
- Indicador mecánico rojo de defecto diferencial.
- Inmunidad contra disparos intempestivos:
  - 250 A cresta para los instantáneos y 3 KA para los selectivos, según onda 8/20

### **12.8.2.- Protección por empleo de equipos de la clase II o por aislamiento equivalente.**

Doble aislamiento ó Clase II, esta medida de protección consiste en separar las partes accesibles de las instalaciones de sus partes activas, mediante un doble aislamiento o un aislamiento reforzado.

Se asegura esta protección por:

- Utilización de equipos con un aislamiento doble o reforzado (clase II).
- Conjuntos de aparata construidos en fábrica y que posean aislamiento equivalente (doble o reforzado).
- Aislamientos suplementarios montados en el curso de la instalación eléctrica y que aíslen equipos eléctricos que posean únicamente un aislamiento principal.
- Aislamientos reforzados montados en el curso de la instalación eléctrica y que aíslen las partes activas descubiertas, cuando por construcción no sea posible la utilización de un doble aislamiento.

En cumplimiento del “Pliego de condiciones técnicas conectada a red”, 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).

Todo el cable de continua será de doble aislamiento ó Clase II, y según garantiza el fabricante los módulos dispondrán de doble aislamiento.



## **13.-Obra civil.**

### **13.1.- Zanjas.**

#### **13.1.1.-Zanjas para la línea de conexión a red de la instalación fotovoltaica.**

Se realizará una zanja para la conducción de la línea de conexión a red al centro de transformación, y la localización de la zanja se contempla en el plano nº 10 “Zanjas de la instalación fotovoltaica”.

La zanja tendrá un profundidad de 0.75 m, y seguirán las instrucciones descritas a continuación para conseguir que el tubo quede correctamente instalado sin haber recibido daño alguno, y que ofrezca seguridad frente a excavaciones hechas por terceros, en la instalación de los cables.

El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc... En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m sobre la que se colocará el tubo. Por encima del tubo irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre los tubos y las paredes laterales.

Por encima de la arena en todos los tubos se colocarán protecciones mecánicas, con placas protectoras de plástico, así mismo, se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m.

Los tubos partirán del cuadro general de distribución y llegarán el cuadro de baja tensión del transformador.

#### **13.1.2.-Zanjas para la puesta a tierra la instalación.**

Se realizará una zanja para la colocación del electrodo de puesta a tierra. La zanja tendrá una profundidad de 0,5 m y una longitud total de 18 de longitud. Se necesitará una anchura de 40 cm, para la realización de esta zanja.

El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc... En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m.

Una vez realizada la zanja se colocarán las 3 picas de 2m de longitud, a 4m una al lado de la otra formando una línea recta, según plano n10 “Zanjas de la instalación fotovoltaica”. Procediéndose a la unión de éstas con un conductor de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección.

En un extremo de la toma de tierra se conectará con el conductor de tierra de la caseta de inversor. El otro extremo de la toma de tierra irá conectado al conductor de tierra del generador fotovoltaico, el cual bajará mediante tubo metálico en montaje superficial por la pared, y se conectará al extremo de la toma de tierra mediante grapa de cobre.



### **13.2.-Excavación para caseta de inversores prefabricada.**

La excavación tendrá las siguientes dimensiones: una profundidad de 0,7 metros, una anchura de 3,1 metros y una longitud de 6,6 metros.

La cama de la caseta de inversores estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc... En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,12 m sobre la cual se apoyará la caseta prefabricada.

### **14.-Mantenimiento de la instalación fotovoltaica.**

En cumplimiento del Pliego de Condiciones Técnica de instalaciones conectadas a red, 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.

Se creará un programa de mantenimiento con el objetivo de definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

#### **14.1.- Tipos de mantenimiento.**

Se definirán dos escalones 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 deberán permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

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

- La visita a la instalación al menos semestral 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 deberá realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.





El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita semestral 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, lámparas de 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.

Se realizará un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de la instalación y las incidencias acaecidas en ésta.

Se llevará un 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).

## **14.2.-Mantenimiento de los dispositivos.**

### **14.2.1.-Módulo fotovoltaico.**

Los módulos fotovoltaicos requerirán muy poco mantenimiento, por la su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. El mantenimiento abarca los siguientes procesos:

- Limpieza periódica de los paneles.
- La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reducirá el rendimiento del mismo y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por las sombras.
- La acción de la lluvia puede en muchos casos reducir al mínimo o eliminar la necesidad de la limpieza de los paneles.
- La operación de limpieza deberá ser realizada en general por el personal encargado del mantenimiento de la instalación, y consiste simplemente en el lavado de los paneles con agua y algún detergente no abrasivo.

La inspección visual del panel tiene por objeto detectar posibles fallos, concretamente:

- Posible rotura del cristal: normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje.



- Oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas: normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.

### **14.2.2.-Conexiones eléctricas y del cableado.**

Para llevar un control del estado de las conexiones eléctricas y del cableado, se procederá a efectuar las siguientes operaciones:

- Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles.
- Comprobación de la estanquidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales.

### **14.2.3.-Inversores.**

El mantenimiento necesario en este tipo de inversores se suele reducir a la comprobación periódica de las conexiones a los terminales del mismo. Además, la indicación luminosa en leds del funcionamiento del inversor, nos indicará si los niveles de funcionamiento son o no correctos.

### **14.2.4.-Mantenimiento de la puesta a tierra.**

En virtud de la ITC-BT- 19, el mantenimiento lo realizará personal técnicamente competente, que efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren.

## **15.- Medio Ambiente.**

### **15.1.-Cambio Climático.**

El cambio climático es una de las principales amenazas para el desarrollo sostenible, representa uno de los principales retos ambientales con efectos sobre la economía global, la salud y el bienestar social. Sus impactos los sufrirán aún con mayor intensidad las futuras generaciones. Por ello, es necesario actuar desde este momento y reducir las emisiones mientras que a su vez buscamos formas para adaptarnos a los impactos del cambio climático.

Según el Grupo Intergubernamental de Expertos de Cambio Climático (IPCC), el calentamiento global es inequívoco y se atribuye a la acción del hombre con una certidumbre superior al noventa por ciento.

La temperatura global media en la superficie terrestre se ha incrementado en los últimos cien años en 0,74°C, así mismo, la concentración atmosférica de CO<sub>2</sub> se ha incrementado en un 35,36% desde la época pre-industrial.

La quema de combustibles fósiles está provocando el cambio climático, de las reservas de combustibles fósiles económicamente recuperables actualmente, no podemos quemar ni la cuarta parte si queremos que el planeta sobreviva al peligro del cambio climático. Así que para no sobrepasar los límites ecológicos, la humanidad dispone de un limitado “presupuesto” o cuota de carbono para emitir a la atmósfera en forma de CO<sub>2</sub>.



Al ritmo actual de consumo de combustibles fósiles, ese presupuesto se acabará en unos 30 años, sin olvidar los graves impactos medioambientales que generan la obtención y transporte de estos combustibles.

España, por su situación geográfica y sus características socioeconómicas, es un país muy vulnerable al cambio climático, como así se viene poniendo de manifiesto en las más recientes evaluaciones e investigaciones.

Los graves problemas ambientales que se ven reforzados por efecto del cambio climático son: la disminución de los recursos hídricos y la regresión de la costa, las pérdidas de la biodiversidad biológica y ecosistemas naturales y los aumentos en los procesos de erosión del suelo. Asimismo hay otros efectos del cambio climático que también van a provocar serios impactos en los sectores económicos.

El crecimiento de la población y el desarrollo económico registrados en España, ha generado un aumento de la demanda energética, y como consecuencia un aumento de las emisiones de los gases de efecto invernadero, lo que precisa acciones sobre la producción y el consumo energético que apoyen el desarrollo sostenible.

## **15.2.-Protocolo de Kioto.**

El Protocolo de Kioto entró en vigor el 16 de febrero de 2005. Las 141 naciones firmantes empezaron a aplicar medidas para reducir la emisión de los gases contaminantes que causan el calentamiento global.

Los gases contemplados son aquellos causantes del calentamiento global: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)- el más importante-, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarburos, perfluorocarburos y hexafluoruro de azufre.

Kioto obliga a los países desarrollados a alcanzar una reducción mundial de las emisiones del 5,2% entre 2008 y 2012, frente a 1990. Para lograrlo, el Protocolo prevé distintas obligaciones de recorte o aumento de la contaminación, que en conjunto garantizan la reducción del 5,2%.

El Protocolo no impone multas, aunque sí castigos. El que no cumpla, tendrá que reducir en el siguiente período la cantidad incumplida multiplicada por 1,3. Además podría ser sancionado a no poder acogerse a algunos de los mecanismos que facilitan la reducción.

España tiene que limitar a un 15% el incremento de sus gases entre 2008 y 2012, respecto a las emisiones de 1999, para limitar sus emisiones y alcanzar los objetivos. En 2004 se estima que el aumento era ya del 45%.

En la Conferencia del Clima de Buenos Aires, se empezó a hablar de la segunda fase de Kioto. Es posible que un seminario de la ONU que se celebrará en Bonn (Alemania) en primavera se relance la discusión sobre los objetivos de Kioto a largo plazo. La UE ya ha empezado a discutir estos compromisos. Nadie se atreve a aventurar cifras.

Lo primero sería conseguir atraer a los objetivos de Kioto a EE.UU., para lograr ese 5,2%. Después comprometer a las economías emergentes como China, India o Brasil a que adopten compromisos para períodos posteriores.



Y finalmente, adoptar nuevos compromisos más elevados para el siguiente lustro. Sin embargo, podrían cambiar los criterios de cómo repartir la carga entre los países, dependiendo de su PIB, población y consumo, haciendo más equitativa la carga.

### **15.3.-Ahorro de emisiones contaminantes con instalación FV.**

La obtención de electricidad a través de la energía fotovoltaica, se caracteriza por su simplicidad, silencio, larga duración, poco mantenimiento, una elevada fiabilidad, y no producir daños al medio ambiente.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red son centrales de producción de energía descentralizadas, con esto se consigue evitar pérdidas de transporte de energía, estimadas en un 7% de la energía producida.

Una instalación fotovoltaica conectada a red de 100kw, genera anualmente una energía de 151.964 kWh, ahorrando en emisiones a la atmósfera 60,78 toneladas de CO<sub>2</sub>.

El consumo energético de una familia española es 30 Kwh/día, con lo que anualmente consumirá 10.950 Kwh, produciendo 4,38 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales.

Con la energía generada por una instalación fotovoltaica se podrían alimentar 15 familias españolas.

Cartagena, Mayo 2007.

Alumno

Juan Francisco Mateo García.



## **Anexo 1.- Estudio de viabilidad económica.**