



Escola Politècnica Superior  
d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

# PROJECTE FI DE CARRERA

**TÍTOL:** CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5 MW CON SISTEMA DE POSICIONAMIENTO AUTÓNOMO

**AUTOR:** ABEL MARTÍNEZ PORRAS

**TITULACIÓ:** INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL, ESPECIALIDAD EN ELECTRICIDAD

**DIRECTOR:** LUÍS LUENGO SAN CRISTÓBAL

**DEPARTAMENT:** INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DATA:** 23 DE JUNIO DE 2010

## PROYECTE FI DE CARRERA

### RESUM (màxim 50 línies)

El objeto del proyecto realizado es el diseño de una central solar fotovoltaica (huerta solar) con sistema de posicionamiento autónomo de 5 MW de potencia nominal (5.796 MWp potencia de pico) con todos los elementos necesarios para la puesta en funcionamiento del parque fotovoltaico, desde la configuración fotovoltaica, la instalación eléctrica, etc. En un solar de uso rustico en el término municipal de L'Ametlla de Mar, al sur de Tarragona.

La finalidad de la huerta solar es generar el máximo de energía eléctrica con el objetivo de inyectarla en su totalidad a la red de distribución y maximizar el beneficio económico por su venta, regulado en el Real Decreto 436/2004 en la que se establece las condiciones de explotación para los productores de energía eléctrica en régimen especial.

Con tal finalidad, se ha dividido la huerta en 50 centrales independientes de 100 kW, obteniendo así una prima económica mayor, ya que la legislación actual marca una reducción de tarifas a partir de 100 kW.

En el diseño de cada *grupo generador* se ha contado con 1 inversor de 100kW donde vierten la energía producida 3 seguidores solares (en total 150 unidades) de doble eje, en cada uno de estos seguidores de 318m<sup>2</sup> se han instalado un total 184 paneles solares policristalinos (en total 27.600 unidades).

La energía generada anualmente por cada grupo generador es de 208,43 MWh, por lo tanto esta instalación genera un total de 10.421,71 MWh. Con el total de la energía generada se podría alimentar a un total de 4.904 hogares durante un año completo, sin tener que generar electricidad mediante energías no renovables.

La energía que generan los paneles es en corriente continua y se deberá transformar a corriente alterna a través de un inversor situado en el tronco del seguidor. Gracias al inversor podemos inyectar la energía a la red de distribución.

La conexión a la red eléctrica se deberá efectuar en media tensión, y la generación es en baja, por este motivo será necesario la construcción de un centro de transformación que permita la conversión de tensión de 0.4 / 25 kV.

Tanto la elección del emplazamiento de la central, como el uso de los seguidores solares de doble eje que optimizan la radiación incidente recibida manteniendo en perpendicular los paneles con la posición de Sol y la elección de los paneles policristalinos con una elevada eficiencia nos asegura una elevada producción energética por m<sup>2</sup>.

Gracias a la construcción de este parque, mejorará el sistema eléctrico de distribución, descentralizándose su generación y disminuyendo así las pérdidas por transporte, ya que la central se sitúa en las cercanías del consumo.

La energía producida por la instalación no es contaminante y tampoco genera residuos ni ruidos. Además se utiliza una energía renovable que a escala humana es inagotable al contrario de lo que sucede con las energías convencionales (carbón, petróleo, gas natural...), las cuales además producen una dependencia de los países productores.

Se ha realizado un estudio medioambiental en el que se detalla la reducción de CO<sub>2</sub>, el cual es uno de los gases emitidos a la atmósfera más importantes que contribuyen al efecto Invernadero, tomando como referencia una central térmica de carbón.

La emisión de CO<sub>2</sub> evitada anualmente por cada grupo generador (100kW) es de 20,63 Tm, ascendiendo el ahorro de emisiones a un total de 3.095 Tm para el conjunto de la huerta solar.

Además también se ha realizado un estudio de seguridad y salud cuya finalidad es identificar los posibles riesgos y determinar las medidas preventivas que se deben adoptar para atenuar o eliminar los riesgos existentes.

**Paraules clau (màxim 10):**

|            |           |           |           |
|------------|-----------|-----------|-----------|
| Panel      | Energía   | Radiación | Seguidor  |
| Central    | Inversor  | Renovable | Generador |
| Protección | Normativa |           |           |

# ÍNDICE GENERAL

---

## ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1 – INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 2 – MEMORIA TÉCNICA

CAPÍTULO 3 – CÁLCULOS

CAPÍTULO 4 – PLIEGO DE CONDICIONES

CAPÍTULO 5 – PLANOS

CAPÍTULO 6 – PRESUPUESTO

CAPÍTULO 7 – BIBLIOGRAFIA Y NORMATIVA

CAPÍTULO 8 – CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

ANEXO A – IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

ANEXO B – ESTUDIO DE RIESGOS LABORALES Y SALUD

ANEXO C – DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES

ANEXO D – DOCUMENTACIÓN VARIA

ANEXO E - AGRADECIMIENTOS

# INTRODUCCIÓN

**ÍNDICE**

|   |                   |   |
|---|-------------------|---|
| 1 | OBJETO .....      | 3 |
| 2 | ALCANCE.....      | 3 |
| 3 | ANTECEDENTES..... | 3 |

## 1 OBJETO

El presente proyecto se redacta con el objeto de describir el diseño y cálculo de los componentes de una instalación fotovoltaica conectada a red en baja de baja tensión, de 5 MW nominales de potencia, así como la descripción constructiva, valoración de las obras, materiales e instalaciones.

La consecución de estos objetivos implicará la utilización de equipos y materiales de la más alta calidad que además permitirán garantizar en todo momento la seguridad tanto de las personas como de la propia red y los restantes sistemas que están conectados a ella.

La actividad o uso al que se destinan las instalaciones que nos ocupan, es la producción y posterior venta a la compañía distribuidora de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de la energía solar.

## 2 ALCANCE

El proyecto consiste en el diseño, descripción y cálculo de los componentes que formarán parte de una instalación de energía solar fotovoltaica conectada a la red de 5 MW de potencia nominal, que estará formada por 50 instalaciones de 100 kW cuyas características particulares se describen en el presente proyecto.

Las instalaciones fotovoltaicas se ubicarán en el término municipal de L'Ametlla de Mar en la provincia de Tarragona.

La definición detallada de éstas infraestructuras será objeto de un proyecto específico que incluirá aquellas instalaciones de de baja tensión que formen parte de los diferentes centros de transformación.

La instalación se realizará sobre una superficie cuyos trabajos de movimientos de tierra dejara libre de obstáculos por lo que en todo momento se buscará la optimización energética de la planta.

## 3 ANTECEDENTES

El consumo energético en la sociedad de la que todos formamos parte activa, crece de forma considerable año tras año por lo que llegará un momento en que los recursos energéticos naturales de los que se dispone en la actualidad corran peligro de agotarse. Por otra parte, el sistema energético actual basado en las centrales de generación térmica y nuclear, presenta impactos negativos importantes sobre el medioambiente que es necesario corregir con urgencia. Estas razones hacen que sea necesaria la búsqueda de nuevas fuentes alternativas de energía que contribuyan a diversificar la actual oferta energética de forma que se pueda hacer frente al incremento de consumo a la vez que se es respetuoso con el medio.

Las energías renovables son la principal alternativa energética razonable en la actualidad. Este tipo de energías se caracterizan, principalmente, por ser inagotables y presentar un reducido impacto ambiental en comparación con otras energías. Además, contribuyen al desarrollo local al potenciar los recursos autóctonos de la zona, y constituyen una apuesta tecnológica de futuro, de modo que se pueda conseguir que estos recursos prácticamente inagotables sean una de las fuentes consolidadas de suministro energético en un futuro próximo.

La energía solar fotovoltaica, consistente en la transformación de la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica, es quizá, dentro de las energías renovables, la que podríamos considerar más ecológica debido al bajísimo impacto ambiental que presenta y está llamada a ser una de las energías del futuro. Los sistemas fotovoltaicos se caracterizan por reducir la emisión de agentes contaminantes (CO<sub>2</sub>,



NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub>, principalmente), no necesitar ningún suministro exterior, presentar un reducido mantenimiento y utilizar para su funcionamiento un recurso, el sol, que es inagotable.

De las distintas aplicaciones de la energía solar fotovoltaica, los sistemas de conexión a red son los que presentan mayores expectativas de incremento en el mercado fotovoltaico. Un sistema fotovoltaico conectado a red se caracteriza por inyectar toda la energía que produce en la red general de distribución.

Las distintas subvenciones existentes para la instalación de este tipo de sistemas así como una ventajosa prima para la energía de origen fotovoltaico, hacen de los mismos una realidad a tener en cuenta a la hora de generar energía de forma rentable y sostenible.

## MEMORIA TÉCNICA

**INDICE**

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 1     | DESCRIPCIÓN GENERAL HUERTA SOLAR.....                | 6  |
| 1.1   | Emplazamiento.....                                   | 6  |
| 1.2   | Características generales.....                       | 7  |
| 2     | DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....          | 8  |
| 2.1   | Efecto fotovoltaico.....                             | 8  |
| 2.2   | Funcionamiento de un generador fotovoltaico.....     | 8  |
| 2.3   | Descripción general de un generador de 100 kW.....   | 8  |
| 2.4   | Módulos fotovoltaicos.....                           | 10 |
| 2.5   | Seguidor solar.....                                  | 12 |
| 2.6   | Inversor.....  | 14 |
| 2.7   | Instalación eléctrica.....                           | 16 |
| 2.8   | Sistema de medición y facturación.....               | 17 |
| 2.9   | Sistema de monitorización.....                       | 17 |
| 2.10  | Instalaciones de seguridad y vigilancia.....         | 18 |
| 3     | DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....               | 18 |
| 3.1   | Configuración y dimensionado del inversor.....       | 18 |
| 3.1.1 | Determinación de la potencia.....                    | 19 |
| 3.2   | Configuración del generador.....                     | 19 |
| 3.2.1 | Número mínimo de módulos en serie por rama.....      | 19 |
| 3.2.2 | Número máximo de módulos en serie por rama.....      | 20 |
| 3.2.3 | Número de módulos en paralelo o número de ramas..... | 20 |
| 4     | ESTUDIO DE LA RADIACIÓN SOLAR.....                   | 20 |
| 4.1   | La Radiación Solar.....                              | 20 |
| 4.2   | Terminología.....                                    | 20 |
| 4.3   | Distribución de la radiación solar.....              | 21 |
| 4.3.1 | Radiación solar directa y difusa.....                | 23 |
| 5     | JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA.....           | 24 |
| 5.1   | Emplazamiento.....                                   | 24 |
| 5.2   | Componentes generador fotovoltaico.....              | 24 |
| 5.3   | Conexión con la compañía eléctrica.....              | 25 |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 5.4   | Ubicación de inversores.....                     | 26 |
| 5.5   | Centro de media tensión.....                     | 26 |
| 6     | OBRA CIVIL.....                                  | 26 |
| 6.1   | Lindes de la parcela.....                        | 27 |
| 6.2   | Adecuación del terreno.....                      | 27 |
| 6.3   | Canalizaciones .....                             | 27 |
| 6.3.1 | Tipología.....                                   | 27 |
| 6.3.2 | Cruzamientos.....                                | 27 |
| 6.3.3 | Proximidades.....                                | 28 |
| 6.4   | Cimentación del seguidor.....                    | 28 |
| 6.4.1 | Informe geotécnico .....                         | 28 |
| 6.4.2 | Cimentación .....                                | 28 |
| 7     | INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN .....      | 29 |
| 7.1   | Descripción del sistema.....                     | 29 |
| 7.2   | Instalaciones de enlace.....                     | 29 |
| 7.2.1 | Cajas generales de protección .....              | 29 |
| 7.2.2 | Líneas repartidoras.....                         | 29 |
| 7.2.3 | Conjunto de protección y medida .....            | 30 |
| 7.3   | Cuadro principal (CPM).....                      | 30 |
| 7.3.1 | Elementos de maniobra y protección .....         | 30 |
| 7.4   | Líneas a cuadros secundarios .....               | 31 |
| 7.5   | Cuadros secundarios .....                        | 31 |
| 7.5.1 | Elementos de maniobra y protección .....         | 32 |
| 7.6   | Instalación interior .....                       | 32 |
| 7.6.1 | Cables.....                                      | 32 |
| 7.6.2 | Tubos.....                                       | 32 |
| 7.6.3 | Bandejas.....                                    | 33 |
| 7.6.4 | Cajas.....                                       | 33 |
| 7.7   | Instalación de puesta a tierra.....              | 33 |
| 7.7.1 | Objeto de la puesta a tierra.....                | 33 |
| 7.7.2 | Partes de la instalación de puesta a tierra..... | 34 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 8     | INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE GENERACIÓN .....               | 35 |
| 8.1   | Descripción del sistema .....                           | 35 |
| 8.1.1 | Tensión nominal .....                                   | 36 |
| 8.1.2 | Reducción de pérdidas en el cableado .....              | 36 |
| 8.1.3 | Corriente máxima admisible.....                         | 36 |
| 8.2   | Diseño de secciones de cableado sección continua .....  | 37 |
| 8.3   | Diseño de secciones de cableado sección alterna .....   | 38 |
| 8.4   | Tubos protectores .....                                 | 39 |
| 8.4.1 | Tubos en canalizaciones empotradas.....                 | 39 |
| 8.4.2 | Tubos en canalizaciones enterradas.....                 | 39 |
| 8.5   | Protecciones eléctricas en continua .....               | 40 |
| 8.5.1 | Contactos directos e indirectos .....                   | 40 |
| 8.5.2 | Sobrecargas.....  | 40 |
| 8.5.3 | Sobretensiones .....                                    | 41 |
| 8.6   | Protecciones eléctricas en alterna .....                | 41 |
| 8.6.1 | Interruptor automático magnetotérmico individuales..... | 41 |
| 8.6.2 | Interruptor automático general .....                    | 41 |
| 8.6.3 | Interruptor diferencial automático .....                | 41 |
| 8.6.4 | Interruptor general manual .....                        | 42 |
| 8.6.5 | Proteccion de la calidad de suministro .....            | 42 |
| 8.6.6 | Interruptor automático de conexión.....                 | 42 |
| 8.6.7 | Funcionamiento en isla.....                             | 43 |
| 8.7   | Contador de energía.....                                | 43 |
| 8.7.1 | Local de contadores .....                               | 43 |
| 8.8   | Pararrayos .....  | 44 |
| 8.9   | Instalación de puesta a tierra .....                    | 44 |
| 8.9.1 | Puesta a tierra en corriente continua.....              | 45 |
| 8.9.2 | Puesta a tierra en corriente alterna.....               | 46 |
| 9     | CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA .....                       | 46 |
| 9.1   | Punto de conexión .....                                 | 46 |
| 9.2   | Centro de transformación .....                          | 46 |

---

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 9.2.1 | Cimentación .....                                | 47 |
| 9.2.2 | Pavimentos .....                                 | 47 |
| 9.2.3 | Edificio prefabricado de hormigón .....          | 47 |
| 9.2.4 | Transformadores de potencia .....                | 48 |
| 9.2.5 | Conexión transformador – cuadro B.T.....         | 48 |
| 9.2.6 | Puesta a tierra .....                            | 48 |
| 9.2.7 | Materiales de seguridad y primeros auxilios..... | 49 |

## 1 DESCRIPCIÓN GENERAL HUERTA SOLAR

### 1.1 Emplazamiento

La instalación objeto de este estudio, estará ubicada en un solar situado en la zona costera entre el cabo de Terme en el norte y el barranco de la Áliga en el municipio de L'Ametlla de Mar, capital de la comarca de Ribera d'Ebre, en el sur en la provincia de Tarragona.

La superficie total de la parcela alcanza los **900.329 m<sup>2</sup>**, con un perímetro total de aproximadamente unos **5200 m**.

Las coordenadas UTM de dichos puntos son:

#### Coordenadas situación parcela

| ED50 UTM 31N |            | ETRS89 GEODESICAS |               |
|--------------|------------|-------------------|---------------|
| E            | N          | LONGITUD          | LATITUD       |
| 317621.26    | 4534195.59 | 00° 49' 56.9"     | 40° 56' 12.1" |

**Tabla 2.1 - Coordenadas UTM de la parcela y geodésicas.**

Se trata de solares con uso del suelo rústico, en una zona en la que se practica la agricultura. En concreto, las actividades que ocupa la parcela, es principalmente, la agricultura de labor o labradío de regadío. Dicha parcela posee una serie de características que la hacen apropiada para la ubicación de una instalación solar fotovoltaica conectada a red:

- Radiación solar bastante elevada y muy presente a lo largo del año
- Terrenos rústicos y poco aprovechados en la actualidad.
- Terrenos relativamente llanos, libres de sombras y orientados al Sur.
- Accesibilidad del área.
- Existencia cercana de una línea eléctrica de evacuación.
- Zona de sensibilidad ambiental BAJA.

A través de los datos identificativos del *Sigpac* y de la *consulta descriptiva y grafica de datos catastrales* adjuntados en el *Anexo F - Documentación varia* se pueden comprobar los datos de dicha parcela.

#### Datos meteorológicos medios anuales del emplazamiento

|  |              |
|--|--------------|
| · TEMPERATURA                          | <i>media</i> |
| Temperatura mediana (°C)               | 16,7         |
| Temperatura mediana máxima diaria (°C) | 21,1         |
| Temperatura mediana mínima diaria (°C) | 12,5         |
| Temperatura máxima absoluta (°C)       | 37,6         |
| Temperatura mínima absoluta (°C)       | -0,5         |
| Oscilación térmica (°C)                | 8,6          |
| · HELADAS                              |              |
| Número de días de heladas (T<0 °C)     | 2            |

|  |       |
|--|-------|
| · PRECIPITACIONES                        |       |
| Precipitación mensual (mm)               | 635,8 |
| Precipitación máxima en 24 H (mm)        | 93,8  |
| Número de días con precipitaciones       | 102   |
| · VIENTO                                 |       |
| Mediana mensual velocidad viento (m/s)   | 1,9   |
| Dirección dominante del viento           | NW    |
| Mediana racha máxima de viento (m/s)     | 9     |
| Valor máximo racha de viento (m/s)       | 22,9  |
| · HUMEDAD                                |       |
| Humedad relativa mediana (%)             | 68    |
| Humedad mínima mediana (%)               | 48    |
| · IRRADIACION                            |       |
| Irradiación solar mediana diaria (MJ/m2) | 15,5  |
| · PRESION ATMOSFERICA                    |       |
| Presión Atmosférica mediana (hPa)        | 975*  |

Tabla 2.2 – Datos meteorológicos de l'Ametlla de Mar.

## 1.2 Características generales

El Parque Fotovoltaico estará integrado por un conjunto de 50 generadores PV independientes, cada uno de 100kW de potencia nominal, formado por 3 seguidores. Lo que le confiere al Parque una potencia total de 5MW nominal, y 5.796 MWp de potencia fotovoltaica pico.

|   | Seguidor | Generador | Huerta solar |
|---|----------|-----------|--------------|
| Cantidad de seguidores                  | 1        | 3         | 150          |
| Cantidad de paneles                     | 184      | 552       | 27.600       |
| Potencia total instalada (paneles)[kWp] | 38,64    | 115,92    | 5.796        |
| Potencia total nominal (inversor) [kW]  | ----     | 100       | 5.000        |

Tabla 2.3 - Características instalación

Las distintas instalaciones individuales constitutivas de la huerta solar quedarán identificadas por la denominación PV-XXX. Empezando por PV-001 hasta acabar con la ultima instalación denominada PV-050.

El conjunto de generación fotovoltaica viene representado por las siguientes cifras:

- 50 Generadores PV-XXX de 100kW.
- 27.600 Módulos fotovoltaicos Suntech de 210Wp, modelo STP210 18/Ub, repartidos en grupos (generador) de 552 unidades.



- 50 Inversores de conexión a red Sputnik de 100kW, modelo SolarMax 100C.
- 150 Seguidores solares de doble eje ADES de 318m<sup>2</sup>, modelo 8F23M, repartidos en grupos de 3 unidades
- Instalación eléctrica en baja y media tensión.
- Infraestructuras y servicios comunes.

## 2 DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

### 2.1 Efecto fotovoltaico

El fundamento de la energía solar fotovoltaica es el denominado “efecto fotovoltaico”, fenómeno descrito por Becquerel en el año 1839.

El efecto se produce en materiales semiconductores, como por ejemplo el Silicio, que tienen la particularidad de presentar un comportamiento diferente respecto a la electricidad (flujo de cargas) dependiendo de si son o no excitados por una fuente energética externa.

En el caso particular, el Sol actúa como fuente energética externa, y cuando un fotón (partícula de luz radiante) impacta contra un electrón del material semiconductor, le proporciona a éste la energía necesaria para liberarse y desplazarse dentro del material, pasando a ser un material conductor. Si estas cargas libres son aprovechadas, se pueden utilizar para generar un trabajo útil.

Para ello desde 1954 se han desarrollado células solares con un diseño que optimiza el área de captación solar y el aprovechamiento de la energía eléctrica fotovoltaica disponible. El desarrollo de las células se complementa con el desarrollo de módulos fotovoltaicos que se obtienen de la interconexión serie-paralelo de células solares, de manera que se obtienen áreas de captación con mayor potencia de generación y mayor facilidad de instalación. A partir de los módulos fotovoltaicos, y su interconexión serie-paralelo, se conforman los actuales generadores fotovoltaicos, con un rango de potencias totalmente flexible y adaptado a cada circunstancia.

### 2.2 Funcionamiento de un generador fotovoltaico

Podemos dividir el funcionamiento en tres simples pasos:

- Los paneles fotovoltaicos de silicio reciben la irradiación solar, adaptándose mediante diversos mecanismos al movimiento del Sol, para aumentar el rendimiento.
- La energía recibida es transmitida a un armario de C.C. y posteriormente pasa a los inversores que la convierte en C.A.
- Tras pasar por los transformadores, la electricidad está lista para pasar a la red a través de las líneas de transporte de energía.

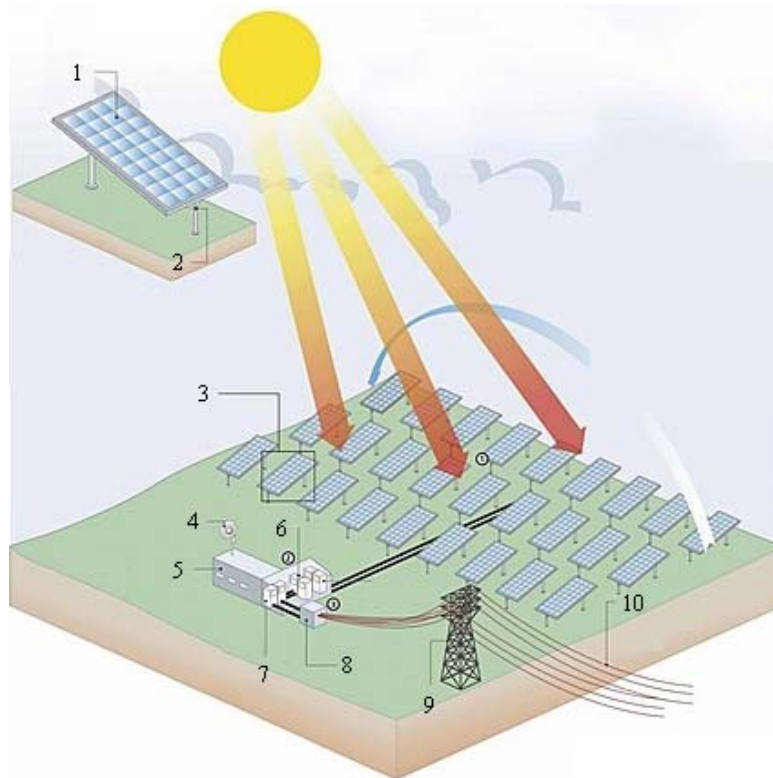
### 2.3 Descripción general de un generador de 100 kW

El generador fotovoltaico está formado por la interconexión en serie y en paralelo de 552 módulos fotovoltaicos de 210 Wp, esta instalación está compuesta de 3 subsistemas (seguidores solares) de 184 módulos cada uno. Los módulos son conectados de la siguiente manera:

- 23 módulos en serie (cadena).

- 8 cadenas en paralelo por seguidor.
- 1 caja de conexiones por seguidor solar.
- 3 seguidores solares
- 1 Inversor.

Cada generador fotovoltaico, formado por una serie de módulos conectados entre sí, se encarga de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Sin embargo, esta energía, en forma de corriente continua, debe ser transformada por el inversor en corriente alterna para acoplarse a la red convencional.



- |   |                                     |
|---|-------------------------------------|
| 1. Panel de silicio fotovoltaico                | 2. Seguidor solar                   |
| 3. Seguidor solar con paneles fotovoltaicos     | 4. Torre meteorológica              |
| 5. Edificio de monitorización y sala de control | 6. Inversores                       |
| 7. Armario de protección y control de la C.A.   | 8. Transformadores                  |
| 9. Torre de alta tensión                        | 10. Líneas de transporte de energía |

#### Diagrama básico del generador

Los módulos fotovoltaicos son los encargados de transformar la energía solar en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiación solar recibida. Esta corriente se conduce al inversor, que utilizando la tecnología electrónica de potencia, la convierte en corriente alterna en baja tensión, con unos parámetros eléctricos técnicos y de calidad (tensión, frecuencia, armónicos) similares e incluso superiores a los de la red eléctrica.

La conexión en paralelo de las distintas ramas del generador fotovoltaico se realizará en las cajas de conexiones. Estas cajas se caracterizan por ser adecuadas para intemperie (IP65) y presentar protección contra los rayos ultravioletas. Las cajas de conexiones incorporan fusibles seccionables para cada una de

las ramas en que se divide el generador fotovoltaico. Estos dispositivos actúan como elementos de protección para el campo fotovoltaico permitiendo aislar cada rama del resto del generador fotovoltaico.

La conexión del conjunto de instalaciones se realiza en baja tensión a una estación transformadora de FECSA-ENDESA, que elevará la tensión hasta 25 kV. El centro de transformación se ubicará en un terreno cedido por la propiedad de la parcela. El coste de la construcción del centro de transformación será asumido por el promotor del proyecto.

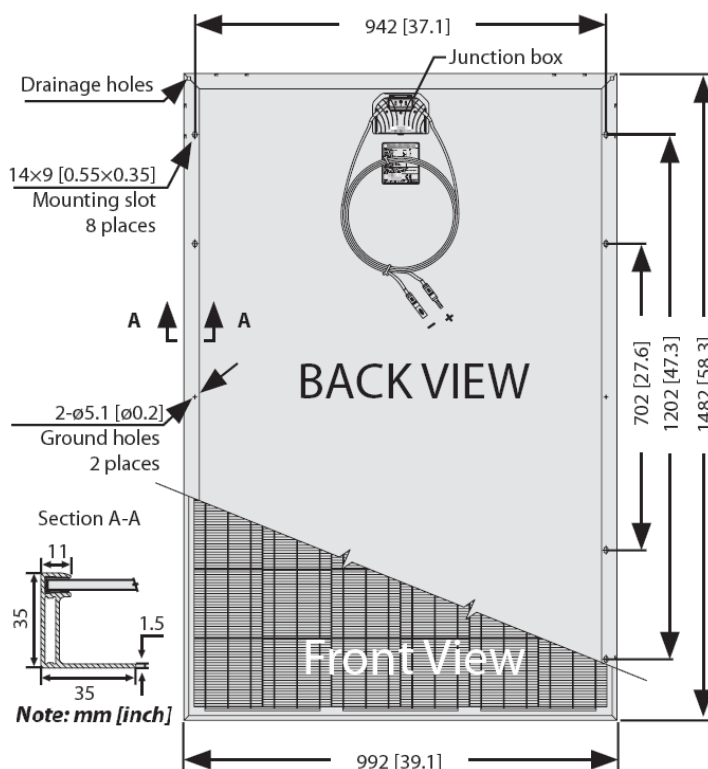
La energía generada por cada una de las instalaciones individuales que conforman el parque, será medida por su correspondiente contador, y se venderá a la empresa distribuidora tal y como marca el *Real Decreto 436/2004 del 12 de Marzo*.

Dado que en la instalación se emplean varios inversores, cada uno con su generador fotovoltaico de forma independiente, esto le confiere al parque fotovoltaico una gran modularidad, por lo que facilita las futuras ampliaciones, así como las operaciones de mantenimiento.

**2.4 Módulos fotovoltaicos**

Para la realización de este proyecto se propone la utilización del módulo SUNTECH STP210 18/UB, fabricado con células de silicio policristalino de elevado rendimiento.

**Características físicas del módulo SUNTECH STP210 18/UB**



|                   |             |
|-------------------|-------------|
| Dimensiones (mm)  | 1492x992x35 |
| Peso (kg)         | 16,8        |
| Número de células | 54 (6x9)    |

**Tabla 2.4 – Características físicas modulo**

**Características eléctricas del módulo SUNTECH STP210 18/UB**

|                                       |      |
|---------------------------------------|------|
| Potencia pico STC (Wp)                | 210  |
| Isc - Corriente de cortocircuito (A)  | 8,33 |
| Imp - Corriente de máxima potencia    | 7,95 |
| Voc - Tensión de circuito abierto (V) | 33,6 |
| Vmp - Tensión de máxima potencia (V)  | 26,4 |

**Tabla 2.5 - STC: Condiciones de test estandar: I=1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura del modulo=25°, AM= 1,5**

De acuerdo con la solución propuesta, el generador solar estará conformado por cincuenta instalaciones individuales de 115,92 kWp, lo que representa un total de 5.796 kWp. Cada una de estas instalaciones estará formada por tres seguidores solares. La energía producida por los paneles fotovoltaicos de cada generador se conducirá a un inversor, ubicado en la columna del seguidor central. Cada uno de estos seguidores se alimentará por 8 ramas (strings) de 23 paneles conectados en serie. Por lo tanto, cada generador está compuesto por 1 inversor de 100kW (115,92kWp), con lo que se alcanza una potencia de conexión a red de 100 kW por instalación.

**Características del generador**

|   |        |
|---|--------|
| Numero de paneles en cada seguidor              | 184    |
| Potencia pico de cada seguidor (kWp)            | 38,64  |
| Número de seguidores en cada generador (PV-XXX) | 3      |
| Numero de paneles en cada generador             | 552    |
| Potencia pico en cada generador (kWp)           | 115,92 |

**Tabla 2.6 – Características generador****Características eléctricas de cada rama**

|                                       |       |
|---------------------------------------|-------|
| Isc - Corriente de cortocircuito (A)  | 8,33  |
| Imp - Corriente de máxima potencia    | 7,95  |
| Voc - Tensión de circuito abierto (V) | 772,8 |
| Vmp - Tensión de máxima potencia (V)  | 607,2 |
| Potencia pico STC (Wp)                | 4.830 |
| Numero de módulos en serie            | 23    |

**Tabla 2.7 – Características eléctricas del ramal****Características eléctricas de cada seguidor**

|                                       |        |
|---------------------------------------|--------|
| Isc - Corriente de cortocircuito (A)  | 66,64  |
| Imp - Corriente de máxima potencia    | 63,6   |
| Voc - Tensión de circuito abierto (V) | 772,8  |
| Vmp - Tensión de máxima potencia (V)  | 607,2  |
| Potencia pico STC (Wp)                | 38.640 |
| Numero de módulos en serie            | 23     |
| Numero de módulos en paralelo         | 8      |

## 2.5 Seguidor solar.

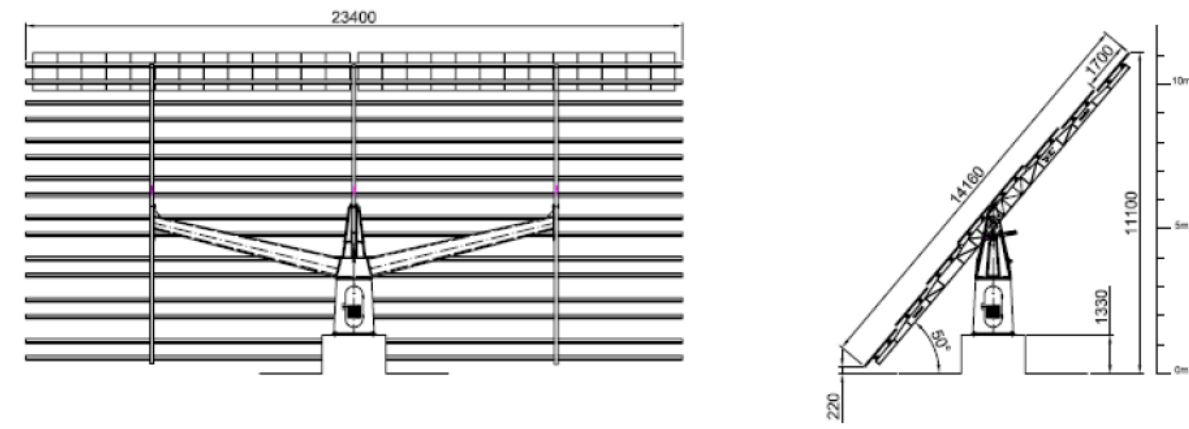
La orientación del generador fotovoltaico será variable, ya que mediante los seguidores solares se sigue la trayectoria del sol. De este modo, se maximiza la energía solar incidente sobre el generador a lo largo del año para la localidad en la que se ubica el parque. El seguidor solar orienta los paneles fotovoltaicos de forma que la radiación solar directa es en todo momento perpendicular a la superficie de los mismos, obteniéndose así la máxima producción eléctrica posible, pudiendo aumentar la producción de una instalación fotovoltaica hasta un 40%. Los seguidores solares se utilizan para mejorar la producción de los paneles fotovoltaicos captando la máxima radiación de energía solar durante el mayor tiempo posible, a través de sistemas que siguen la trayectoria del sol.

### Características

En este caso se utilizarán 3 seguidores solares ADES 8F23M para cada una de los generadores. Como características principales destacan:

- Seguidor solar a dos ejes.
- Columna autoventilada si el inversor se alojase en su interior.
- Paneles fotovoltaicos a diferente nivel a dos vertientes que permiten una mejor ventilación y un menor coeficiente de resistencia al viento.
- Posición de protección nocturna y ante fuertes vientos.

### Características físicas del seguidor



|                                   |                         |                              |
|-----------------------------------|-------------------------|------------------------------|
| Configuración                     |                         | 8 Filas de 23,4m             |
| Área (m <sup>2</sup> )            |                         | 318                          |
| Longitud máxima módulos (mm)      |                         | 1.700                        |
| Diámetro/Altura de la columna (m) |                         | 1,4 – 1,22 / 1.885           |
| Ángulo de inclinación regulable   |                         | Entre 5° y 50°               |
| Barrido acimutal máximo           |                         | 250°                         |
| Seguimiento solar                 | Seguimiento azimutal    | Automatizado, precisión ± 4° |
|                                   | Inclinación segundo eje | Automatizado.                |

Tabla 2.9 – Características físicas seguidor



### Características mecánicas del seguidor

|  |   |
|--|---|
| Ráfagas de viento  | Estructura calculada para resistir hasta 160km/h en posición seguridad.         |
| Peso de la estructura (kg)   | 8.600   |
| Nº de dientes de la corona / piñón   | 124 / 12  |
| Dimensión de cimentación / hormigón.<br>Terreno $\sigma = 1 \text{ kg/cm}^2$ | 6,5 x 6,5 x 0,5 + Enano $\varnothing 2 \text{ L}$<br>= 1,33 / 27 m <sup>3</sup> |

**Tabla 2.10 - Características mecánicas del seguidor.**

### Estructura del seguidor

El diseño y cálculo de los perfiles metálicos que conforman el seguidor se realiza en base a las consideraciones de la normativa EA-95 “Estructuras de Acero en edificación”, según métodos elásticos y inelásticos.

Todos los elementos estructurales del seguidor se realizan de acero galvanizado en caliente con un recubrimiento mínimo de 80 micras, para garantizar larga vida a la intemperie. La estructura metálica del seguidor está formada por los siguientes elementos:

**Soportes de paneles.** Se instalan una serie de soportes equidistantes a lo largo de las filas porta-paneles, donde se colocarán los paneles fotovoltaicos.

**Filas porta-paneles.** Consisten en tubos calibrados donde se ubicarán los soportes de paneles. Se unirán con los dos bastidores articulados a través de bridas intermedias.

**Bastidores articulados.** Los bastidores articulados son dos vigas armadas de sección variable a dos vertientes, articuladas en su punto medio mediante un bulón que se fija a las placas extremas de los

brazos de soporte. En el alma inferior existe una segunda articulación, descentrada, que conecta con el extremo libre de los cilindros hidráulicos.

Brazo de soporte. El brazo de soporte es un elemento estructural en diedro, en cuya parte central inferior existe una brida circular horizontal empernada al aro dentado interior del rodamiento de orientación azimutal.

Columna. La columna es un componente estático de forma tronco-cónica, cuya base inferior se atornilla a la virola de la cimentación.

### **Cimentación**

La estructura del seguidor se ancla al terreno mediante cimentación, que transmite los esfuerzos estructurales al terreno y proporciona la estabilidad necesaria a la máquina frente a acciones horizontales. La cimentación se realizará a través de una zapata cuadrada, flexible, de tipo superficial y de hormigón armado con parrilla de barras de acero corrugado.

El anclaje del seguidor a las zapatas se realizará mediante una virola de acero cilíndrica y una serie de barras corrugadas radiales que minimizan el riesgo de fisuración de la zapata.

## **2.6 Inversor**

El inversor tiene un rango de tensiones de entrada (DC) amplio, sin embargo, para alcanzar el punto óptimo de funcionamiento del mismo se empleará la configuración descrita con anterioridad. Los módulos SUNTECH STP210 18/UB generan 26,4 VDC de tensión nominal, lo que proporciona una tensión nominal del generador fotovoltaico de 607,2VDC. Cada inversor será alimentado por un total de 552 paneles fotovoltaicos.

El inversor Solar Max 100C automáticamente controla el arranque y la parada. Incorpora un sistema avanzado de seguimiento de la potencia máxima (MPPT) para maximizar la energía obtenida de los paneles fotovoltaicos. Para minimizar las pérdidas durante el proceso de inversión, utiliza tecnología de conmutación mediante transistores bipolares de puerta aislada (IGBTs). Se pueden paralelizar múltiples inversores para instalaciones de más potencia. Diseñado para las instalaciones fotovoltaicas europeas, el inversor Solar Max cumple con todos los requisitos CE y ha sido certificado por TÜV Rheinland.

Las principales características son las siguientes:

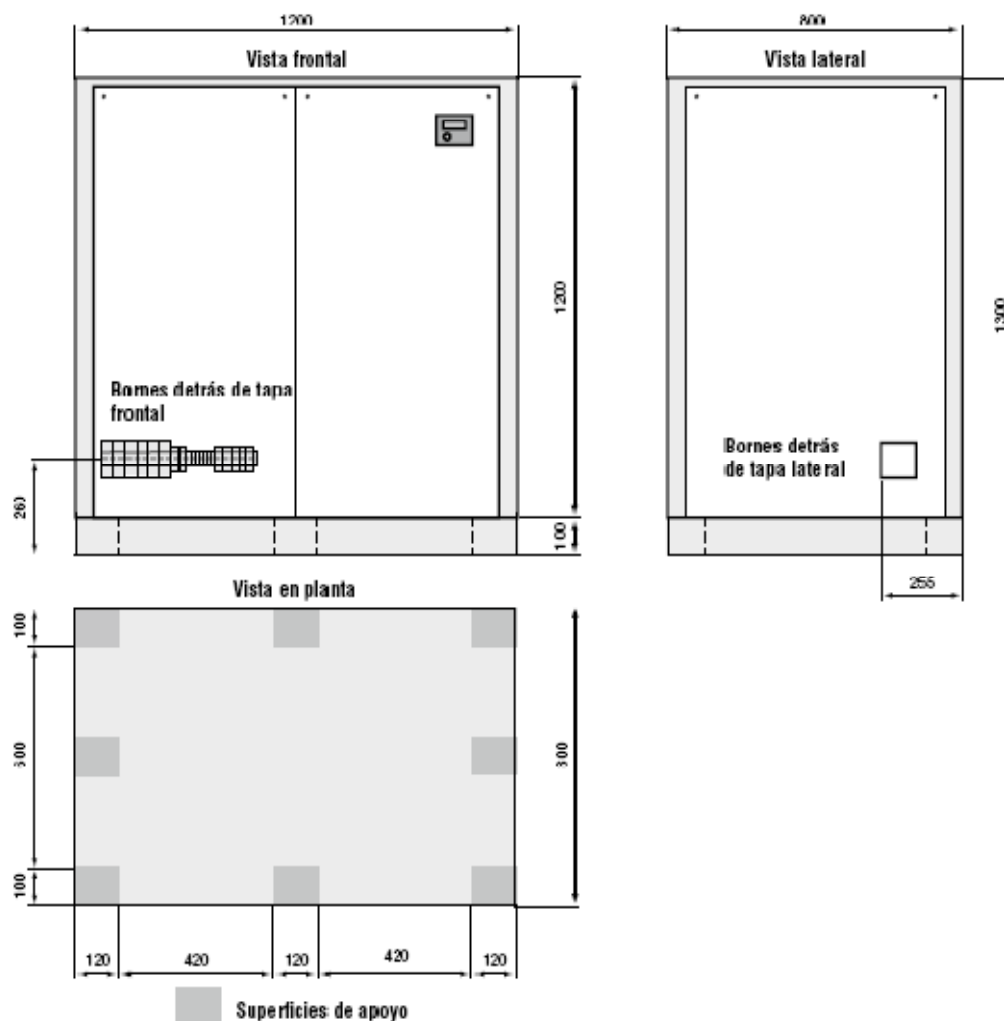
- Controles mediante procesador digital de señal (DSP) con autodiagnósticos y panel LCD para visualizar el estado operativo.
- El inversor posee desconectadores y seccionadores.
- Detección de fallos de sobretensión, infratensión y protección de frecuencia provocando la parada del inversor.
- Protección anti-isla que previene la generación de energía en caso de corte de energía.
- El usuario puede definir los puntos de potencia en función de los paneles, así como los periodos de tiempo para personalizar las secuencias de arranque y parada.
- Software gráfico para comunicación y control en tiempo real.

## Características eléctricas del inversor SOLARMAX 100C

|  |           |
|--|-----------|
| Potencia nominal salida AC (kW)                  | 100       |
| Potencia nominal entrada DC (kW)                 | 100       |
| Tensión nominal salida AC (V)                    | 3x400     |
| Tensión máxima entrada DC (V)                    | 900       |
| Factor de potencia                               | 0.98      |
| Corriente máxima de entrada DC (A)               | 225       |
| Corriente máxima de línea AC (A)                 | 153       |
| Distorsión corriente AC                          | <4%       |
| Rango de seguimiento de potencia (PPT)<br>DC (V) | 430...800 |
| Eficiencia pico                                  | 96%       |
| Euro eficiencia                                  | 94.8%     |
| Perdidas en reposo (W)                           | 2...7     |

Tabla 2.11 - Características eléctricas del inversor

## Características físicas del inversor SOLARMAX 100C





|              |       |
|--------------|-------|
| Anchura (mm) | 1.200 |
| Altura (mm)  | 800   |
| Espesor (mm) | 1.300 |
| Peso (kg)    | 935   |

**Tabla 2.12 - Características físicas del inversor.**

## 2.7 Instalación eléctrica

La instalación eléctrica se llevará a cabo según la normativa vigente, y en todo momento su diseño tiene en cuenta el disminuir las pérdidas de generación al mínimo recomendable. Se instalarán todos los elementos de seccionamiento y protección indicados en el RD1663/2000.

Comprende la instalación en baja tensión de la interconexión de las ramas de módulos fotovoltaicos, la interconexión de los grupos con las cajas de conexiones y de ahí a inversores. Se realizará la acometida trifásica en baja tensión desde el inversor hasta los contadores, y desde contadores hasta el Centro de Transformación. Todo conducido a través de canalizaciones adecuadas a cada disposición.

El sistema eléctrico contará con los siguientes elementos de protección que dividirán el generador PV-XXX en diversas áreas, con lo que se maximiza la vida útil del generador, y la continuidad de la producción.

- Interruptor general manual, 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.
- Interruptor automático diferencial, como protección contra derivaciones en la parte de alterna de la instalación.
- Interruptor automático de interconexión controlado por software, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamiento en isla, incluidas en el inversor. Este interruptor estará controlado por un vigilante de la tensión y la frecuencia de la red eléctrica. Los umbrales permitidos son:
  - En frecuencia: 49 - 51 Hz
  - En tensión:  $0,85 \cdot U_m - 1,1 \cdot U_m$

También el inversor contiene un interruptor del lado de continua, que protege de los posibles contactos indirectos y es un sustituto de fusibles o varistores.

- Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.
- Varistores entre positivo y tierra y negativo y tierra para el generador fotovoltaico, contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas (incluido en inverso).
- Fusible en cada polo del generador fotovoltaico, con función seccionadora.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, se tendrán en cuenta los siguientes puntos adicionales:

- Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65 y los de interior IP32.

- Todos los conductores serán de cobre, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores a las indicadas tanto por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión como por la compañía eléctrica que opere en la zona.
- Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123. Se adoptará cable unipolar bajo tubo enterrado en zanja, cumpliendo con la norma UNE 21123, con doble aislamiento XLPE unipolares.
- Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

## 2.8 Sistema de medición y facturación

Según lo expuesto en el RD1663/2000, se instalará un contador de salida homologado por la empresa eléctrica distribuidora. Este contador digital bidireccional tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos, con lo que realizará las funciones de dos contadores.

- **Contador de entrada.** Este contador es una exigencia del Real Decreto y su objetivo es contabilizar el posible consumo de energía del generador fotovoltaico (autoconsumo), que debe ser muy bajo. La energía consumida será suministrada por la compañía eléctrica mediante la contratación de la tarifa eléctrica conveniente, por tal de maximizar las ganancias generadas por la huerta.
- **Contador de salida.** La energía eléctrica que el titular del generador PV-XXX facturará a la empresa distribuidora, será la producida por el inversor.

El contador trifásico digital multifunción de 4 cuadrantes utilizado para la medición de la energía en modo bidireccional es el Cirwatt C de la empresa Circuitur. Incluye puertos de comunicación para su posterior toma de medidas y alarmas que indican el estado del contador.

En la pantalla se podrá visualizar:

- Sentido de la energía
- Discriminación entre reactiva capacitativa y inductiva
- Cuadrante en el que trabaja
- Fases activas y su sentido
- Tarifa activa por contrato

## 2.9 Sistema de monitorización

Cada generador fotovoltaico PV-XXX llevará incorporado dos sistemas de monitorización y telegestión.

El sistema base, será aquel incorporado en el inversor SOLARMAX, y que permitirá gestionar y monitorizar la operación del generador “in situ” (mediante el software Maxt Talk y la unidad de visualización Max Visio). Estará conformado por un sistema de adquisición de datos y registro, que junto con la posibilidad de enlace (mediante una interfaz RS 232) o con los dispositivos i-checker que se instalarán en las cajas de conexiones de los ramales, facilitará las labores de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de cada generador. Este sistema base podrá ser consultado siempre mediante la interfaz estándar del inversor.

El segundo sistema, denominado, sistema global, será el que permita al propietario una monitorización

global de la instalación vía internet. Este sistema estará compuesto por varios módulos de adquisición de datos:

- Comunicación vía internet (SolarMax – MaxWeb y Portal Web). El módulo de comunicación (MaxWeb) es al mismo tiempo la unidad de control, registrador de datos y nexo entre los dispositivos del sistema de monitorización. Además se comunicará con el contador digital bidireccional registrando la información real de energía producida por la instalación
- Estación meteorológica (ADES). Esta podrá tomar medidas meteorológicas y datos sobre la producción de energía generada.

Estos dispositivos permitirán:

- Gestionar la facturación de electricidad.
- Seguimiento de la instalación en tiempo real.
- Notificación de fallos a distancia.
- Controlar y visualizar los parámetros básicos del generador (energía, potencia, radiación, temperaturas) diarios, mensuales y anuales.
- Gestionar el mantenimiento de la instalación, para garantizar los niveles de productividad.

## 2.10 Instalaciones de seguridad y vigilancia

El Parque Fotovoltaico contará con un conjunto de elementos que integran el sistema de seguridad y vigilancia

- **Seguridad activa:** se instalará un sistema de protección perimetral con barreras microondas, integrado a un sistema de circuito cerrado de televigilancia (CCTV) e iluminación zonal. Todo el sistema monitorizado a través de un control central local (cuarto técnico) y remoto vía satélite
- **Seguridad pasiva:** se prevé el cierre perimetral del Parque, mediante reja metálica galvanizada de 2 metros de altura, y puerta abatible de dos hojas en el acceso a la parcela. Las disposiciones finales del cierre estarán supeditadas al informe administrativo de la autoridad competente en la materia, pero siempre se tendrá en cuenta la integración con el entorno sin menoscabar la protección frente a actos vandálicos.

Adicionalmente se ha previsto que la vigilancia por personal de seguridad de manera aleatoria. Así como también se prevé actividad diaria en un turno de trabajo para labores de vigilancia, mantenimiento y limpieza, lo que garantiza la observación constante del parque.

## 3 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El diseño del generador dependerá del número de módulos que se pueden instalar en el área disponible, siempre teniendo como objetivo el maximizar la potencia pico.

### 3.1 Configuración y dimensionado del inversor

Las especificaciones técnicas de los inversores proporcionan información a tomar en cuenta para el diseño e instalación de los generadores fotovoltaicos. En base a la configuración que se seleccione, y el tipo y características operativas de los módulos, se determina el número, la potencia y el nivel de tensión de trabajo de los inversores.

### 3.1.1 Determinación de la potencia

El número de inversores depende de la potencia estimada para el sistema fotovoltaico y de la configuración escogida. Como regla general se asume que la relación entre la potencia del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor estará comprendida dentro del siguiente intervalo de potencia, para cada una de los inversores:

$$0,8 \cdot P_{PV} < P_{V_{INV(DC)}} < 1,3 \cdot P_{PV}$$

Para el caso de inversor utilizado la relación de potencias es la siguiente:

$$80kW < P_{V_{INV(DC)}} < 130kW$$

Es conveniente escoger un inversor con una potencia inferior a la suministrada por el conjunto de paneles ( $P_{inv} < P_{pv}$ ), dado que la eficiencia del inversor es relativamente baja, los niveles tanto de irradiancia como de temperatura no siempre son las más favorables y se producen pérdidas en el sistema eléctrico.

## 3.2 Configuración del generador

El parámetro a tener en cuenta en el momento de definir la configuración del generador fotovoltaico es la tensión de entrada al inversor. Todos los inversores de conexión a red poseen un rango operativo de tensiones de entrada que generalmente está asociado al rango del algoritmo interno de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), así como un límite máximo de tensión de entrada.

La tensión del generador fotovoltaico viene dada por la sumatoria de las tensiones individuales de los módulos conectados en serie en una rama. Ahora bien, dado que la tensión del módulo fotovoltaico depende de la temperatura, en el diseño debemos considerar las situaciones operativas extremas, tanto en invierno como en verano.

Por lo tanto, el intervalo de operación del inversor (rango de seguimiento de MPP) debe ajustarse en función de la curva característica del generador fotovoltaico para distintas temperaturas de operación, y el punto de máxima potencia de cada una de estas curvas debe situarse en el rango de seguimiento. Adicionalmente siempre hay que considerar dentro del ajuste la tensión máxima admisible del inversor.

### 3.2.1 Número mínimo de módulos en serie por rama

La tensión de los módulos fotovoltaicos disminuye a medida que aumenta la temperatura de la célula, a tal punto que esta disminución implica una reducción igualmente importante de la potencia de salida del módulo al aumentar la temperatura. Paradójicamente al existir mayor radiación disponible, también la temperatura del ambiente y la de célula son mayores, por lo que a nivel de los módulos la eficiencia de conversión de energía solar disminuye.

Un sistema fotovoltaico tendrá una tensión en sus terminales inferior a la tensión teórica en sus condiciones de referencia (STC) debido a las elevadas temperaturas de operación de la célula, temperaturas que suelen encontrarse entre los 50°C y 70°C.

Si la tensión de operación del generador disminuye debajo del límite mínimo del rango seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), podría implicar una reducción del rendimiento global del generador, ya que simplemente el algoritmo del inversor no localizaría el punto de máxima potencia dentro de su

rango, y optaría por desconectar al generador asumiendo que no hay suficiente producción solar, con lo que se perderían horas de sol productivas.

Para evitar la situación anterior se debe calcular el número mínimo de módulos conectados en serie por rama, y se asume una temperatura de operación en verano de unos 70°C.

### 3.2.2 Número máximo de módulos en serie por rama

El número máximo de módulos en serie por rama viene condicionado por la situación de la estación fría. La tensión de los módulos fotovoltaicos aumenta a medida que disminuye la temperatura, alcanzando como límite máximo la tensión de circuito abierto, siempre y cuando exista una irradiancia solar considerable y además el inversor haya abierto el circuito generador. Por seguridad los inversores no restablecerán la continuidad en el circuito generador a menos que la tensión de circuito abierto disminuya bajo el límite de tensión de entrada admisible, ya que de lo contrario podrían ocasionarse daños en el equipo.

### 3.2.3 Número de módulos en paralelo o número de ramas

Una vez definido el número de módulos conectados en serie, y comprobada teóricamente la operatividad de esa configuración, se debe dimensionar el número de ramas del generador fotovoltaico. En este caso el límite lo marca la corriente máxima admisible de entrada del inversor.

Dado que cada rama está conformada por módulos conectados en serie, la corriente nominal de la rama será igual a la corriente nominal del módulo fotovoltaico. En este caso se podría hacer la corrección de temperaturas respectiva, pero dada la naturaleza del sistema, el incremento de temperaturas de una célula fotovoltaica implica una variación considerable de su tensión, aunque no de su corriente. La corriente depende en mucho mayor grado de la radiación solar incidente, por lo tanto se asumen despreciables las variaciones debidas a temperatura.

## 4 ESTUDIO DE LA RADIACIÓN SOLAR

### 4.1 La Radiación Solar

El sol produce energía en forma de radiación electromagnética que es la fuente energética básica para la vida en la Tierra. El origen de esta energía está en el interior del sol, donde tienen lugar las reacciones de fusión por la que 4 átomos de hidrógeno dan lugar a dos átomos de helio y la masa atómica sobrante se transforma en energía de acuerdo con la célebre fórmula de Einstein  $E = mc^2$ . Es decir, el sol se comporta como un reactor de fusión situado a 150 millones de kilómetros.

Debido a la gran distancia entre el sol y la Tierra, la radiación solar en la superficie terrestre es sólo una pequeña parte de la emitida por el sol (3,86.1026 W que, por unidad de superficie del sol es 6,35 107 W/m<sup>2</sup>). En concreto, al planeta Tierra llegan como valor medio 1367 W/m<sup>2</sup> que se denomina constante solar.

### 4.2 Terminología

La radiación solar se valora en varias unidades físicas concretas.

- Irradiación:

Es la **potencia** de la radiación solar por unidad de superficie y se expresa en la unidad correspondiente del Sistema Internacional, el vatio dividido por metro cuadrado ( $W/m^2$ )

- Irradiación:

Es la **energía** que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado, y que se expresa en las unidades correspondientes del sistema internacional, es decir, en julios dividido por metro cuadrado [ $J/m^2$ ] o sus múltiplos (normalmente, el megajulio [MJ]. En este último caso y, por razones prácticas, también se emplea una unidad de energía muy frecuente en el mundo real, el [kWh] (kilovatio por hora) en lugar del julio y/o sus múltiplos.

$$\text{Irradiación} = \text{Irradiación} \cdot t$$

El cambio es muy simple: 1 kWh = 3,6 MJ.

- Irradiancia espectral:

Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda, cuya unidad es [ $W/(m^2 \cdot \mu m)$ ]

- Irradiancia directa:

Es la radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar, y su unidad de medida es [ $W/m^2$ ].

- Irradiancia difusa:

Es la radiación procedente de toda la bóveda celeste excepto la procedente del disco solar, y cuya unidad de medida es también [ $W/m^2$ ].

- Irradiancia Global:

Se puede entender como la suma de la radiación directa y difusa. Es el total de la radiación que llega a un determinado lugar en [ $W/m^2$ ].

- Irradiancia circumsolar:

Es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en [ $W/m^2$ ].

- Radiación extraterrestre:

Es la radiación que llega al exterior de la atmósfera terrestre [ $W/m^2$ ]. Solo varía con la distancia entre la Tierra y el Sol

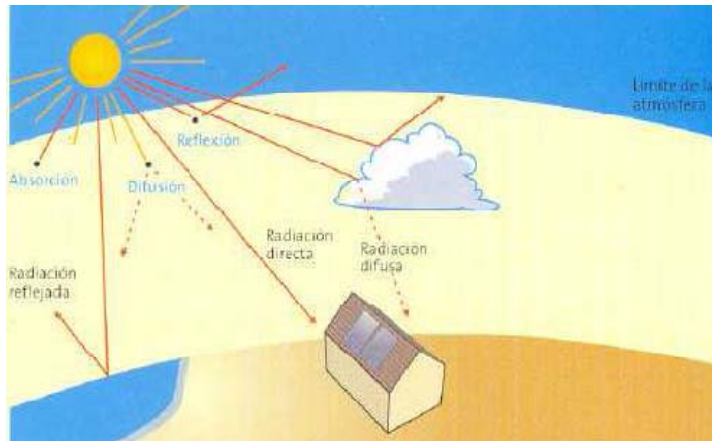
### 4.3 Distribución de la radiación solar

La potencia radiante de  $1367 W/m^2$  que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre, puesto que la atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a la reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua,  $CO_2$ , aerosoles, etc.) producen sobre la radiación solar.

Al pasar la radiación solar por la atmósfera se reduce la intensidad de la radiación debido a:

- Difusión producida por las moléculas de aire y otros componentes, incluidos los aerosoles (naturales o precedentes de la contaminación).
- Reflexión por la atmósfera, incluidas las nubes.

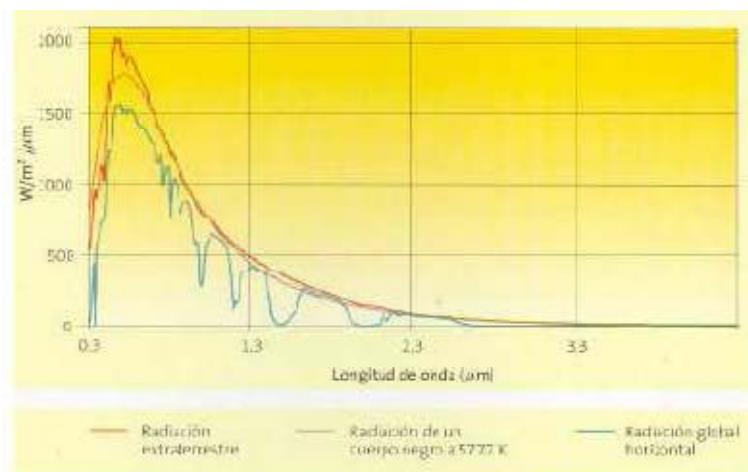
- Absorción de las moléculas que componen la atmósfera (O<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>O, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> etc.)



#### Ilustración de la interacción de la radiación solar con los componentes Atmosféricos.

En la figura siguiente se puede observar el espectro solar antes de atravesar la atmósfera (espectro extraterrestre), el espectro de un cuerpo negro a la temperatura equivalente del sol (5777 K), y el espectro real de la radiación solar en un lugar de la superficie terrestre (Radiación global horizontal) una vez que esta ha atravesado la atmósfera con una composición determinada.

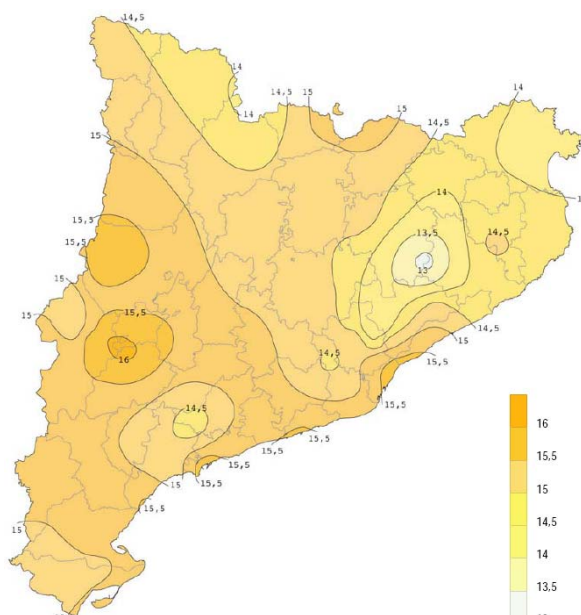
La difusión debida al polvo y a la contaminación del aire (aerosoles) depende bastante del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en las ciudades. Los efectos meteorológicos locales como nubosidad, lluvia, nieve, etc. afectan también a la irradiancia solar que llega a un determinado lugar.



#### Distintos espectros de la radiación solar

En la superficie terrestre, en un plano horizontal, un día claro al mediodía la irradiancia alcanza un valor máximo de unos  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ . Este valor depende del lugar y, sobre todo de la nubosidad. Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en  $\text{kWh}/\text{m}^2$  (o en  $\text{MJ}/\text{m}^2$ ). Este valor es diferente según la región a que hagamos referencia.

En la siguiente figura se observan las diferencias regionales de irradiación global media anual dentro de España con valores mayores en el sur ( $\sim 5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ ) y menores en el norte, como todo el mundo conoce.



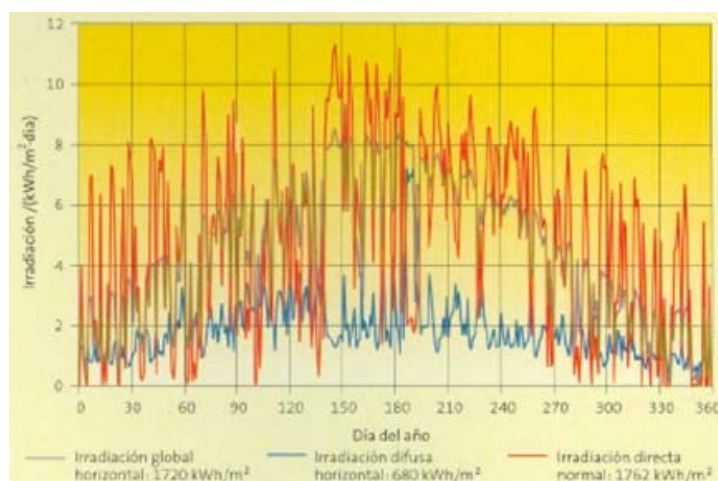
Valor medio anual de la irradiación solar global diaria en superficie horizontal en (MJ/m<sup>2</sup>)

#### 4.3.1 Radiación solar directa y difusa

La radiación solar que incide sobre la superficie terrestre se puede aceptar formada por dos componentes: directa y difusa. La radiación directa es aquella que alcanza la superficie directamente desde el sol, mientras que la difusa procede de toda la bóveda celeste y se origina sobre todo en las interacciones (difusión y absorción) de la radiación solar con los componentes atmosféricos.

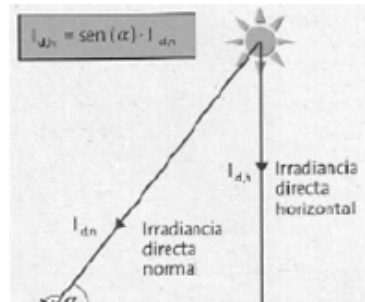
Cuando se mide la componente directa de la radiación solar es necesario utilizar un dispositivo seguidor del movimiento aparente del sol, de tal manera que la radiación procedente del disco solar sea la que incide sobre el sensor de radiación correspondiente.

Esa medida es la llamada componente normal de la radiación directa. Otras veces, sin embargo, la componente directa de la radiación se calcula a partir de las medidas de la radiación global horizontal y de la difusa horizontal. En ese caso, la componente directa que se obtiene como diferencia entre ellas es la componente horizontal (proyección horizontal) de la radiación directa (ver figura) y se relaciona con la componente normal como se indica en la figura.



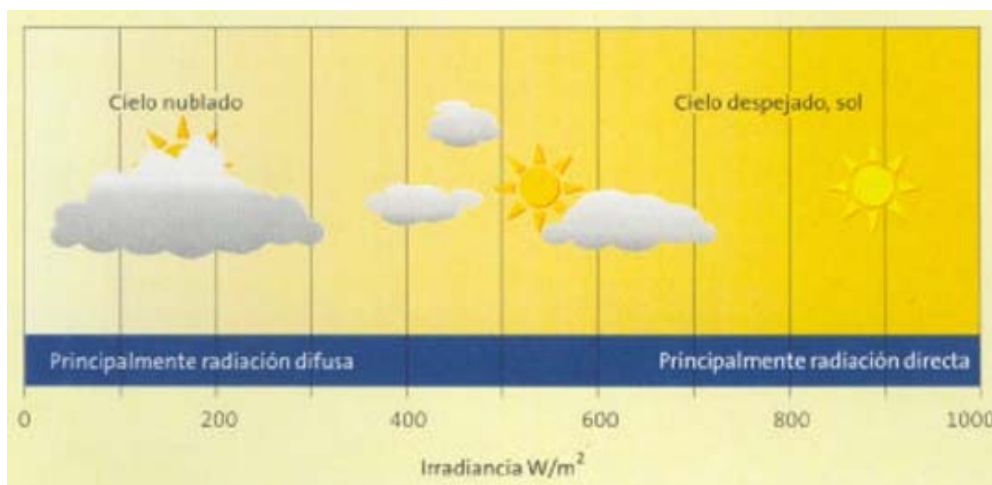
Distribución anual de la irradiación global horizontal, directa normal y difusa horizontal diaria.





### Componente horizontal y normal de la radiación directa

En la siguiente figura se tiene un esquema en el que se representan los valores aproximados de la irradiación máxima en días con diferente nivel de nubosidad. En él se indica que en los días muy nubosos la componente difusa es la predominante y en los días claros, lo es la directa.



Irradiancia global en varios estados del tiempo.

## 5 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

### 5.1 Emplazamiento

La ubicación de la instalación en L'Ametlla de Mar (Tarragona) ha sido elegida ya que sus condiciones meteorológicas son muy favorables (temperatura media alta, escasos días con niebla, irradiación media anual alta,...) comparadas con otras posibles ubicaciones alrededor de Catalunya. Además los terrenos son relativamente llanos, libres de sombras (únicamente hay pasto arbustivo) y orientados al Sur.

El impacto medioambiental al que está sometida la zona es relativamente bajo, gracias a que dicha ubicación está clasificada como zona de sensibilidad ambiental baja y económicamente estos terrenos tienen bajo interés.

Otro punto a favor se encuentra en el emplazamiento. Está bien comunicado por carretera, por la AP-7 y la N-340, mar, puerto de L'Ametlla de Mar, y vía ferrocarril. Existe una línea eléctrica de evacuación de M.T. cerca de los terrenos.

### 5.2 Componentes generador fotovoltaico

El diseño de la instalación a girado en torno al mayor aprovechamiento de la radiación solar, por esto se

ha elegido un seguidor de doble eje y unos paneles fotovoltaicos de alto rendimiento.

Los paneles fotovoltaicos se han seleccionado por su gran relación: rendimiento (14,3%), potencia ofrecida y tamaño contenido. Además de unos costes muy competitivos.

El rendimiento que obtenemos con este tipo de estructura es superior al que ofrecen el resto de estructuras que podemos encontrar en el mercado. En comparación con una estructura fija inclinada esta ofrece una ganancia que ronda el 40%. El seguidor solar orienta los paneles fotovoltaicos de forma que la radiación solar directa es en todo momento perpendicular a la superficie de los mismos, obteniéndose así la máxima producción eléctrica posible. Gracias a ofrecer un seguimiento de la trayectoria solar aumentamos la energía inyectada al inversor.

La gran superficie que ofrece este seguidor mejora la densidad de potencia instalada optimizando el espacio ocupado.

Al tener la plataforma elevada este tipo de seguidores permiten la compatibilidad con otros usos, como pueden ser la ganadería y la agricultura. La altura de los seguidores dificulta los robos de paneles y los actos vandálicos que se puedan producir.

Se ha elegido la instalación de un inversor trifásico de 100kW para centralizar la energía inyectada por el grupo, reduciendo los costes de la central. Este ofrece un rendimiento alto (94,6) y una potencia máxima en CC alta para poder exprimir al máximo la superficie ofrecida en el seguidor.

Además ofrece tres entradas independientes para volcar la energía inyectada por cada uno de los seguidores y mediante las cajas de conexiones podemos tener un control total de las corrientes de rangos, como de la merma de rendimiento y protección contra sobretensiones.

La configuración del generador (3 seguidores por cada inversor) ha sido elegida para disminuir los costes totales de la instalación.

Como alternativa a esta configuración del grupo generador se pensó en instalar para cada seguidor un inversor de 33kW, reduciendo así el cableado y las pérdidas en CC, pero el aumento de la inversión no justificaba un aumento excesivo de las pérdidas del transporte en CC.

También se tuvo en cuenta el posible fallo del inversor, el cual provocaría una mayor pérdida de energía inyectada en el caso de la instalación del inversor de 100kW en contra de los 3 de 33kW. Pero mediante un mantenimiento exhaustivo de la instalación, las posibles paradas serán las mínimas y programadas para que el funcionamiento de este se prolongue en el tiempo.

### 5.3 Conexión con la compañía eléctrica

Existen diversas alternativas para la conexión a la red eléctrica de huertas solares de potencia superior a 100 kVA. Debido a que la cantidad de energía a inyectar en la red, la conexión se deberá realizar en media tensión. A continuación se describen cada una de las alternativas.

La *alternativa 1* se encuentra dentro del ámbito de aplicación del *RD 1663/2000*, considerándose una instalación de Baja Tensión y por lo tanto la prima será del 575% TMR. Como inconveniente se deberá considerar el coste de la construcción del centro de transformación.

La *alternativa 2* no se encuentra dentro del ámbito de aplicación del *RD 1663/2000*, suponiendo una

alteración de la prima, reduciéndose al 300% TMR.

La *alternativa 3* no se encuentra dentro del ámbito de aplicación del *RD 1663/2000*, y además contradice el espíritu del *RD 436/2004* de compartir las infraestructuras de conexión. El hecho de que cada instalación de 100 kW vierta la energía a un centro de transformación, implica un aumento de las pérdidas y del coste económico.

Por lo tanto la solución adoptada (alternativa 1) es aquella que nos permite recibir la mayor prima económica con el menor coste energético y económico posible.

#### 5.4 Ubicación de inversores

Debido a las dimensiones y la potencia del inversor las necesidades de ventilación que tiene para su correcto funcionamiento se han descartado su instalación en el interior del tronco de alguno de los seguidores que conforman el grupo generador. La opción elegida para solucionar tal problema es la instalación de una caseta de obra, ubicándola juntamente con las protecciones eléctricas y los contadores eléctricos de cada grupo generador.

Al situar el inversor fuera del tronco aumentamos el metraje de línea en CC afectando negativamente en las pérdidas del conjunto, pero estas pérdidas producidas no afectan excesivamente al conjunto de pérdidas de la instalación.

#### 5.5 Centro de media tensión

Para evacuar los 5MW de la instalación se ha decidido utilizar 3 transformadores trifásicos de BT/MT de 2 MW (en total 6MW), cada uno en su propio dentro de MT. Se ha optado instalar tal potencia para realizar una ampliación de la huerta en la segunda fase del proyecto.

Se contemplo la opción de instalar dos transformadores de 3MW pero esta configuración fue descartada. Ya que al instalar la configuración elegida se pretende reducir las pérdidas de inyección de energía a la red de distribución ocasionadas por las paradas programadas para realizar el mantenimiento o para posibles fallos de instalación de MT.

También se descarto la instalación de un transformador de 6MW, porque aun teniendo un coste inferior al realizar una parada de mantenimiento la instalación no podría inyectar energía a la red. Las potencias inferiores se desestimaron por aumentar el coste de la instalación.

La utilización del transformador trifásico sumergido en aceite se debe a que el coste de este es inferior al de los otros sistemas que podemos encontrar en el mercado (resina, seco...) y que debido a la ubicación de la instalación (se encuentra en una zona no urbana) el riesgo de incendio del centro de media tensión es bajo.

### 6 OBRA CIVIL

La obra civil comprende varios aspectos, entre los que destacan, el acondicionamiento del terreno para la instalación de los seguidores, la elaboración de las cimentaciones de las estructuras, así como la realización de zanjas para las acometidas eléctricas de cada uno de los generadores PV-XXX.

Por otra parte se contemplará todos los movimientos de tierras necesarias, para la ubicación y construcción de la caseta de instalaciones.

## 6.1 Lindes de la parcela

La parcela en cuyo terreno se va a instalar la huerta solar linda por el sud-oeste con la carretera de la Punta de Calafat, mientras que por sud-este linda con la N-340. El resto de parcela linda con parcelas ajenas a la instalación.

El acceso al parque se realizará mediante la carretera de la Punta de Calafat y no directamente desde el sur-este ya que esta zona de la parcela es muy agreste.

## 6.2 Adecuación del terreno

A partir del plano topográfico de la parcela existente, y evitando el mayor número de desplazamientos de tierras, se ha propuesto la disposición del perfil principal para evitar la existencia de sombras entre seguidores.

Una vez colocado el perfil principal se retocará el resto de la topografía para que la misma sea homogénea en cuanto a perfiles. En los planos adjuntos puede observarse el perfil topográfico y explanación propuesta.

En la explanación propuesta se ha respetado la escorrentía natural de la parcela, con sus vertientes y cauces naturales antes de la actuación propuesta.

## 6.3 Canalizaciones

### 6.3.1 Tipología

Se dispondrán de zanjas según planos para el discurso de los cables tanto de continua como de alterna con especial cuidado de no mezclar tierras.

Las canalizaciones estarán constituidas por tubos plásticos, dispuestos sobre lecho de arena y debidamente enterrados en zanja. Las características de estos tubos serán las establecidas en la NI 52.95.03.

En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito, evitándose en todo lo posible los cambios de dirección de éstos. En los puntos donde éstos se produzcan, se dispondrán preferentemente de calas de tiro y excepcionalmente arquetas ciegas, para facilitar su manipulación.

Las zanjas tendrán una anchura mínima de 0,35 m, para la colocación de los tubos, aumentando la anchura en función del número de tubos a instalar.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de 0,05 m de espesor de arena, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de arena con un espesor de 0,10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. Por último, se realizará el relleno de la zanja, dejando libre el firme y el espesor del pavimento. Para este relleno se utilizará tierra procedente de la excavación o zahorras y arena. A continuación se colocará una capa de tierra vegetal, permitiendo la plantación de árboles y arbustos.

### 6.3.2 Cruzamientos

En los casos en los que existan cruces, los tubos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos. La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados

en el plano superior queden a una profundidad mínima de 0,70 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo.

La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será 0,25 m con cables de alta tensión y de 0,10 m con cables de baja tensión, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicaciones será de 0,20 m, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

### 6.3.3 Proximidades

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los de baja tensión y de 0,25 m con los de alta.

## 6.4 Cimentación del seguidor

### 6.4.1 Informe geotécnico

Geotécnicamente, el terreno es de grano fino, plasticidad baja y desde el punto de vista de resistencia, se puede catalogar entre medio-denso y denso. El terreno se trata de limos arcillosos de color marrón-anaranjado de clase ML CL según clasificación de U.S.C.S.

El ensayo normal de penetración según la Norma UNE 7308:74 es de  $N_{15} = 15$  golpes.

El ensayo de resistencia a compresión simple según la Norma UNE 7402:77 es de  $q_u = 1,5$  kg/m<sup>2</sup>.

### 6.4.2 Cimentación

La cimentación se realizará a través de una zapata cuadrada, rígida, de tipo superficial y de hormigón armado con parrilla de barras de acero corrugado. Las dimensiones en planta de la zapata se obtienen del cálculo geotécnico (comprobación de presiones y asentos del terreno), mientras que el canto se obtiene del cálculo estructural (dimensionado de la zapata como elemento de hormigón armado).

Se empleará un hormigón HA-25/P/20/IIa, fabricado con árido rodado de 20 mm de tamaño máximo, y un armado del tipo B-500-S y se dispondrá una capa de 10 cm de hormigón de limpieza HM-10, creando una superficie plana y horizontal de apoyo de la zapata.

Las zapatas son cuadradas con unas dimensiones 650 x 650 x 50 cm con un recubrimiento de 7 cm. Se dispondrá de armado superior e inferior ambas direcciones con barras corrugadas de acero B-500-S de diámetro Ø12.

La unión del seguidor a las zapatas se realizará mediante una placa de anclaje de acero y de pernos a 90° repartidos a lo largo de la placa de anclaje.

Las dimensiones de la placa de anclaje son 1650 x 1650 x 25 mm, realizado con acero A-42. La placa de anclaje dispondrá de rigidizadores aumentando la resistencia de ésta.

Se dispondrán 10 pernos de diámetro Ø30 y de 50 cm de longitud, con una disposición de la patilla a 90°, que permite un correcto anclaje con la zapata.

## 7 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN

Existirán dos instalaciones eléctricas independientes: la de generación y la de consumo.

La instalación eléctrica de generación comprende desde el cableado de los paneles fotovoltaicos hasta el centro de transformación, para su posterior venta a la compañía eléctrica.

La instalación eléctrica de consumo comprende desde el centro de transformación hasta los puntos de consumo (inversores, electrodomésticos, ordenadores, etc.).

### 7.1 Descripción del sistema

El parque fotovoltaico dispondrá de un suministro de red trifásico a 400 V, tres fases, cuatro conductores, neutro conectado a tierra, 50 Hz. La potencia instalada será de 326 kW. La contratación se realizará en la modalidad de baja tensión.

La instalación constará de un cuadro general que alimentará los consumos de la instalación y de dos cuadros secundarios: el cuadro de seguidores y el cuadro de iluminación exterior.

Cada instalación fotovoltaica PV-XXX dispondrá de un cuadro secundario que alimentará los tres seguidores del grupo.

### 7.2 Instalaciones de enlace

#### 7.2.1 Cajas generales de protección

Las cajas serán del tipo establecido por la Empresa Suministradora con sus normas particulares.

Serán precintables y responderán a las características eléctricas constructivas señaladas en la norma *UNESA 1403B*. En su interior se instalarán cortacircuitos fusibles en todos los conductores de fase o polares, con poder de corte al menos igual a la corriente de cortocircuito posible en el punto de su instalación. Dispondrán, además de un borne de conexión para el conductor neutro y otro para la puesta a tierra de la caja.

Las cajas generales de protección se instalarán en montaje de superficie en un punto de tráfico general con fácil y permanente acceso.

#### Características eléctricas

|                            |        |
|----------------------------|--------|
| Intensidad nominal (A)     | 315    |
| Tensión nominal (V)        | 400    |
| Tensión de aislamiento (V) | < 1000 |
| Poder de corte (kA)        | 20     |
| Grado de protección        | IP307  |

Tabla 2.13 – Características cajas generales de protección.

#### 7.2.2 Líneas repartidoras

Al tratarse de un suministro a un solo abonado las líneas repartidoras y derivación individual pasan a ser una misma línea que adopta las funciones de derivación individual. Las protecciones situadas en el interior de las cajas generales de protección, enlazarán directamente con los correspondientes conjuntos

de protección y medida donde estarán situados los contadores del abonado y los dispositivos privados de control y protección.

Las lindas de enlace estarán constituidas por conductores de cobre con aislante de polietileno reticulado (PRC) para 1.000 V de servicio, según designación UNE RV 0,6/1 kV, canalizados sobre bandejas metálicas provistas de tapa registrables IP.4X9 (Clasificación M1 según *UNE 23-727-90*).

### 7.2.3 Conjunto de protección y medida

Los contadores de corriente se colocan junto a la caja general de protección, empotrando todo el conjunto en la obra de fábrica de la cerca que delimita la propiedad y se montarán en cajas de doble aislamiento y precintables por la compañía suministradora. La colocación de los contadores, según la Instrucción *MI BT 015*, se realizará a una altura mínima de 0,5 metros del suelo y a una máxima de 1,8 metros.

Las dimensiones de este recinto serán las fijadas en la norma *UNE 410-6*.

Los diferentes elementos que constituyen cada una de las diversas unidades quedaran ubicados en el interior recubiertos de doble aislante precintables, según *RU 1410 B*.

### Características eléctricas

|                            |        |
|----------------------------|--------|
| Intensidad nominal (A)     | 160    |
| Tensión nominal (V)        | 400    |
| Tensión de aislamiento (V) | < 1000 |
| Poder de corte (kA)        | 20     |
| Grado de protección        | IP307  |

Tabla 2.14 – Características Conjunto de protección y medida.

## 7.3 Cuadro principal (CPM)

Las características constructivas serán las señaladas en el *Pliego de Condiciones (Cuadros eléctricos de distribución)*.

Los cuadros y sus componentes estarán contruidos de acuerdo con las normas y recomendaciones UNE-EN-60439.1 y CE-439.1. Todos los materiales de plástico responderán al requisito de autoextinguibilidad, según la norma CEI-695.2.1.

La estructura del cuadro será metálica y de concepción modular ampliable. La puerta frontal será transparente y estará provista de una cerradura con llave.

Se cuidará que exista una adecuada ventilación del interior de los cuadros disponiendo ventanas laterales con forma de celosía que permitan la entrada de aire pero que impidan el acceso de cuerpos extraños.

Se dimensionará el cuadro en espacio y elementos básicos para ampliar su capacidad en un 30% de la inicialmente prevista. El grado de protección será de IP/437.

### 7.3.1 Elementos de maniobra y protección

Todas las salidas estarán constituidas por interruptores automáticos de baja tensión que deberán cumplir las condiciones fijadas en el *Pliego de Condiciones* (Interruptores automáticos compactos), equipados con relés magnetotérmicos regulables o unidades de control electrónicos con los correspondientes

captadores. Las salidas correspondientes al suministro preferente estarán dotadas de telecontrol. Poder de corte: 25 kA.

Estos interruptores incorporarán, generalmente, una protección diferencial regulable en sensibilidad y tiempo, de acuerdo con las características que se señala en la citada Especificación Técnica.

Todos los elementos cumplirán la normativa general *CEI-497* i *UNE 60.947*

#### Características eléctricas

|                            |        |
|----------------------------|--------|
| Intensidad nominal (A)     | <630   |
| Tensión nominal (V)        | 400    |
| Tensión de aislamiento (V) | < 1000 |
| Poder de corte (kA)        | < 25   |
| Grado de protección        | IP437  |

Tabla 2.15 – Características elementos de maniobra y protección

### 7.4 Líneas a cuadros secundarios

Son las líneas de enlace entre el cuadro principal (CPM) y los cuadros secundarios de zona.

Los conductores utilizados para estas lindas son de cobre con aislante de polietileno reticulado, no propagador de incendios y sin emisión de humos ni gases tóxicos ni corrosivos, y corresponderán a la designación RDt 0,6/1 kV. Se canalizarán sobre bandejas de acero galvanizadas en caliente con tapa registrable.

Las lindas para la alimentación a cuadros de gran potencia estarán constituidas por canalizaciones eléctricas de barras de las características señaladas para las líneas principales.

Para el cálculo de la sección de estas líneas se deberá considerar una caída de tensión máxima de 1,5 %.

### 7.5 Cuadros secundarios

En cada zona se situará un cuadro de control y protección para los circuitos eléctricos de su influencia.

Las características constructivas de estos cuadros serán las observadas en las *Pliego de Condiciones* (Cuadros eléctricos de distribución).

Se dimensionarán los cuadros en un espacio y elementos básicos para ampliar su capacidad en un 30 % de la inicialmente prevista. El grado de protección será de IP.437.

Los cuadros y sus componentes serán proyectados, construidos y conexiónados de acuerdo con las siguientes normas y recomendaciones.

- UNE-EN 60439.1
- CEI 439.1

#### Características eléctricas

|                            |        |
|----------------------------|--------|
| Intensidad nominal (A)     | <630   |
| Tensión nominal (V)        | 400    |
| Tensión de aislamiento (V) | < 1000 |



|                     |       |
|---------------------|-------|
| Poder de corte (kA) | <25   |
| Grado de protección | IP437 |

Tabla 2.16 – Características cuadros secundarios

### 7.5.1 Elementos de maniobra y protección

El interruptor general será del tipo automático compacto, que deberá cumplir con las condiciones fijadas en el *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión* con relés magnetotérmicos regulables. Poder de corte mínimo: 6 kA.

El interruptor general será del tipo manual en carga, en caja moldada aislante, de corte plenamente aparente, con indicación de “sin tensión” sólo cuando todos los contactos estén efectivamente abiertos y separados por una distancia conveniente.

Todas las salidas estarán constituidas por interruptores automáticos magnetotérmicos modulares para control y protección de circuitos contra sobrecargas y cortocircuitos, de las características siguientes:

#### Características eléctricas

|                     |          |
|---------------------|----------|
| Calibres (A)        | 5 a 125A |
| Tension nominal (V) | 400      |
| Frecuencia (Hz)     | 50       |
| Poder de corte (kA) | 40       |

Tabla 2.17 – Características elementos de maniobra y protección.

Todas las salidas estarán protegidas contra defectos de aislamiento mediante interruptores diferenciales de las siguientes características:

#### Características eléctricas

|   |         |
|---|---------|
| Calibres (A)                                    | 40      |
| Tensión nominal (V)                             | 230-400 |
| Sensibilidad iluminación y tomas corriente (mA) | 30      |
| Sensibilidad maquinaria (mA)                    | 300     |

Tabla 2.18 – Características interruptores diferenciales

## 7.6 Instalación interior

### 7.6.1 Cables

Se realizará con conductores de cobre con aislante de polietileno reticulado de XLPE, no propagador de incendios y sin emisión de humos ni gases tóxicos y corrosivos para 1.000 V en servicio y con UNE RDT 0,6/ 1 kV.

### 7.6.2 Tubos

- Ejecución superficie: Serán de acero galvanizado blindado roscado.

- Ejecución encastada: Serán de PVC doble capa grado de protección 7.

### 7.6.3 Bandejas

Serán de acero galvanizado con tapa registrable.

### 7.6.4 Cajas

- Superficie: Serán metálicas plastificadas, de grado de protección IP.55.
- Encastada: Serán de baquelita, con gran resistencia dieléctrica dotada de racors.

Como norma general todas las cajas deberán estar marcadas con los números de circuitos de distribución.

Para la colocación de los conductores se seguirá lo especificado en la Instrucción *MI BT.018*.

Los diámetros interiores nominales mínimos para los tubos protectores en función del número, clase y sección de los conductores que deben alojar, según el sistema de instalación y clase de tubo serán los fijados en la *MI.BT.019*.

Las cajas de derivaciones estarán dotadas de elementos de ajuste para la entrada de tubos. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deben contener. Su profundidad, equivaldrá, como mínimo, al diámetro del tubo mayor más un 50% del mismo, con un mínimo de 40 mm para su profundidad y 80 mm para el diámetro o costado inferior. Cuando se deseen hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán utilizarse prensaestopas adecuados.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones simples, retorcimientos entre sí de los conductores, si no que deberá realizarse siempre utilizándose bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloque o regletas de conexión, permitiéndose también el uso de bridas de conexión.

Las líneas sobre bandejas que discurran por el interior de suelos técnicos o de alcantarillado registrables estarán constituidas por conductores de cobre con aislante polietileno reticulado para 1.000 V de servicio, designación RV 0,6/1 kV.

## 7.7 Instalación de puesta a tierra

### 7.7.1 Objeto de la puesta a tierra

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión respecto a tierra que puede aparecer en las masas metálicas por un defecto de aislante (tensión de contacto); y asegurar el funcionamiento de las protecciones. Los valores que consideren admisibles para el cuerpo humano son:

- Locales húmedos: 24 V
- Locales secos: 50 V

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico. Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establecen

los siguientes valores:

- Edificio: 15  $\Omega$

### 7.7.2 Partes de la instalación de puesta a tierra

Terreno: Absorbe las descargas

Tomas de tierra: Elementos de unión entre terreno y circuito. Están formados por electrodos colocados en el terreno que se unen, mediante una línea de enlace con tierra, en los puntos de puesta a tierra (situados normalmente en pericones).

- Línea principal de tierra: Une los puntos de puesta a tierra con las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de todas las masas.
- Derivaciones de las líneas principales de tierra: Uniones entre la línea principal de tierra y los conductores de protección.
- Conductores de protección: Unión entre las derivaciones de la línea principal de tierra y las masas, con la finalidad de proteger contra los contactos indirectos.

Según la instrucción *MI.BT.023* y las Normas Tecnológicas de la edificación *NTE IEP/73* se ha dotado al conjunto de los edificios de una puesta a tierra, formada por cable de cobre de 35 mm<sup>2</sup> de sección con una resistencia a 22°C inferior a 0,524 Ohm/km formando un anillo cerrado que integre a todo el complejo.

A este anillo deberán conectarse electrodos de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud, y diámetro mínimo de 19 mm clavados verticalmente en el terreno, soldados al cable conductor mediante soldadura aluminotérmica tipo Cadwell, (el clavado de la pica se efectuará mediante golpes cortos y no muy fuertes de manera que se garantice una penetración sin rupturas).

El cable conductor se colocará en una zanja a una profundidad de 0,80 metros a partir de la última solera transitable.

Se dispondrán puentes de prueba para la independencia de los circuitos de tierra que se deseen medir sin tener influencia de los restantes.

A la toma de tierra establecida se conectará toda masa metálica importante (el sistema de generación fotovoltaica así como los envolventes) existente en la zona de la instalación y las masas metálicas accesibles de los aparatos receptores, debiéndose cumplir lo que se expone en la especificación técnica que acompaña a este proyecto.

Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados.

Los conductores que constituyen las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y de su sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm<sup>2</sup> de sección, para las líneas de enlace con tierra, si son de cobre.

Los conductores desnudos enterrados en la tierra se considerarán que forman parte del electrodo de puesta a tierra.

Si en una instalación existen tomas de tierra independiente se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

El recorrido de los conductores será el más corto posible y sin haber cambios bruscos de dirección. No estarán sometidos a esfuerzos mecánicos protegidos contra la corrosión y el desgaste mecánico.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctrica continua en la que no se pueden incluir ni masa ni elementos metálicos, cualquiera que sean éstos. Las conexiones a masa y a elementos metálicos se efectuarán por derivaciones del circuito principal.

Estos conductores tendrán un contacto eléctrico, tanto con las partes metálicas y masas como con el electrodo. A estos efectos se dispondrán que las conexiones de los conductores se efectúen con mucho cuidado, por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando una buena superficie de contacto de forma que la conexión sea efectiva, por medio de tornillos, elementos de compresión, roblones o soldaduras de alto punto de fusión.

Se prohíben el uso de soldaduras de bajo punto de fusión, tales como: Estaño, plata, etc.

La puesta a tierra de los elementos que constituyen la instalación eléctrica partirá del cuadro general que, a su vez, estarán unidos a la red principal de puesta a tierra existente en la instalación

De acuerdo con la Instrucción *MI.BT.017*, los conductores de protección serán independientes por circuito, deberán ser de las siguientes características:

- Para las secciones de fase iguales o menores de 16 mm<sup>2</sup> el conductor de protección será de la misma sección que los conductores activos.
- Para las secciones comprendidas entre 16 y 35 mm<sup>2</sup> el conductor de protección será de 16 mm<sup>2</sup>.
- Para secciones de fase superiores a 35 mm<sup>2</sup> hasta 120 mm<sup>2</sup> el conductor de protección será la mitad del activo.

Se optado para acotar las secciones mínimas de la tabla V, ya que el caso de defecto franco los dispositivos de corte actuaran antes de que los conductores de protección experimenten un incremento superior a 100°C.

Los conductores de protección serán canalizados preferentemente recubiertos en común con los activos y en cualquier caso su trazado será en paralelo a éstos y presentará las mismas características de aislante.

## 8 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE GENERACIÓN

### 8.1 Descripción del sistema

La potencia máxima de generación del parque prevista será de 5.000 kW, formado por 50 instalaciones de una potencia de 100 kW. El generador fotovoltaico, a través de la radiación solar, produce una variación de tensión en corriente continua. El inversor es el encargado de transformar la corriente continua en alterna a una tensión de 400 V. La ubicación de los inversores será en el interior de una caseta de obra. La energía generada por el inversor que conforma una instalación PV-XXX, se une en un único cable por grupo generador.

Debido a que la configuración de los módulos fotovoltaicos de cada grupo generador tienen las mismas características técnicas y que su voltaje no varía el dimensionado del sistema eléctrico no variara en entre sí. En el dimensionado del cableado en el generador fotovoltaico deben tenerse en cuenta tres criterios esenciales. Por una parte el cumplimiento de los límites fijados por la tensión nominal del cableado, asegurar que no se sobrepasa la intensidad de corriente máxima admisible de los cables según la disposición de los mismos en la instalación, y la minimización de las pérdidas en las líneas.

### 8.1.1 Tensión nominal

La tensión de operación de los generadores fotovoltaicos normalmente no sobrepasará la tensión nominal de los cables estándar, tensiones que se sitúan entre los 300 y 1.000V. Para grandes sistemas fotovoltaicos, con series de gran número de módulos, deberá comprobarse que la tensión de circuito abierto a -10°C no sobrepase la tensión nominal del cableado para evitar posibles fallos y daños en la instalación eléctrica.

### 8.1.2 Reducción de pérdidas en el cableado

El criterio fundamental en el diseño de las secciones del cableado es el de reducir lo máximo posible las pérdidas resistivas en los cables, lo que se traduce en evitar pérdidas de energía generada en forma de calor (efecto Joule). Según el *Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE*, las pérdidas para cualquier condición de trabajo del cableado en la sección de continua, no debe sobrepasar el 1,5%, y para la parte en alterna el 2%

Según el *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT* en su *ITC-BT-40* las pérdidas en el cableado entre el generador y el punto de conexión a la red no deben sobrepasar el 1,5%. Por ser esta última la más restrictiva, será éste el criterio a utilizar. Como ya se ha mencionado el generador fotovoltaico generalmente operará a lo largo del año en torno al 80% de su potencia nominal debido a que las condiciones meteorológicas reales difieren notablemente de las condiciones de prueba de los módulos. Por lo tanto la corriente de operación será generalmente inferior a la corriente nominal en condiciones estándar (STC).

Por lo que una intensidad igual a la mitad de la corriente nominal del generador, implicará una reducción de las pérdidas por efecto Joule ( $P=I^2 \times R$ ) hasta alcanzar un 64% de las pérdidas nominales. Por lo tanto el diseño considerando las condiciones nominales de operación implicará un porcentaje de pérdidas menor que el esperado.

### 8.1.3 Corriente máxima admisible

La sección del cable debe ser finalmente verificada en función de la intensidad de corriente máxima de servicio que circulará por el cable. La corriente máxima que puede circular por un módulo, o por una rama (agrupación de módulos conectados en serie) se corresponde a la corriente de cortocircuito.

De acuerdo con la norma europea *IEC 60364-7-712*, el cable de cada rama debe ser capaz de transportar 1,25 de la corriente de cortocircuito del generador. Según el REBT en su *ITCBT-40* la sección del cable debe admitir el 125% de la corriente del generador. La corriente máxima admisible por los cables está influenciada por la temperatura ambiente, el agrupamiento de los cables y las conducciones utilizadas. Para la determinación de las corrientes admisibles reales de la instalación, los valores teóricos de corriente máxima deberán ser corregidos con los correspondientes factores de corrección asociados a

cada uno de los parámetros anteriores. Estos factores vienen indicados en el *REBT*, específicamente *ITC-BT-07*.

## 8.2 Diseño de secciones de cableado sección continua

Se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

El dimensionado dependerá de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. Para el cálculo de la sección mínima de conductores emplearemos el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

La ecuación permite calcular la sección ( $S_R$ ) mínima requerida para no superar la caída de tensión  $\Delta V=1,5\%$ , que se producirá en una línea con corriente continua:

$$S_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{CC}}{AV(\%) \cdot U_{PMP} \cdot k}$$

Donde:

- $L_R$  - Longitud del cable [m]
- $I_{CC}$  - Corriente de cortocircuito del ramal [A]
- $U_{PMP}$  - Tensión del ramal [V]
- $K$  - Conductividad del Cobre [ $m/_\cdot mm^2$ ]

En el diseño se debe considerar que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que si existen varios tramos, cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida. De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.

La sección mínima calculada se deberá luego ajustar al valor nominal superior existente en el mercado y que cumpla con lo expuesto en el *REBT*.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Tal y como sugiere el *REBT* en su *ITC-BT-40* :

*“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.”*

Por lo tanto dado que la máxima intensidad del generador fotovoltaico será la corriente de cortocircuito bajo condiciones estándar (STC), los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad:

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{CCPV}$$

Y la sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible  $I_z$  sea mayor o igual a la  $I_{max}$  calculada:

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{CCPV}$$

Por tratarse de instalaciones clasificables como redes subterráneas de distribución en baja tensión, la intensidad máxima admisible ( $I_z$ ) para la sección seleccionada se obtendrá de las tablas de la *Norma UNE 20.435* y el *REBT* en su *ITC-BT-07*. Esta intensidad deberá ser corregida de acuerdo a la temperatura de operación y las condiciones de instalación.

Por último señalar que para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, es recomendable usar cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación, más si se usasen cables multipolares, el conductor de protección no deberá estar sujeto a ninguna tensión. Y en el caso de locales con posibilidad alta de ocurrencia de descargas atmosféricas, los cables deberán poseer blindajes de protección.

### 8.3 Diseño de secciones de cableado sección alterna

De igual forma que en la sección de corriente continua, se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

El dimensionado en esta sección dependerá igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, emplearemos en su diseño el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

Las ecuaciones siguientes permiten calcular la sección ( $S_{ac}$ ) mínima requerida para no superar la caída de tensión  $\Delta V=1,5\%$  relativa a la tensión nominal de la red, que se producirá en el cableado de una instalación en corriente alterna:

**Para una instalación trifásica:**

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{nAC} \cdot \cos \varphi}{\Delta V(\%) \cdot U_n \cdot k}$$

Donde

- $L_{ac}$  es la longitud del tramo en estudio
- $I_{nac}$  es la corriente nominal en alterna del inversor
- $U_n$  es la tensión nominal de red
- $\kappa$  es la conductividad eléctrica del cobre es 56m/(mm<sup>2</sup>)
- $\cos\varphi$  es el factor de potencia que debe ser cercano a 1.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo. Tal y como sugiere el *REBT* en su *ITC-BT-40* [20]:

*“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a*

la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.”

Por lo tanto dado que la máxima intensidad del generador fotovoltaico será la relativa a la máxima potencia de salida del inversor, los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{nAC}$$

Y la sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible  $I_z$  sea mayor o igual a la  $I_{max}$  calculada

$$I_{max} < I_z$$

Por tratarse de instalaciones clasificables como redes subterráneas de distribución en baja tensión, la intensidad máxima admisible ( $I_z$ ) para la sección seleccionada se obtendrá de las tablas de la Norma UNE 20.435 y el REBT en su ITC-BT-07. Esta intensidad deberá ser corregida de acuerdo a la temperatura de operación y las condiciones de instalación.

Un aspecto a tener en cuenta es la impedancia de la red hasta los terminales del inversor. Ésta no debe ser superior a 1,25\_ o la impedancia recomendada por el fabricante del inversor. La impedancia se obtiene a partir de la distancia entre los terminales del inversor y el punto de conexión de la red, y la sección transversal del cable de interconexión.

## 8.4 Tubos protectores

El cableado se ubicará en el interior de tubos protectores rígidos. Se distinguirán los tubos colocados en el seguidor, tanto en la parrilla de paneles como en la columna, los enterrados y los ubicados en la sala de contadores y en el centro de transformación.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables, así como deberán cumplir lo establecido en el ITC-BT-21.

### 8.4.1 Tubos en canalizaciones empotradas

El cableado de los seguidores, de la sala de contadores y del centro de transformación será en tubos rígidos en canalizaciones empotradas.

Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, de 0,5 m. Se dispondrán de fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos. Se colocarán adaptándose a la superficie sobre la que se instalen, curvándose o usando los accesorios necesarios.

### 8.4.2 Tubos en canalizaciones enterradas

El cableado que une los inversores hasta los contadores transcurre en tubos rígidos en canalizaciones enterradas.

El trazado de las canalizaciones se realizará siguiendo líneas lo más recto posible, disminuyendo, en lo posible, los cambios de direcciones.



## 8.5 Protecciones eléctricas en continua

Lo que sigue expone las protecciones empleadas en la sección de continua de la instalación, correspondientes desde generador fotovoltaico hasta los terminales de entrada del inversor.

### 8.5.1 Contactos directos e indirectos

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

Los cables de las ramas del generador fotovoltaico son agrupados hasta la caja de conexión del generador.

En el diseño de la protección individual de los cables de cada rama, hay que tener en cuenta que la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual que la corriente nominal de la rama. Este hecho condiciona la utilización de fusibles o disyuntores que puedan utilizarse para proteger el cableado contra los cortocircuitos.

Por lo tanto la protección contra cortocircuitos en el generador fotovoltaico, por fallas en el aislamiento o falla en la protección a tierra, se recomienda realizarla mediante el uso de sistemas de protección de corte automático, sensible a las tensiones de contacto en corriente continua.

Tal y como se mencionó anteriormente el inversor contiene esa protección en su interior. Si la instalación llegase a ser de grandes dimensiones habría que incluir más de este tipo de protecciones repartida en las diversas ramas que conformen al generador, para protegerlo en toda su extensión.

### 8.5.2 Sobrecargas

Los fusibles son normalmente distribuidos por cada una de las ramas de los grandes sistemas fotovoltaicos para proteger la instalación eléctrica de sobrecargas.

Adicionalmente entre el generador y el inversor debe instalarse un elemento de corte general bipolar para continua, que debe ser dimensionado para la tensión máxima de circuito abierto del generador a  $-10^{\circ}\text{C}$ , y para 125% de la corriente máxima del generador.

En el caso que se dispongan fusibles por ramas, la sección transversal del cableado de la rama puede entonces ser determinada a partir de la corriente límite de no fusión del fusible de la rama. En este caso, la corriente admisible del cable ( $I_c$ ) deberá ser superior a la corriente nominal del elemento de protección ( $I_n$ ) y a su vez, inferior al corriente límite de fusión del mismo ( $I_{nf}$ ). A su vez, la  $I_{nf}$  no podrá ser superior a 1,15 veces la  $I_c$ .

$$I_n \leq I_{nf} \leq 1,15 I_c$$

Adicionalmente, para evitar cortes imprevistos en la producción energética, la corriente nominal del

fusible ( $I_n$ ) vendrá dada por la expresión.

$$I_n \geq 1,25 \times I_{nRAMA}$$

De esta forma una vez que ocurra una sobrecarga en alguno de los conductores activos de la instalación fotovoltaica, los fusibles deberán de protegerlos.

Cabe mencionar que el elemento de corte, tendrá que ser capaz de conectar y desconectar el generador en carga, en buenas condiciones de seguridad.

### 8.5.3 Sobretensiones

Sobre el generador fotovoltaico se pueden producir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de CC del inversor mediante dispositivos de protección de clase II (integrado en el inversor), válido para la mayoría de equipos conectados a la red, y a través de varistores con vigilancia térmica.

## 8.6 Protecciones eléctricas en alterna

A continuación se describen las protecciones a emplear en la sección de alterna del generador, que se dispone a partir de los terminales de salida del inversor hasta el punto de conexión, cumpliendo con lo expuesto en cuanto a consideraciones técnicas en el *Real Decreto 1663/2000*.

### 8.6.1 Interruptor automático magnetotérmico individuales

El calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir lo señalado en la norma *EN 60269*.

$$I \text{ diseño de línea} > I \text{ asignada al dispositivo de protección} > I \text{ admisible de línea}$$

Además según lo señalado en el *RD 1663/2000* el interruptor magnetotérmico deberá tener una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

### 8.6.2 Interruptor automático general

De igual forma el calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir lo señalado en la norma *EN 60269*.

$$I \text{ diseño de línea} > I \text{ asignada al dispositivo de protección} > I \text{ admisible de línea}$$

Por otra parte según indicaciones de la empresa distribuidora en su documento *NTP Instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red de media tensión de FECSA ENDESA (NTP-FVMT. Junio 2009)*, el magnetotérmico general estará ajustado como máximo al 130% de la potencia de la instalación.

Y según lo señalado en el *RD 1663/2000* el interruptor magnetotérmico deberá tener una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

### 8.6.3 Interruptor diferencial automático

Cumpliendo con lo establecido en el *RD 1663/2000* y el documento *NTP-FVMT. Junio 2009*, la instalación contará con un interruptor automático diferencial de 30 mA de sensibilidad en la parte CA, para proteger de derivaciones en este circuito.

Con el fin de que actúe por fallos a tierra, será de un calibre superior a la del magnetotérmico de protección general. Adicionalmente hay que verificar que el interruptor diferencial posea una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la compañía distribuidora, de no ser así, habrá que estudiar la selectividad entre el interruptor diferencial y los interruptores magnetotérmicos a fin de comprobar la seguridad de la protección.

Se instalará un relé diferencial de calibre adecuado, 30 mA de sensibilidad y de clase A, que aseguran el disparo para el valor de corriente de fuga asignado en alterna, como en alterna con componente en continua.

#### 8.6.4 Interruptor general manual

Según *RD 1663/2000* es necesario incluir un interruptor general manual para la compañía de calibre adecuado, con intensidad de cortocircuito superior a la señalada para el punto de conexión por la compañía distribuidora. Tendrá un poder de corte contra cortocircuitos superior al señalado por la compañía eléctrica en el punto de conexión a la red.

Este interruptor, se ubicará en el cuadro de contadores de la instalación fotovoltaica, será accesible sólo a la empresa distribuidora, con objeto de poder realizar la desconexión manual que permita la realización, de forma segura, de labores de mantenimiento en la red de la compañía eléctrica.

De esta forma el magnetotérmico actuará antes que el interruptor general manual para la compañía, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red de la compañía.

#### 8.6.5 Protección de la calidad de suministro

En la *ITC-BT-40* se recogen algunas especificaciones relacionadas con la calidad de la energía inyectada a red en instalaciones generadoras, que se especifican con más detalle en el *RD 1663/2000*.

#### 8.6.6 Interruptor automático de conexión

Realiza la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Los valores de actuación para máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión serán, según el *R.D. 1663/2000*, de:

- En frecuencia: 49 – 51 Hz
- En tensión:  $0,85 \cdot U_m - 1,1 \cdot U_m$

El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. Éste sería el caso que nos ocupa, ya que el inversor SOLARMAX 100C, tiene estas protecciones incluidas. Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red. El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente. El estado del contactor («on/off»), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado. Al no disponer el inversor seleccionado de interruptor on/off, esta labor la realizará el magnetotérmico

accesible de la instalación, que se instalará junto al inversor.

En caso de que se utilicen protecciones para las interconexiones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión incluidas en el inversor, el fabricante del mismo deberá certificar:

- Los valores de tara de tensión.
- Los valores de tara de frecuencia.
- El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
- Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites de establecidos de tensión y frecuencia.

Mientras que, de acuerdo con la disposición final segunda del presente Real Decreto, no se hayan dictado las instrucciones técnicas por las que se establece el procedimiento para realizar las mencionadas pruebas, se aceptarán a todos los efectos los procedimientos establecidos y los certificados realizados por los propios fabricantes de los equipos.

En caso de que las funciones de protección sean realizadas por un programa de «software» de control de operaciones, los precintos físicos serán sustituidos por certificaciones del fabricante del inversor, en las que se mencione explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación.

#### 8.6.7 Funcionamiento en isla

El interruptor automático de la interconexión integrado en el inversor SOLARMAX 100C impide este funcionamiento, peligroso para el personal de la Compañía Eléctrica Distribuidora.

### 8.7 Contador de energía

Cumplirán todo lo recogido en la ITC-BT-16, RD 1663/2000 y ORDEN FOM/1100/2002 de 8 de mayo de 2002, RPM – Reglamento de Puntos de Medida. Además con todo lo indicado en el *NTP Instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red de media tensión de FECSA ENDESA (NTP-FVMT. Junio 2009)*.

Así:

- Se instalará un contador bidireccional para cada una de las instalaciones PV-XXX, ajustados a la normativa metrológica vigente y su precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la de clase de precisión 1, regulada por el *RD 875/1984, de 28 de marzo*.
- Se presentarán en las administraciones competentes, así como a la compañía distribuidora, los certificados de los protocolos de ensayos realizados a los contadores. Además FECSA ENDESA verificará en su Laboratorio el funcionamiento del conjunto de medida, salvo que el mismo disponga de código de barras para la compañía distribuidora.

#### 8.7.1 Local de contadores

Los contadores se ubicarán en una sala destinada a ése uso y a albergar las protecciones necesarias y el inversor.

La sala cumplirá las condiciones de protección contra incendios que establece la *NBE-CPI-96* y el documento *Seguridad en caso de incendio del Código Técnico de la Edificación* para los locales de riesgo especial bajo y responderá a las siguientes condiciones:

- Estará situado en planta baja y será de fácil y libre acceso.
- No servirá nunca de paso ni de acceso a otros locales.
- Estará construido con paredes de clase M0 y suelos clase M1, separado de otros locales que presenten riesgos de incendio o produzcan vapores corrosivos y no estará expuesto a vibraciones ni humedades.
- Dispondrá de ventilación e iluminación suficiente para comprobar el buen funcionamiento de todos los componentes de la concentración.
- Si la cota del suelo es inferior o igual a la de las zonas colindantes, se dispondrán sumideros de desagüe para que en el caso de avería, descuido o rotura de tuberías de agua, no puedan producirse inundaciones en el local.
- Las paredes donde deben fijarse la concentración de contadores tendrán una resistencia no inferior a la del tabicón de medio pie de ladrillo hueco.
- El local tendrá una altura mínima de 2,30 m y una anchura mínima en paredes ocupadas por contadores de 1,50 m. Sus dimensiones serán tales que las distancias desde la pared donde se instale la concentración de contadores hasta el primer obstáculo que tenga enfrente sean de 1,10 m. La distancia entre los laterales de dicha concentración y sus paredes colindantes será de 20 cm. La resistencia al fuego del local corresponderá a lo establecido en la Norma *NBECPI- 96* para locales de riesgo especial bajo.
- La puerta de acceso abrirá hacia el exterior y tendrá una dimensión mínima de 0,70 x 2 m, su resistencia al fuego corresponderá a lo establecido para puerta establecida para puertas de locales de riesgo especial bajo en la Norma *NBE-CPI-96* y estará equipada con la cerradura que tenga normalizada la empresa distribuidora.
- Dentro del local e inmediato a la entrada deberá instalarse un equipo autónomo de alumbrado de emergencia, de autonomía no inferior a 1 hora y proporcionando un nivel mínimo de iluminación de 5 lux.
- En el exterior del local y lo próximo a la puerta de entrada, deberá existir un extintor móvil, de eficacia mínima 21B.

## 8.8 Pararrayos

Se dispondrá de un pararrayos con tecnología CTS para evitar el impacto directo en la zona de protección y proteger a personas y a la instalación. El conjunto de la instalación se ha diseñado para canalizar la energía del proceso anterior a la formación del rayo desde el cabezal aéreo hasta la toma de tierra de continua.

## 8.9 Instalación de puesta a tierra

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establece  $10 \Omega$  para este tipo de instalación fotovoltaica.

Según *RD 1663/2000*, donde se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de BT, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de cada una de las instalaciones fotovoltaicas PV-XXX estarán conectadas a una única tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Por ello, se realizará una única toma de tierra a la que se conectará tanto la estructura soporte del seguidor, como el terminal de puesta a tierra del inversor teniendo en cuenta la distancia entre estos, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas. Si la distancia desde el campo de paneles a la toma de tierra general fuera grande se pondría una toma de tierra adicional para las estructuras, próximas a ellas. Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados. Si en una instalación existen tomas de tierra independiente se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

De acuerdo con la Instrucción MI.BT.017, los conductores de protección serán independientes por circuito, deberán ser de las siguientes características:

- Para las secciones de fase iguales o menores de  $16 \text{ mm}^2$  el conductor de protección será de la misma sección que los conductores activos.
- Para las secciones comprendidas entre  $16$  y  $35 \text{ mm}^2$  el conductor de protección será de  $16 \text{ mm}^2$ .
- Para secciones de fase superiores a  $35 \text{ mm}^2$  hasta  $120 \text{ mm}^2$  el conductor de protección será la mitad del activo.

Los conductores que constituyen las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y de su sección no podrá ser menor en ningún caso de  $16 \text{ mm}^2$  de sección, para las líneas de enlace con tierra, si son de cobre.

### 8.9.1 Puesta a tierra en corriente continua

La parte principal de continua son las fotovoltaicas que están enmarcadas en el bastidor metálico del seguidor solar mediante soportes metálicos. Estas partes metálicas junto a las masas asociadas a las del pararrayos, valla perimetral y cuadros de continua irán conectadas entre sí para que sean equipotenciales y, además, se conectan a tierra como medida de seguridad para la instalación frente a descargas atmosféricas.

Esta disposición suele denominarse de “generador flotante”. El cual coincide con el sistema que el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión denomina IT, en el que no hay conductores activos puestos a tierra. Este tipo de configuración es segura por sí misma en caso de un primer defecto de aislamiento.

No obstante, si se produce un segundo de defecto se puede producir retorno de la corriente por tierra,

siendo muy peligroso por electrocución.

Se diseñará el sistema de tierras para una resistencia de tierra no superior a  $10 \Omega$ .

Todas las masas de la instalación de continua irán puestas a tierra mediante un cable de equipotencialidad de cobre de 50 mm<sup>2</sup>.

### 8.9.2 Puesta a tierra en corriente alterna

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas e independientes, según estipula el *RD 1663/2000*. Para la puesta a tierra del lado de alterna se dispondrá un sistema TT, con los transformadores puestos a tierra, al igual que el resto de instalación en alterna. Así mismo se dispondrán el número de picas suficiente para conseguir una resistencia de tierra no superior a 10 Ohm.

## 9 CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

### 9.1 Punto de conexión

El punto de conexión otorgado por FECSA ENDESA para cada una de las instalaciones PV-XXX será en baja tensión (400V). Tres centros de transformación, propiedad de la empresa distribuidora, elevará la tensión hasta 25 kV, pudiéndose así conectar a la línea. La construcción del centro de transformación se ha debido al acuerdo contraído con FECSA ENDESA.

Por este motivo, el centro de transformación se instalará, con sus protecciones, celdas de seccionamiento y medición, en un terreno cedido por la propiedad. El coste de la construcción del centro de transformación y de los gastos asociados a éste, será asumido por el promotor del proyecto.

La concesión del punto de conexión por parte de la empresa Eléctrica Distribuidora, se ha ajustado a las características de la red a la que se conectará la instalación, por lo que de esta forma se podrá asegurar la potencia máxima que a descargar y las condiciones de conexión.

### 9.2 Centro de transformación

Para poder evacuar la potencia fotovoltaica total de la huerta solar y obtener la máxima prima posible, es necesario por la normativa vigente, hacerlo en Baja Tensión, a la red de distribución. Debido a que todos los generadores PV del Parque Fotovoltaico, entregarán la energía en baja tensión (400Vac), pero la línea disponible de FECSA ENDESA es de media tensión, se deberá elevar la tensión hasta 25kV, según las características del punto de conexión concedido por FECSA ENDESA S.A.

La solución adoptada, tras posterior pacto con la compañía distribuidora, es realizar la conexión en baja tensión (400V) de cada una de las instalaciones PV-XXX. La conexión de cada instalación se realizará a 400V en un centro de transformación propiedad de la empresa distribuidora. La construcción del centro de transformación se ha debido al acuerdo contraído con FECSA-ENDESA. Por este motivo se instalará un centro de transformación, con sus protecciones, celdas de seccionamiento y medición, en un terreno cedido por la propiedad. La función del centro de transformación propiedad de la compañía distribuidora es elevar la tensión de 400V hasta 25 kV, y así poder efectuar la conexión a la línea. El coste de la construcción del centro de transformación y de los gastos asociados a éste, será asumido por el promotor del proyecto.

El centro de transformación reunirá las condiciones reglamentarias de acuerdo con lo que determina el Reglamento de condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por RD 3275/1982 y las Instrucciones Técnicas Complementarias que lo desarrollan.

Las instalaciones de interconexión se diseñarán para evacuar la potencia máxima que se pueda generar. La potencia de transformación de cada uno de los centros tendrá que ser la necesaria para evacuar la potencia generada, por el conjunto de instalaciones fotovoltaicas que se conecten, en el momento de máxima producción.

### Características eléctricas

|                                 |              |
|---------------------------------|--------------|
| Tension nominal (kV)            | 25           |
| Tensión mas elevada de red (kV) | 24           |
| Tensión soportada I.T.R. (kV)   | 125          |
| Tensión soportada F.I. (kV)     | 50           |
| Tipo de instalación             | Superficie   |
| Tipo de centro                  | prefabricado |
| Potencia nominal trafo (kVA)    | 2.000        |

**Tabla 2.19 - Características centro de transformación**

#### 9.2.1 Cimentación

La cimentación se realizará a través de zapatas corridas dispuestas bajo los muros de carga.

El hormigón será HA-250 con TMA 20 mm y la resistencia del acero corrugado será 5100 Kg/cm<sup>2</sup>.

#### 9.2.2 Pavimentos

Se realizará sub-base de gravas compactadas de 15 cm de espesor y solera de hormigón H-175 de 15 cm. de espesor con malla electro-soldada de acero AEH-500 de 15x15 cm.

#### 9.2.3 Edificio prefabricado de hormigón

El centro de transformación se ubicará en un edificio prefabricado tipo CFI de ORMAZABAL con espacio para dos transformadores. El edificio prefabricado estará ubicado en el interior del recinto de la huerta solar.

Cumplirá con las características generales especificadas en la *Norma NI 50.40.04 "Edificios prefabricados de hormigón para Centros de Transformación de Superficie"* y el *Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación*.

El edificio consta de una envolvente prefabricada de hormigón monobloque. Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm<sup>2</sup>. Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro.

El transformador va ubicado sobre una "Meseta de Transformador" diseñada específicamente para distribuir el peso del mismo uniformemente sobre la placa base y recoger el volumen de líquido



refrigerante del transformador ante un eventual derrame.

Las puertas y rejillas presentan una resistencia de 10 k respecto a la tierra de la envolvente.

El acabado se realiza con poliuretano, de color blanco en las paredes, y de color marrón en techos, puertas y rejillas.

La entrada al centro de transformación se realiza a través de una puerta en su parte frontal, que da acceso a la zona de apartamento, en las que se encuentran las celdas de media tensión, cuadros de baja tensión, contadores y elementos de control del centro. El transformador cuenta con una puerta propia para permitir su extracción del centro o acceso para su mantenimiento.

El conexionado con los cables provenientes de la instalación se realizan a través de unos agujeros semiperforados en las bases de los paneles laterales.

La caseta donde se ubicará el centro de transformación consta de un sistema de ventilación, de protección contra incendios y de iluminación.

La caseta tiene iluminación por ventanas abatibles de dimensiones (1,20 x0,50) y por otras ventanas metálicas de rejillas de 30 cm que además ventilan por toda la superficie.

#### 9.2.4 Transformadores de potencia

##### Características eléctricas

|                                 |                |
|---------------------------------|----------------|
| Nº de transformadores           | 3              |
| Potencia (kVA)                  | 2.000          |
| Tensión nominal (kV)            | 25             |
| Tensión más elevada de red (kV) | 24             |
| Tensión soportada I.T.R. (kV)   | 125            |
| Tensión soportada F.I. (kV)     | 50             |
| Tensión primaria (kV)           | 25             |
| Tensión secundaria (V)          | 400            |
| Tipo de aislamiento             | Aceite mineral |

**Tabla 2.20 - Características transformadores trifásicos BT/MT**

#### 9.2.5 Conexión transformador – cuadro B.T.

La conexión eléctrica entre el transformador de potencia y el módulo de acometida (AC) se realizará con cable unipolar de 150 a 240 mm<sup>2</sup> de sección, con conductor de cobre tipo RV y de 0,6/1 kV.

El número de cables será siempre de 10 para cada fase y 10 para el neutro.

Estos cables dispondrán en sus extremos de terminales bimetálicos tipo TBI-M12/240 - 150 para cables aislados de B.T. en aluminio (punzonado profundo) tipo interior.

#### 9.2.6 Puesta a tierra

Las prescripciones que deben cumplir las instalaciones de puesta a tierra vienen reflejadas perfectamente (tensión de paso y tensión de contacto) en el Apartado 1 "*Prescripciones Generales de Seguridad*" del

*MIE-RAT 13 (Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación).*

Se debe distinguir entre la línea de tierra de la Puestas a tierra de Protección y la línea de tierra de Puestas a tierra de Servicio (neutro).

En la Puestas a tierra de protección: se deberán conectar los siguientes elementos:

- Cuba de los transformadores
- Envolvente metálica del cuadro B.T.
- Celda de alta tensión (en dos puntos).
- Pantalla del cable DHZ1, extremos conexión transformador.
- En la Puestas a tierra de Servicio (neutro): se le conectará la salida del neutro del cuadro de B.T.
- Las Puestas a tierra de Protección y Servicio (neutro) se establecerán separadas, salvo cuando el potencial absoluto del electrodo adquiriera un potencial menor o igual a 1.000 V, en cuyo caso se establecen tierras unidas.

### **9.2.7 Materiales de seguridad y primeros auxilios**

El centro de transformación dispondrá de los siguientes elementos de seguridad y de primeros auxilios.

- Banqueta aislante.
- Pértiga de seguridad.
- Guantes de goma para la correcta ejecución de las maniobras.
- Alumbrado de seguridad.
- Placa de instrucciones para primeros auxilios.

# CÁLCULOS

---

## ÍNDICE

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 1     | CÁLCULO ENERGETICO.....  | 3  |
| 1.1   | Simulación del proyecto.....   | 3  |
| 1.1.1 | Comprobación del Performance Ratio (PR).....                             | 3  |
| 1.1.2 | Rendimiento global de la instalación.....                                | 5  |
| 1.1.3 | Balance energético.....  | 6  |
| 2     | DISEÑO ELÉCTRICO.....  | 10 |
| 2.1   | Dimensionado del inversor.....   | 10 |
| 2.2   | Dimensionado del generador Fotovoltaico.....                             | 11 |
| 2.2.1 | Número máximo de módulos por ramal.....                                  | 11 |
| 2.2.2 | Número mínimo de módulos por ramal.....                                  | 12 |
| 2.2.3 | Número de ramales en paralelo.....                                       | 13 |
| 2.2.4 | Resumen de los cálculos obtenidos.....                                   | 13 |
| 2.3   | Cálculos en Baja Tensión.....  | 15 |
| 2.3.1 | Formulas generales.....  | 15 |
| 2.3.2 | Sección del cableado por ramal en corriente continua.....                | 15 |
| 2.3.3 | Sección del cable principal de corriente continua.....                   | 16 |
| 2.3.4 | Método de intensidad máxima.....   | 16 |
| 2.3.5 | Cálculo de la sección en corriente alterna.....                          | 19 |
| 2.4   | Tubos protectores.....   | 21 |
| 2.5   | Instalación de puesta a tierra.....                                      | 22 |
| 2.5.1 | Puesta a tierra de corriente continua.....                               | 23 |
| 2.5.2 | Puesta a tierra de corriente alterna.....                                | 24 |
| 2.6   | Resultados del cálculo de sección.....                                   | 25 |
| 3     | CÁLCULO DE EMISIONES GENERADAS.....                                      | 29 |
| 3.1   | Calculo de las emisiones de CO2 generadas por una central de carbón..... | 29 |
| 4     | ESTUDIO ECONÓMICO.....   | 29 |
| 4.1   | Ingresos económicos instalación fotovoltaica.....                        | 29 |
| 4.2   | Subvenciones.....  | 30 |
| 4.2.1 | Estatales.....   | 30 |
| 4.2.2 | Entidades financieras.....   | 31 |
| 4.3   | Análisis económico de la instalación.....                                | 31 |
| 4.3.1 | Amortización instalación fotovoltaica.....                               | 31 |
| 4.3.2 | Préstamo del 100% del coste la instalación.....                          | 32 |
| 4.3.3 | Préstamo del 40% del coste la instalación.....                           | 33 |
| 4.3.4 | Comparación de resultados.....   | 34 |

# 1 CÁLCULO ENERGETICO

## 1.1 Simulación del proyecto

Se ha realizado una simulación anual a través del programa PVSYST de un grupo generador (100kW) del parque fotovoltaico, pudiéndose extrapolar los datos al conjunto de éste. La disposición de los seguidores ha sido de 1 x 2, con una distancia de 48 m en el eje W-E y de 48 m en el N-S.

### 1.1.1 Comprobación del Performance Ratio (PR)

Una vez la energía llega a la superficie de captación de los paneles fotovoltaicos, ésta tiene que llegar a la red eléctrica para su disposición a los consumidores. En el paso desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red se presentan un conjunto de pérdidas que disminuyen la energía finalmente vendida a la red eléctrica. Ese conjunto de pérdidas se presenta en un factor de rendimiento llamado Performance Ratio (PR).

El programa de cálculo PV-SYST da como resultado un Performance Ratio mensual de la instalación, esto es debido a que las pérdidas serán variables a lo largo del año, la media anual del PR, según la simulación realizada, es **81,4 %**.

A continuación se ha comprobado analíticamente si el cálculo del PR ofrecido por el programa es similar a los obtenidos en otras instalaciones similares. Desglosando cada una de las pérdidas, a partir de los valores recomendados por ASIF y de las características de los elementos que conforman dicha instalación.

Para el generador en cuestión se consideran las siguientes pérdidas

- $L_{DIS}$ : Dispersión de parámetros
- $L_{TEMP}$ : Temperatura de célula
- $L_{TRANS}$ : Pérdida de transparencia (polvo, suciedad)
- $RD$ : Ratio de disponibilidad instalación
- $LF_{INV}$ : Eficiencia del inversor (seguimiento MPPT, umbral de arranque, conversión a diferentes niveles de potencia de entrada)
- $L_{CC}$ : Sección corriente continúa

Para las pérdidas por temperatura se realizan cálculos mensuales.

$$L_{TEMP} = \frac{g}{100} (T_C - 25)$$

$$T_C = T_{amb} + \frac{(TONC - 20)E}{800}$$

Donde:

- $g$  : Coeficiente de temperatura de la potencia ( $1/^\circ\text{C}$ )
- $T_C$ : Temperatura de las células solares ( $^\circ\text{C}$ )
- $T_{amb}$  : Temperatura ambiente en la sombra ( $^\circ\text{C}$ )
- $TONC$  : Temperatura de operación nominal del modulo ( $^\circ\text{C}$ )
- $E$ : Irradiancia solar ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

| mes        | Ptemp (%) | g (1/°C) | Tc (°c) | tamb (°c) | TONC (°c) | E (w/m <sup>2</sup> ) |
|------------|-----------|----------|---------|-----------|-----------|-----------------------|
| enero      | 93,08     | 0,47     | 39,73   | 9,2       | 48        | 1357                  |
| febrero    | 93,31     | 0,47     | 39,23   | 8,7       | 48        | 1357                  |
| marzo      | 91,76     | 0,47     | 42,53   | 12        | 48        | 1357                  |
| abril      | 90,73     | 0,47     | 44,73   | 14,2      | 48        | 1357                  |
| mayo       | 89,03     | 0,47     | 48,33   | 17,8      | 48        | 1357                  |
| junio      | 90,68     | 0,47     | 44,83   | 14,3      | 48        | 1357                  |
| julio      | 85,32     | 0,47     | 56,23   | 25,7      | 48        | 1357                  |
| agosto     | 84,94     | 0,47     | 57,03   | 26,5      | 48        | 1357                  |
| septiembre | 87,39     | 0,47     | 51,83   | 21,3      | 48        | 1357                  |
| octubre    | 89,69     | 0,47     | 46,93   | 16,4      | 48        | 1357                  |
| noviembre  | 91,24     | 0,47     | 43,63   | 13,1      | 48        | 1357                  |
| diciembre  | 92,65     | 0,47     | 40,63   | 10,1      | 48        | 1357                  |
| ANUAL      | 89,99     | 0,47     | 46,31   | 15,8      | 48        | 1357                  |

Tabla 3.1 - Pérdida por temperatura

Calculando las Perdidas del Generador Fotovoltaico (PGF):

$$PGF = (1 - L_{DIS}) * (1 - L_{TEMP}) * (1 - L_{TRANS}) * RT * EF_{INV} * (1 - L_{CC})$$

| mes        | Ldis (%) | Ptemp (%) | Ltrans (%) | RD (%) | Efinv (%) | Lcc (%) | PGF (%) |
|------------|----------|-----------|------------|--------|-----------|---------|---------|
| enero      | 2,5      | 6,92      | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 81,38   |
| febrero    | 2,5      | 6,69      | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 81,59   |
| marzo      | 2,5      | 8,24      | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 80,23   |
| abril      | 2,5      | 9,27      | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 79,33   |
| mayo       | 2,5      | 10,97     | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 77,85   |
| junio      | 2,5      | 9,32      | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 79,29   |
| julio      | 2,5      | 14,68     | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 74,60   |
| agosto     | 2,5      | 15,06     | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 74,27   |
| septiembre | 2,5      | 12,61     | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 76,41   |
| octubre    | 2,5      | 10,31     | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 78,42   |
| noviembre  | 2,5      | 8,76      | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 79,78   |
| diciembre  | 2,5      | 7,35      | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 81,01   |
| ANUAL      | 2,5      | 10,01     | 2          | 98     | 94,8      | 1,5     | 78,68   |

Tabla 3.2 – Pérdida total del Generador Fotovoltaico

El conjunto de estas pérdidas y rendimientos da como resultado unas Pérdidas del Generador Fotovoltaico (PGF) para esta instalación es de **78,68%**.

También se producirán pérdidas referentes a la captación solar, obteniéndose el Índice de Pérdidas de Captación Solar, las cuales serán fijas durante todo el año.

| Perdidas captación solar                                  | Símbolo | % |
|---|---------|---|
| perdidas por desorientación e incidencia no perpendicular | Lref    | 3 |
| Perdidas por sombras                                      | Lsom    | 1 |

Tabla 3.3 - Pérdidas de Captación Solar

Calculando el Índice de Pérdidas de Captación Solar (PCS):

$$PCS = (1 - L_{REF}) * (1 - L_{SOM})$$

| Pérdidas                 | Símbolo | %     |
|--------------------------|---------|-------|
| Pérdidas captación solar | PCS     | 96,03 |

Tabla 3.4 - Pérdida total de captación solar

El conjunto de estas pérdidas y rendimientos da como resultado un **Índice de Pérdidas de Captación (PRC)** para éste tipo de instalaciones de **96,03%**.

Las pérdidas totales de la instalación (**Performance Ratio (PR)**) se calculan a partir de la siguiente expresión:

$$PR = PGF * PRC$$

| mes        | PGF   | PCS   | PR    |
|------------|-------|-------|-------|
| enero      | 81,38 | 96,03 | 78,15 |
| febrero    | 81,59 | 96,03 | 78,35 |
| marzo      | 80,23 | 96,03 | 77,05 |
| abril      | 79,33 | 96,03 | 76,18 |
| mayo       | 77,85 | 96,03 | 74,76 |
| junio      | 79,29 | 96,03 | 76,14 |
| julio      | 74,60 | 96,03 | 71,64 |
| agosto     | 74,27 | 96,03 | 71,33 |
| septiembre | 76,41 | 96,03 | 73,38 |
| octubre    | 78,42 | 96,03 | 75,31 |
| noviembre  | 79,78 | 96,03 | 76,61 |
| diciembre  | 81,01 | 96,03 | 77,80 |
| ANUAL      | 78,68 | 96,03 | 75,56 |

Tabla 3.5 - Pérdidas totales de la instalación

El conjunto de estas pérdidas y rendimientos da como resultado un **Performance Ratio (PR)** media para esta instalación del **75,56%**.

El resultado obtenido en los cálculos analíticos son similares a los obtenidos por el programa PV-SYST (estos se encuentran en el punto *1.1.3 Balance energético*). Los valores que se tendrán en cuenta para serán los calculados analíticamente, por lo tanto el PR que se utilizará en los cálculos será **75,56%**.

### 1.1.2 Rendimiento global de la instalación

Para el cálculo del rendimiento global de la instalación se deberán tener en cuenta las pérdidas que se efectuarán en el transporte de la energía hasta los contadores. Las pérdidas de transporte en la parte de alterna serán del 1,5%. Una vez leída la energía generada por los contadores, se deberá corregir teniendo en cuenta las pérdidas de los transformadores y de la línea de media tensión.

Según lo señalado por la empresa eléctrica distribuidora, las pérdidas de interconexión a red serán aquellas que van desde los contadores individuales de los generadores hasta el punto de entronque, englobando pérdidas de los transformadores y la línea de media tensión. El primer año será establecido un porcentaje teórico para estas pérdidas, que se distribuirá proporcionalmente a cada uno de los

generadores según su nivel de participación. Se prevé un porcentaje de pérdidas de 4%, éste porcentaje será contrastado con el real obtenido el primer año para hacer la corrección pertinente.

### 1.1.3 Balance energético

A continuación se adjunta el balance energético de un grupo generador (100kW) que forma parte de una de las 50 instalaciones PV XXX.

Fórmula para el cálculo de la energía inyectada.

$$Ep \text{ (kWh/mes)} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot Pmp \cdot PR}{G_{CEM}}$$

Donde:

- **Pmp**: Potencia pico del generador (kWp)
- **PR**: (Performance ratio) rendimiento energético de la instalación (%).
- **G<sub>CEM</sub>**: 1 KW/m<sup>2</sup>
- **G<sub>dm</sub>(α, β)**: Valor medio de la irradiación mensual sobre el plano del generador (kWh/mes)

| Mes          | Ep                | Gdm           | Pmp        | PR           | Gcem     |
|--------------|-------------------|---------------|------------|--------------|----------|
| enero        | 12.737,35         | 140,5         | 116        | 78,15        | 1        |
| febrero      | 10.042,92         | 110,5         | 116        | 78,35        | 1        |
| marzo        | 17.490,78         | 195,7         | 116        | 77,05        | 1        |
| abril        | 19.829,86         | 224,4         | 116        | 76,18        | 1        |
| mayo         | 24.090,90         | 277,8         | 116        | 74,76        | 1        |
| junio        | 25.525,22         | 289           | 116        | 76,14        | 1        |
| julio        | 24.316,17         | 292,6         | 116        | 71,64        | 1        |
| agosto       | 22.984,49         | 277,8         | 116        | 71,33        | 1        |
| septiembre   | 17.466,22         | 205,2         | 116        | 73,38        | 1        |
| octubre      | 11.776,29         | 134,8         | 116        | 75,31        | 1        |
| noviembre    | 10.549,10         | 118,7         | 116        | 76,61        | 1        |
| diciembre    | 10.026,25         | 111,1         | 116        | 77,80        | 1        |
| <b>ANUAL</b> | <b>208.434,10</b> | <b>2378,1</b> | <b>116</b> | <b>75,56</b> | <b>1</b> |

Tabla 3.6 - Energía generada por grupo 100kW

Cada grupo generador generara anualmente una producción total de **208,43 MWh**. Para el total de la instalación fotovoltaica se generaran anualmente **10.421,71 MWh**.

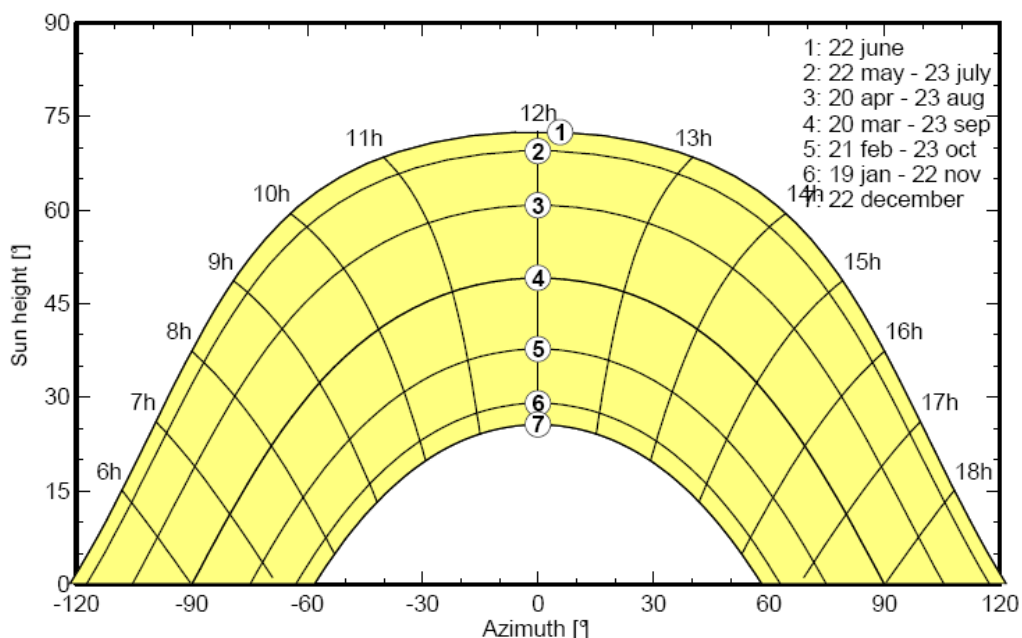
La estimación del número de viviendas que puede abastecer la instalación, teniendo en cuenta que el consumo medio anual de un hogar español es de **2125 kWh**, la producción de electricidad del sistema fotovoltaico conectado a la red representa que podría alimentar un total de **4.904 viviendas**.



*Definición geográfica de la zona*

|                             |                         |       |       |       |                      |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
|-----------------------------|-------------------------|-------|-------|-------|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|
| <b>Geographical Site</b>    | <b>L'ametlla de Mar</b> |       |       |       | <b>Country Spain</b> |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
| <b>Situation</b>            | Latitude 40.9°N         |       |       |       | Longitude 0.8°E      |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
| Time defined as             | Solar Time              |       |       |       | Altitude 62 m        |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
| <b>Monthly Meteo Values</b> | Source Meteonorm '97    |       |       |       |                      |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
|                             | Jan.                    | Feb.  | Mar.  | Apr.  | May                  | June  | July  | Aug.  | Sep.  | Oct.  | Nov.  | Dec.  | Year  |                         |
| Hor. global                 | 0.55                    | 2.38  | 3.77  | 4.73  | 5.42                 | 6.27  | 6.45  | 5.65  | 4.43  | 3.00  | 1.93  | 1.55  | 3.85  | kWh/m <sup>2</sup> .day |
| Hor. diffuse                | 1.00                    | 1.31  | 1.84  | 2.30  | 2.68                 | 2.67  | 2.48  | 2.26  | 1.90  | 1.48  | 1.07  | 0.87  | 1.82  | kWh/m <sup>2</sup> .day |
| Extraterrestrial            | 4.05                    | 5.41  | 7.50  | 9.55  | 10.99                | 11.61 | 11.34 | 10.18 | 8.33  | 6.28  | 4.47  | 3.61  | 7.78  | kWh/m <sup>2</sup> .day |
| Clearness Index             | 0.137                   | 0.439 | 0.503 | 0.495 | 0.493                | 0.540 | 0.569 | 0.555 | 0.532 | 0.478 | 0.432 | 0.430 | 0.494 |                         |
| Amb. temper.                | 9.7                     | 9.9   | 11.3  | 12.9  | 16.2                 | 20.1  | 23.7  | 23.5  | 21.3  | 17.0  | 12.7  | 10.8  | 15.8  | °C                      |
| Wind velocity               | 5.0                     | 5.4   | 5.5   | 5.5   | 4.9                  | 4.8   | 4.9   | 4.3   | 4.4   | 5.0   | 5.2   | 4.7   | 5.0   | m/s                     |

**Trayectoria solar en L'ametlla de Mar, (Lat. 40.9°N, long. 0.8°E, alt. 62 m)**



|  |  |                      |                                   |
|--|--|----------------------|-----------------------------------|
| PVSYST V5.06   |  | 03/02/10             | Página 1/3                        |
| <b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>     |  |                      |                                   |
| <b>Proyecto :</b>  | <b>Ametlla de Mar 5MW</b>                        |                      |                                   |
| <b>Lugar geográfico</b>  | <b>L'ametlla de Mar</b>                          | <b>País</b>          | <b>España</b>                     |
| <b>Ubicación</b>   | Latitud 40.9°N                                   | Longitud             | 0.8°E                             |
| Hora definido como   | Hora Solar                                       | Altitud              | 62 m                              |
|  | Albedo 0.20                                      |                      |                                   |
| <b>Datos climatológicos :</b>                                      | <b>L'ametlla de Mar, Síntesis datos por hora</b> |                      |                                   |
| <b>Variante de simulación :</b>                                    | <b>Grupo generador de 100kW (3 seguidores)</b>   |                      |                                   |
|  | Fecha de simulación                              | 29/01/10 20h21       |                                   |
| <b>Parámetros de la simulación</b>                                 |  |                      |                                   |
| <b>Plano de seguimiento, dos ejes</b>                              | Inclinación Mínima                               | 10°                  | Inclinación Máxima 80°            |
| Limitaciones de rotación   | Acimut Mínimo                                    | -80°                 | Acimut Máximo 80°                 |
| <b>Perfil obstáculos</b>   | Sin perfil de obstáculos                         |                      |                                   |
| <b>Sombras cercanas</b>  | Sin sombreado                                    |                      |                                   |
| <b>Características generador FV</b>                                |  |                      |                                   |
| <b>Módulo FV</b>   | Si-poly  | Modelo               | <b>STP 210-18/Ub</b>              |
|  |  | Fabricante           | Suntech                           |
| Número de módulos FV   | En serie   | 23 módulos           | En paralelo 24 cadenas            |
| Nº total de módulos FV   | Nº módulos                                       | 552                  | Pnom unitaria 210 Wp              |
| Potencia global generador  | Nominal (STC)                                    | <b>116 kWp</b>       | En cond. funciona. 104 kWp (50°C) |
| Caract. funcionamiento del generador (50°C)                        | V mpp  | 564 V                | I mpp 185 A                       |
| Superficie total   | Superficie módulos                               | <b>812 m²</b>        | Superficie célula 726 m²          |
| <b>Inversor</b>  |  | Modelo               | <b>SOLARMAX 100C</b>              |
|  |  | Fabricante           | Sputnik                           |
| Características  | Tensión Funciona.                                | 430-800 V            | Pnom unitaria 100 kW AC           |
| <b>Factores de pérdida Generador FV</b>                            |  |                      |                                   |
| Factor de pérdidas térmicas  | Uc (const)                                       | 29.0 W/m²K           | Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s       |
| => Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, VelViento=1m/s) |  |                      | TONC 45 °C                        |
| Pérdida Óhmica en el Cableado                                      | Res. global generador                            | 53 mOhm              | Fracción de Pérdidas 1.6 % en STC |
| Pérdidas por polvo y suciedad del generador                        |  |                      | Fracción de Pérdidas 1.0 %        |
| Pérdida Calidad Módulo   |  |                      | Fracción de Pérdidas 1.5 %        |
| Pérdidas Mismatch Módulos  |  |                      | Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP |
| Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE                       | IAM =  | 1 - bo (1/cos i - 1) | Parámetro bo 0.05                 |
| <b>Necesidades de los usuarios :</b>                               | Carga ilimitada (red)                            |                      |                                   |

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Ametlla de Mar 5MW**

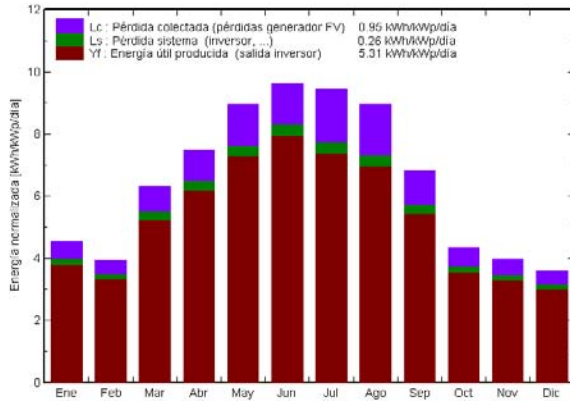
Variante de simulación : **Grupo generador de 100kW (3 seguidores)**

|   |                         |                           |                           |
|---|-------------------------|---------------------------|---------------------------|
| <b>Parámetros principales del sistema</b> | Tipo de sistema         | <b>Conectado a la red</b> |                           |
| Orientación Campos FV                     | Seguimiento en dos ejes |                           |                           |
| Módulos FV                                | Modelo                  | STP 210-18/Ub             | Pnom 210 Wp               |
| Generador FV                              | Nº de módulos           | 552                       | Pnom total <b>116 kWp</b> |
| Inversor                                  | Modelo                  | SOLARMAX 100C             | Pnom 100 kW ac            |
| Necesidades de los usuarios               | Carga ilimitada (red)   |                           |                           |

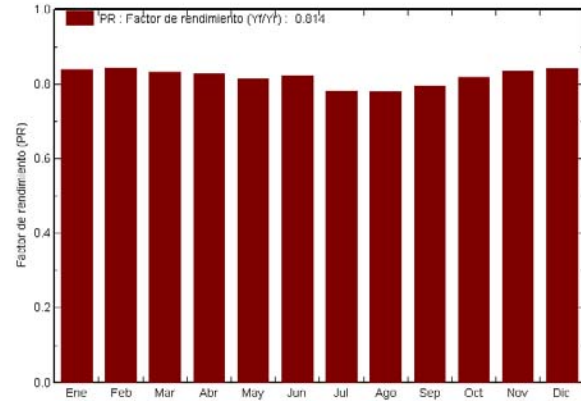
**Resultados principales de la simulación**

|                        |                            |                    |                    |                  |
|------------------------|----------------------------|--------------------|--------------------|------------------|
| Producción del Sistema | <b>Energía producida</b>   | <b>224 MWh/año</b> | Produc. específico | 1936 kWh/kWp/año |
|                        | Factor de rendimiento (PR) | 81.4 %             |                    |                  |

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 116 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Grupo generador de 100kW (3 seguidores)

Balances y resultados principales

|                   | GlobHor | T Amb | GlobInc | GlobEff | EArray | E_Grid | EffArrR | EffSysR |
|-------------------|---------|-------|---------|---------|--------|--------|---------|---------|
|                   | kWh/m²  | °C    | kWh/m²  | kWh/m²  | kWh    | kWh    | %       | %       |
| <b>Enero</b>      | 65.4    | 9.20  | 140.5   | 138.8   | 14383  | 13678  | 12.61   | 12.00   |
| <b>Febrero</b>    | 68.4    | 8.70  | 110.5   | 108.7   | 11382  | 10808  | 12.70   | 12.05   |
| <b>Marzo</b>      | 126.6   | 12.00 | 195.7   | 193.0   | 19846  | 18907  | 12.49   | 11.90   |
| <b>Abril</b>      | 159.2   | 14.20 | 224.4   | 221.2   | 22586  | 21535  | 12.40   | 11.83   |
| <b>Mayo</b>       | 201.5   | 17.80 | 277.8   | 274.1   | 27489  | 26222  | 12.19   | 11.63   |
| <b>Junio</b>      | 215.0   | 14.30 | 289.0   | 285.3   | 28976  | 27616  | 12.35   | 11.77   |
| <b>Julio</b>      | 215.0   | 25.70 | 292.8   | 288.6   | 27827  | 26544  | 11.72   | 11.18   |
| <b>Agosto</b>     | 192.9   | 26.50 | 277.3   | 273.6   | 26273  | 25070  | 11.88   | 11.14   |
| <b>Septiembre</b> | 129.2   | 21.30 | 205.2   | 202.5   | 19924  | 18958  | 11.97   | 11.39   |
| <b>Octubre</b>    | 87.8    | 16.40 | 134.8   | 132.6   | 13460  | 12805  | 12.30   | 11.71   |
| <b>Noviembre</b>  | 61.7    | 13.10 | 118.7   | 116.9   | 12074  | 11478  | 12.54   | 11.92   |
| <b>Diciembre</b>  | 54.2    | 10.80 | 111.1   | 109.6   | 11403  | 10845  | 12.64   | 12.02   |
| <b>Año</b>        | 1576.9  | 15.89 | 2377.6  | 2345.0  | 235623 | 224467 | 12.21   | 11.63   |

|                   |  |         |   |
|-------------------|--|---------|---|
| Legendas: GlobHor | Irradiación global horizontal                | EArray  | Energía efectiva en la salida del generador |
| T Amb             | Temperatura Ambiente                         | E_Grid  | Energía reinyectada en la red               |
| GlobInc           | Global incidente en plano receptor           | EffArrR | Eficiencia Esal campo/superficie bruta      |
| GlobEff           | Global efectivo, corr. para IAM y sombreados | EffSysR | Eficiencia Esal sistema/superficie bruta    |

|              |  |          |            |
|--------------|--|----------|------------|
| PVSYST V5.06 |  | 03/02/10 | Página 3/3 |
|--------------|--|----------|------------|

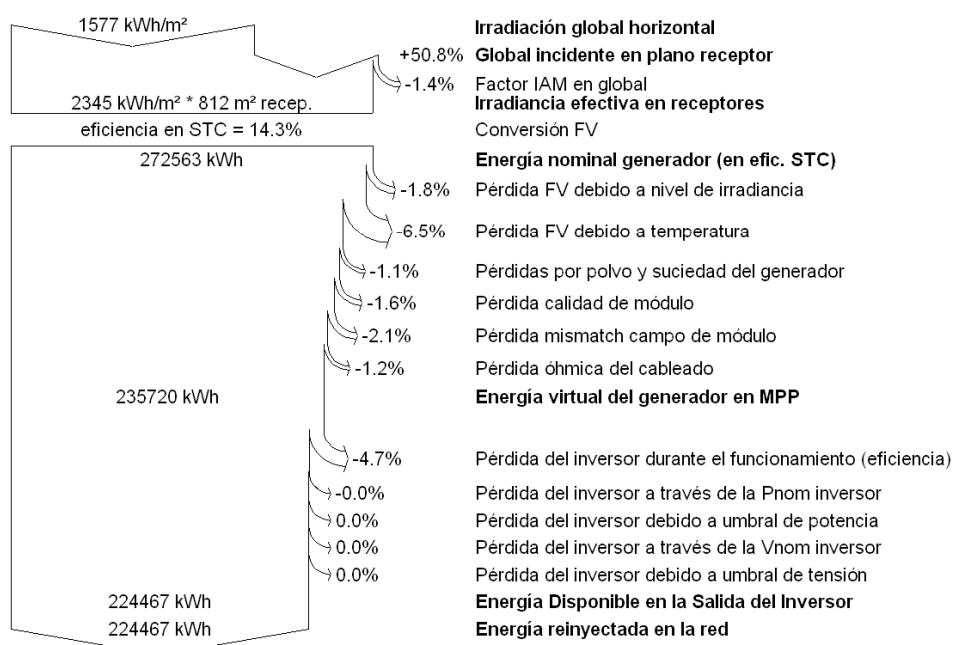
## Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Ametlla de Mar 5MW**

Variante de simulación : **Grupo generador de 100kW (3 seguidores)**

| Parámetros principales del sistema |                         | Tipo de sistema | Conectado a la red |                           |
|------------------------------------|-------------------------|-----------------|--------------------|---------------------------|
| Orientación Campos FV              | Seguimiento en dos ejes |                 |                    |                           |
| Módulos FV                         |                         | Modelo          | STP 210-18/Ub      | Pnom 210 Wp               |
| Generador FV                       |                         | N° de módulos   | 552                | Pnom total <b>116 kWp</b> |
| Inversor                           |                         | Modelo          | SOLARMAX 100C      | Pnom 100 kW ac            |
| Necesidades de los usuarios        | Carga ilimitada (red)   |                 |                    |                           |

### Diagrama de pérdida durante todo el año



## 2 DISEÑO ELÉCTRICO

Los cables, tanto en la sección de alterna como de continua, serán unipolares de 0,6/1 kV y cumplen todos los requisitos especificados en la parte correspondiente de la Norma *UNEHD 603*. La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas, y en todo caso no será inferior a 4 mm<sup>2</sup> para los conductores de cobre.

En éste apartado del proyecto se plantea realizar el estudio de cada una de las partes en las que está dividido el proyecto y que son:

### 2.1 Dimensionado del inversor

Para verificar la adopción del inversor seleccionado para nuestra central tendremos en cuenta las siguientes características eléctricas que lo definen. La potencia instalada en el grupo generador debe ser menor a la máxima potencia de entrada al inversor (CC), además de comprobar el voltaje (Upmp) de

entrada y la corriente ( $I_{cc}$ ) que se va a inyectar desde el generador fotovoltaico los cuales también tendrán que ser inferiores a los valores máximos ofrecido por el inversor.

|                  | Inversor | Generador |
|------------------|----------|-----------|
| $P_{CCmax}$ (kW) | 130      | 115,92    |

Tabla 3.7 – Comparación potencia máxima de corto circuito

El rango de tensiones en MPP ofrecido por el inversor se distribuye entre los valores mostrados en la Tabla 3.8, podemos ver que la tensión ofrecida por el generador se encuentra dentro del baremo.

|               | Inversor  | Generador |
|---------------|-----------|-----------|
| $V_{PMP}$ (V) | 430...800 | 607,2     |

Tabla 3.8 – Comparación tensión de PMP

|              | Inversor | Generador |
|--------------|----------|-----------|
| $I_{CC}$ (A) | 199,2    | 225       |

Tabla 3.9 – Comparación intensidad de corto circuito

Tras comprobar que el inversor cumple sobradamente con las exigencias eléctricas se ha optado por el modelo estudiado para inyectar la energía a la red con total confianza.

## 2.2 Dimensionado del generador Fotovoltaico

### 2.2.1 Número máximo de módulos por ramal

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente mínima, que definimos como  $-0,5^{\circ}\text{C}$  y una irradiancia mínima de  $982\text{W}/\text{m}^2$ .

Temperatura del módulo en éstas condiciones:

$$T_p = T_a + \left[ \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right] \cdot E$$

Donde:

- $T_p$ : Temperatura del módulo [ $^{\circ}\text{C}$ ]
- $T_a$ : Temperatura mínima ambiente [ $^{\circ}\text{C}$ ]
- $T_{ONC}$ : Temperatura nominal de funcionamiento de la célula [ $^{\circ}\text{C}$ ]
- $E$ : Irradiancia [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]

| $T_p$ [ $^{\circ}\text{C}$ ] | $T_a$ [ $^{\circ}\text{C}$ ] | $T_{ONC}$ [ $^{\circ}\text{C}$ ] | $E$ [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] |
|------------------------------|------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| 30,2                         | -0,5                         | 45                               | 982                           |

Tabla 3.10 - Temperatura del modulo

En un día de invierno soleado puede ocurrir que el inversor se pare, por ejemplo debido a un fallo en la red y que al volverse a encender puede darse una tensión en circuito abierto alta en el generador y por ello el inversor no arranque. Por éste motivo la tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico debe ser siempre inferior a la tensión máxima de entrada en el inversor. De lo contrario el inversor además de no funcionar se podría averiar.

Por éste motivo el número máximo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión en circuito abierto del módulo a su temperatura mínima, que aplicando la fórmula anterior obtenemos el valor de 30,2°C.

Según los datos de características de las placas solares, el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura es -2,37mV/ °C.

Donde:

$$U_{CA(Tmin)} = U_{CA(STC)} - [(25 + T_p) \cdot \Delta V]$$

- $U_{ca}$  Tensión en circuito abierto del módulo [V]
- $\Delta V$  Variación de la tensión [V/ °C]

| $U_{CA(Tmin)}$ [V] | $U_{CA(STC)}$ [V] | $T_p$ [°C] | $\Delta V$ [mV/°C] |
|--------------------|-------------------|------------|--------------------|
| 33,73              | 33,6              | 30,19      | -2,37              |

Tabla 3.11 - Tensión en circuito abierto del módulo

El número máximo de módulos por ramal corresponde a:

$$\text{Modulo}_{MAX} = \frac{U_{MAX}}{U_{CA(Tmin)}}$$

Donde:

- $U_{max}$  Valor de tensión máxima de entrada en el inversor. [V]
- $U_{ca}$  Valor de la tensión en circuito abierto a la temperatura mínima. [V]

| $\text{Modulo}_{MAX}$ | $U_{MAX}$ | $U_{CA(Tmin)}$ |
|-----------------------|-----------|----------------|
| 26,7                  | 900       | 33,73          |

Tabla 3.12 - Número máximo de módulos por ramal

### 2.2.2 Número mínimo de módulos por ramal

El número mínimo de módulos por ramal viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor y la tensión en el punto de máxima potencia del módulo a una temperatura aproximada de 75°C.

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico que corresponde cuando la temperatura del módulo es máxima. Cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor en la que éste actúa como seguidor del punto de máxima potencia el inversor no será capaz de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico o incluso, en el peor de los casos que se apague.

$$U_{PMP(Tmax)} = U_{PMP(STC)} + [(T_{max} - 25) \cdot \Delta V]$$

Donde:

- $U_{PMP(STC)}$  Tensión de máxima potencia del módulo [V]
- $\Delta V$  Variación de la tensión [V/ °C]

| $U_{PMP(Tmax)}$ | $U_{PMP(STC)}$ | $T_{max}$ | $\Delta V$ |
|-----------------|----------------|-----------|------------|
| 26,4            | 26,5           | 75        | -2,37      |

Tabla 3.13 - Tensión en circuito abierto del módulo

El número mínimo de módulos por ramal corresponde a:

$$\text{Modulo}_{MIN} = \frac{U_{PMP(INV)}}{U_{PMP(Tmax)}}$$

Donde:

- $U_{PMP(INV)}$  Tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia [V]
- $U_{PMP(75^{\circ}C)}$  Valor de la tensión de máxima potencia a la temperatura máxima del módulo [V]

| $\text{Modulo}_{MIN}$ | $U_{PMP(INV)}$ | $U_{PMP(Tmax)}$ |
|-----------------------|----------------|-----------------|
| 16,3                  | 430            | 26,4            |

Tabla 3.14 - Número mínimo de ramales

### 2.2.3 Número de ramales en paralelo

El número de ramales en paralelo debe cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de un ramal por el número de ramales conectados en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

$$\text{Ramales}_{Paralelo} = \frac{I_{MAX(INV)}}{I_{CC(ramal)}}$$

Donde:

- $I_{MAX(INV)}$  Intensidad máxima de entrada al inversor [A]
- $I_{CC(ramal)}$  Intensidad de cortocircuito de cada ramal [A]

| $\text{Ramales}_{Paralelo}$ | $I_{MAX(INV)}$ | $I_{CC(ramal)}$ |
|-----------------------------|----------------|-----------------|
| 27                          | 225            | 8,33            |

Tabla 3.15 - Número de ramales en paralelo

### 2.2.4 Resumen de los cálculos obtenidos

Tras los cálculos realizados hemos obtenidos los siguientes datos que nos limitan el dimensionado de la instalación:

| $\text{Modulo}_{MAX}$ | $\text{Modulo}_{MIN}$ | $\text{Ramales}_{Paralelo}$ |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------------|
| 26                    | 17                    | 27                          |

Tabla 3.16 - Datos obtenidos

Sabiendo estos datos y con la información de los elementos que conforman el generador podemos dimensionar la instalación fotovoltaica para que nos entregue la máxima potencia a la red.

Cada seguidor solar dispone de 8 ramales y en total tendremos en nuestra disposición 24 ramales por generador. En cada ramal podremos instalar un máximo de 23 módulos dadas las dimensiones del seguidor y de los módulos utilizados, este valor se encuentra dentro del rango.

En total con dicha configuración el total de paneles instalados será de 552 por cada generador PVXXX, 184 por seguidor.

| <i>Modulo</i> <sub>Ramal</sub> | <i>Modulo</i> <sub>Generador</sub> | <i>Ramales</i> <sub>Generador</sub> |
|--------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| 23                             | 552                                | 24                                  |

Tabla 3.17 - Datos dimensionado generador

Para corroborar el dimensionado de la instalación se ha realizado el estudio de dimensionamiento con el programa MaxDesign, del fabricante del inversor (SolarMax), para comprobar que dicha configuración cumple con los valores eléctricos que limitan la instalación y tengamos un funcionamiento óptimo.

### Proyecto : Generador 100kW (3 seguidores con 1 inversor trifásico)


| <p><b>Selección del módulo:</b></p> <p>Fabricante Suntech Power Co., Ltd...</p> <p>Tipo STP 210 18/Ub (Proyect...</p> <p>Potencia 210,00 Wp</p> <p>Tecnología Si-poly</p> <p>Umpp 26,40 V</p> <p>Uoc 33,60 V</p> <p>Tensión máx. del sistema 1000,00 V</p> <p>Coficiente temp. tensión Voc -114,240 mV/K</p> <p>Imp 7,95 A</p> <p>Isc 8,33 A</p> <p>Coficiente temp. de corriente. 4,582 mA/K</p> <p>Tamaño 1482x992x35 mm</p> <p>Peso 16,80 kg</p> <p>Enlace del fabricante www.suntech-power.com</p>   | <p><b>Selección de inversor:</b></p> <p>Fabricante Sputnik</p> <p>Tipo SolarMax 100C</p> <p>Potencia máx. CC 130,00 kW</p> <p>Potencia máx. CA 110,00 kW</p> <p>Potencia nominal CA 100,00 kW</p> <p>Eficiencia máx. 96,00 %</p> <p>Eficiencia europea 94,80 %</p> <p>Tensión mín. Umpp 430,00 V</p> <p>Tensión máx. Umpp 800,00 V</p> <p>Tensión máx. CC 900,00 V</p> <p>Corriente máx. CC 225,00 A</p> <p>Dimensiones 1300x1200x800 mm</p> <p>Peso 935,00 kg</p> <p>Enlace del fabricante www.solarmax.com</p> |            |                                   |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
|--|--|------------|-----------------------------------|-----------|----------------------|-----------|----------|----------------------------|---------------------|----------|----------|---------------------------|-----------------------------------|----------|----------|-----------------------------------|-------------------|----------|----------|-----------------------|---------------------------|----------|-----------|--------------------------|----------------------------|-----------|-----------|-----------------------|--|
| <p><b>Diseño eléctrico:</b></p> <p>Cantidad de módulos. 552</p> <p>Cantidad módulos en serie: 23</p> <p>Cantidad rangos por inversor: 24</p> <p>Potencia total 115,92 kW</p> <p>Superficie necesaria 811,52 m2</p> <p>Umpp 607,20 V</p> <p>Eficiencia dinámica 94,63 %</p> <p>Factor de sobredimensionamiento 1,16</p>   | <p><b>Valores limite temperatura módulo:</b></p> <p>min.: -15°</p> <p>máx. 75°</p>   |            |                                   |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| <p><b>Control del diseño eléctrico:</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th> <th>Límite</th> <th>Valor real</th> <th>Resultado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tensión mín. en MPP</td> <td>430,00 V</td> <td>475,82 V</td> <td>Tensión mín. MPP correcta.</td> </tr> <tr> <td>Tensión máx. en MPP</td> <td>800,00 V</td> <td>712,30 V</td> <td>Tensión máx. MPP correcta</td> </tr> <tr> <td>Tensión máx. en circuito abierto.</td> <td>900,00 V</td> <td>877,90 V</td> <td>Tensión circuito abierto correcta</td> </tr> <tr> <td>Máx. corriente CC</td> <td>225,00 A</td> <td>196,30 A</td> <td>Corriente CC correcta</td> </tr> <tr> <td>Mín. potencia instalación</td> <td>80,00 kW</td> <td>115,92 kW</td> <td>Tamaño inversor correcto</td> </tr> <tr> <td>Potencia máx. instalación.</td> <td>130,00 kW</td> <td>115,92 kW</td> <td>Potencia CC correcta.</td> </tr> </tbody> </table> <p> <b>Instalación dimensionada eléctricamente de manera óptima!</b></p> | Parámetro  | Límite     | Valor real                        | Resultado | Tensión mín. en MPP  | 430,00 V  | 475,82 V | Tensión mín. MPP correcta. | Tensión máx. en MPP | 800,00 V | 712,30 V | Tensión máx. MPP correcta | Tensión máx. en circuito abierto. | 900,00 V | 877,90 V | Tensión circuito abierto correcta | Máx. corriente CC | 225,00 A | 196,30 A | Corriente CC correcta | Mín. potencia instalación | 80,00 kW | 115,92 kW | Tamaño inversor correcto | Potencia máx. instalación. | 130,00 kW | 115,92 kW | Potencia CC correcta. |  |
| Parámetro  | Límite   | Valor real | Resultado                         |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| Tensión mín. en MPP  | 430,00 V   | 475,82 V   | Tensión mín. MPP correcta.        |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| Tensión máx. en MPP  | 800,00 V   | 712,30 V   | Tensión máx. MPP correcta         |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| Tensión máx. en circuito abierto.  | 900,00 V   | 877,90 V   | Tensión circuito abierto correcta |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| Máx. corriente CC  | 225,00 A   | 196,30 A   | Corriente CC correcta             |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| Mín. potencia instalación  | 80,00 kW   | 115,92 kW  | Tamaño inversor correcto          |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| Potencia máx. instalación.   | 130,00 kW  | 115,92 kW  | Potencia CC correcta.             |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| <p><b>Máx. tensión sistema</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Parámetro</th> <th>Límite</th> <th>Valor real</th> <th>Resultado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Máx. tensión sistema</td> <td>1000,00 V</td> <td>877,90 V</td> <td>Tensión sistema correcta</td> </tr> </tbody> </table>  | Parámetro  | Límite     | Valor real                        | Resultado | Máx. tensión sistema | 1000,00 V | 877,90 V | Tensión sistema correcta   |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| Parámetro  | Límite   | Valor real | Resultado                         |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| Máx. tensión sistema   | 1000,00 V  | 877,90 V   | Tensión sistema correcta          |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| <p><b>Concepción energética:</b></p> <p>Factor de sobredimensionamiento 1,16</p> <p>Recomendación para buena orientación; ej: 30° pendiente, sureste o sur oeste o pendiente &lt;15°</p>   |  |            |                                   |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |
| <p><b>Controlar los datos del módulo!</b></p> <p>MaxDesign le asesora en el dimensionado de su instalación de energía solar con inversores SolarMax. Controlamos el cumplimiento de los valores limites mas importantes del cableado indicado de su instalación. Los valores críticos generan un mensaje de error.</p> <p><b>IMPORTANTE:</b> Los datos y las funciones utilizados por MaxDesign han sido controlados exhaustivamente. No asumimos ninguna responsabilidad por daños directos causados por el uso del presente programa.</p>  |  |            |                                   |           |                      |           |          |                            |                     |          |          |                           |                                   |          |          |                                   |                   |          |          |                       |                           |          |           |                          |                            |           |           |                       |  |

Tabla 3.18 - Dimensionado de la instalación con DesignMax

Como podemos comprobar la instalación ha sido dimensionada satisfactoriamente, obteniéndose un sobredimensionamiento del 116%.



## 2.3 Cálculos en Baja Tensión

### 2.3.1 Formulas generales

#### 2.3.1.1 Intensidad.

La intensidad que circulará por cada tramo de la red será función de la potencia que ésta deberá transportar, la intensidad viene dada por la expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} [A]$$

Donde:

- $I$  Intensidad [A]
- $P$  Potencia [W]
- $V$  Tensión en [V]
- $\cos\varphi$  Factor de potencia

#### 2.3.1.2 Caída de tensión.

La caída de tensión en cada tramo de la red se ha calculado teniendo en cuenta el momento eléctrico de la línea aplicando la siguiente fórmula:

$$\Delta V(\%) = cdt = \frac{P \cdot L}{V \cdot C \cdot s} [\%]$$

Donde:

- $cdt$  Caída de tensión en [V]
- $P$  Potencia en [W]
- $L$  Longitud del tramo en [m]
- $V$  Tensión en [V]
- $C$  Conductividad del aluminio [35 m·mm<sup>2</sup> para el aluminio]
- $s$  Sección del conductor [mm<sup>2</sup>]

Comprobando los resultados se observa que en ningún caso la caída de tensión es superior al 5% en el caso de la instalación de BT, valor máximo admisible según el RBT.

### 2.3.2 Sección del cableado por ramal en corriente continúa

El diseño del generador fotovoltaico está previsto que por cada ramal no pueda circular corriente procedentes de otros ramales. Por éste motivo colocamos fusibles de seguridad ajustados a un valor 1,3 veces la corriente máxima que puede circular por el ramal.

En el cálculo de secciones hemos tenido en cuenta que la corriente máxima admisible por conductor sea superior a éste valor, y que la máxima caída de tensión que exista entre el generador Fotovoltaico y la entrada al inversor sea superior al 1%.

Utilizaremos la siguiente fórmula:

$$S_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{CC}}{AV(\%) \cdot U_{PMP} \cdot k}$$

Donde:

- $L_R$  Longitud del cable [m]
- $I_{CC}$  Corriente de cortocircuito del ramal [A]
- $U_{PMP}$  Tensión del ramal [V]
- $k$  Conductividad del Cobre [ $m/\Omega mm^2$ ]

### 2.3.3 Sección del cable principal de corriente continúa.

El cableado de la parte de corriente continua debe soportar la corriente máxima producida en el generador fotovoltaico y la caída máxima de tensión admisible. Debido a que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es sólo un poco mayor que la corriente en el punto de máxima Potencia, se utiliza como valor de diseño de la corriente continua de la red principal 1,25 veces la corriente de cortocircuito del generador en condiciones STC según la IEC 60364-7 -712.

Además se debe cumplir que la caída de corriente máxima admisible sea menor del 1% de la tensión nominal de funcionamiento.

Utilizaremos la siguiente fórmula:

$$S_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{CC}}{AV(\%) \cdot U_{PMP} \cdot k}$$

Donde:

- $L_R$  Longitud del cable [m]
- $I_{CC}$  Corriente de cortocircuito del ramal [A]
- $U_{PMP}$  Tensión del ramal [V]
- $k$  Conductividad del Cobre [ $m\Omega \cdot mm^2$ ]

### 2.3.4 Método de intensidad máxima

Los cables serán aislados y se dispondrán en bandejas perforadas instalados al aire, a través del seguidor.



La máxima intensidad del generador fotovoltaico será la corriente de cortocircuito bajo condiciones estándar (STC), los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad:

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{CCPV}$$

Y la sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible  $I_z$  sea mayor o igual la  $I_{max}$  calculada:

$$I_{max} < I_z$$

La intensidad máxima admisible para los conductores de cobre en una instalación al aire en galerías ventiladas se observa en la *Tabla 3.19*

| Sección nominal<br>mm <sup>2</sup> | Tres cables unipolares (1)  |     |     | 1 cable trifásico  |     |     |
|------------------------------------|---|-----|-----|--|-----|-----|
|                                    |  |     |     |  |     |     |
|                                    | TIPO DE AISLAMIENTO   |     |     |  |     |     |
|                                    | XLPE  | EPR | PVC | XLPE   | EPR | PVC |
| 6                                  | 46  | 45  | 38  | 44   | 43  | 36  |
| 10                                 | 64  | 62  | 53  | 61   | 60  | 50  |
| 16                                 | 86  | 83  | 71  | 82   | 80  | 65  |
| 25                                 | 120   | 115 | 96  | 110  | 105 | 87  |
| 35                                 | 145   | 140 | 115 | 135  | 130 | 105 |
| 50                                 | 180   | 175 | 145 | 165  | 160 | 130 |
| 70                                 | 230   | 225 | 185 | 210  | 220 | 165 |
| 95                                 | 285   | 280 | 235 | 260  | 250 | 205 |
| 120                                | 335   | 325 | 275 | 300  | 290 | 240 |
| 150                                | 385   | 375 | 315 | 350  | 335 | 275 |
| 185                                | 450   | 440 | 365 | 400  | 385 | 315 |
| 240                                | 535   | 515 | 435 | 475  | 460 | 370 |
| 300                                | 615   | 595 | 500 | 545  | 520 | 425 |
| 400                                | 720   | 700 | 585 | 645  | 610 | 495 |
| 500                                | 825   | 800 | 665 | —  | —   | —   |
| 630                                | 950   | 915 | 765 | —  | —   | —   |

**Tabla 3.19 - Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente 40°C). (Fuente: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión)**

Se ha considerado que la temperatura del ambiente  $T$  será de 40°C, por lo tanto no se deberá aplicar el factor de corrección  $F$  en función de la temperatura máxima de servicio  $T_t$ , con lo cual la temperatura máxima de servicio será de 90°C.

La intensidad máxima admisible se corregirá con un factor dependiendo de las agrupaciones de cables unipolares instalados al aire como se observa en la *tabla 3.20*.

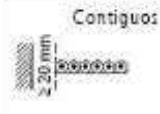
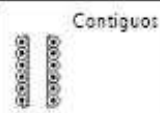
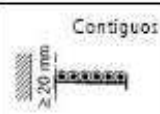
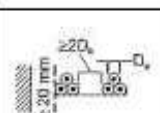
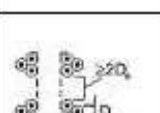
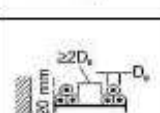
| Tipo de instalación                  |  | N.º de bandejas | N.º de circuitos trifásicos (2) |      |      | A utilizar para (1):             |
|--------------------------------------|--|-----------------|---------------------------------|------|------|----------------------------------|
|                                      |  |                 | 1                               | 2    | 3    |                                  |
| Bandejas perforadas (3)              |   | 1               | 0,95                            | 0,90 | 0,85 | Tres cables en capa horizontal   |
|                                      |  | 2               | 0,95                            | 0,85 | 0,80 |                                  |
|                                      |  | 3               |                                 | 0,85 | 0,80 |                                  |
| Bandejas verticales perforadas (4)   |   | 1               | 0,95                            | 0,85 | —    | Tres cables en capa vertical     |
|                                      |  | 2               | 0,90                            | 0,85 | —    |                                  |
| Bandejas escalera, soporte, etc. (3) |   | 1               | 1,00                            | 0,95 | 0,95 | Tres cables en capa horizontal   |
|                                      |  | 2               | 0,95                            | 0,90 | 0,90 |                                  |
|                                      |  | 3               | 0,95                            | 0,90 | 0,85 |                                  |
| Bandejas perforadas (3)              |   | 1               | 1,00                            | 1,00 | 0,95 | Tres cables dispuestos en trébol |
|                                      |  | 2               | 0,95                            | 0,95 | 0,90 |                                  |
|                                      |  | 3               | 0,95                            | 0,90 | 0,85 |                                  |
| Bandejas verticales perforadas (4)   |   | 1               | 1,00                            | 0,90 | 0,90 |                                  |
|                                      |  | 2               | 1,00                            | 0,90 | 0,85 |                                  |
| Bandejas escalera, soporte, etc. (3) |  | 1               | 1,00                            | 1,00 | 1,00 |                                  |
|                                      |  | 2               | 0,95                            | 0,95 | 0,95 |                                  |
|                                      |  | 3               | 0,95                            | 0,95 | 0,90 |                                  |

Tabla 3.20 - Factor de corrección para agrupaciones de cables unipolares instalados al aire

### Método de caída de tensión máxima

La caída de tensión máxima en todo el circuito de corriente continua (de módulos fotovoltaicos hasta inversores) será del 1,5%. En el diseño se debe considerar que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que si existen varios tramos, cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida. De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.

El cálculo de la sección se realizará a partir de

$$S_R = \frac{2 \cdot L_{DC} \cdot I_{DC}}{AV(\%) \cdot U_{PMP} \cdot k} = \frac{2 \cdot L_{DC} \cdot I_{DC}^2}{AV(\%) \cdot P_{DC} \cdot k}$$

Donde,

- $L_{DC}$  es la longitud del tramo en estudio (m)
- $I_{DC}$  es la corriente máxima de la rama que en este caso sería la corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ )
- $U_{PMP}$  es la tensión de máxima potencia en condiciones nominales (V)
- $P_{DC}$  es la potencia nominal de la rama fotovoltaica en condiciones STC (W)

- $\kappa$  es la conductividad eléctrica del cobre es  $56m/(\Omega mm^2)$

### 2.3.5 Cálculo de la sección en corriente alterna

El dimensionado de la sección de cable se realiza por el método de intensidad máxima y por el de caída de tensión máxima.

#### 2.3.5.1 Método de intensidad máxima

Los cables serán aislados y se colocarán en canalizaciones entubadas, cumpliendo las especificaciones del apartado 1.2.4 de la *ITC-BT-21*, instalándose un circuito por tubo. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas ciegas cada 40 metros aproximadamente. A la entrada de las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y agua.

La máxima intensidad del generador fotovoltaico será la relativa a la máxima potencia de salida del inversor, los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad:

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{nAC}$$

Y la sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible  $I_z$  sea mayor o igual a la  $I_{max}$  calculada:

$$I_{max} < I_z$$

La intensidad máxima permanente para los conductores de cobre en una instalación entubada se observa en la *Tabla 3.21*.

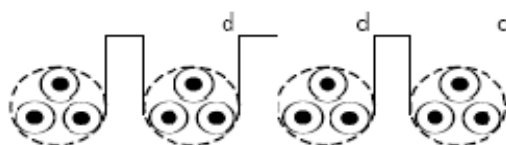
| SECCIÓN NOMINAL<br>mm <sup>2</sup> | Terna de cables unipolares (1) y (2) |     |     | 1 cable tripolar o tetrapolar (3) |     |     |
|------------------------------------|--------------------------------------|-----|-----|-----------------------------------|-----|-----|
|                                    | TIPO DE AISLAMIENTO                  |     |     |                                   |     |     |
|                                    |                                      |     |     |                                   |     |     |
|                                    | XLPE                                 | EPR | PVC | XLPE                              | EPR | PVC |
| 6                                  | 72                                   | 70  | 63  | 66                                | 64  | 56  |
| 10                                 | 96                                   | 94  | 85  | 88                                | 85  | 75  |
| 16                                 | 125                                  | 120 | 110 | 115                               | 110 | 97  |
| 25                                 | 160                                  | 155 | 140 | 150                               | 140 | 125 |
| 35                                 | 190                                  | 185 | 170 | 180                               | 175 | 150 |
| 50                                 | 230                                  | 225 | 200 | 215                               | 205 | 180 |
| 70                                 | 280                                  | 270 | 245 | 260                               | 250 | 220 |
| 95                                 | 335                                  | 325 | 290 | 310                               | 305 | 265 |
| 120                                | 380                                  | 375 | 335 | 355                               | 350 | 305 |
| 150                                | 425                                  | 415 | 370 | 400                               | 390 | 340 |
| 185                                | 480                                  | 470 | 420 | 450                               | 440 | 385 |
| 240                                | 550                                  | 540 | 485 | 520                               | 505 | 445 |
| 300                                | 620                                  | 610 | 550 | 590                               | 565 | 505 |
| 400                                | 705                                  | 690 | 615 | 665                               | 645 | 570 |
| 500                                | 790                                  | 775 | 685 | —                                 | —   | —   |
| 630                                | 885                                  | 870 | 770 | —                                 | —   | —   |

**Tabla. 3.21 – Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación enterrada. (Fuente: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión)**

Se ha considerado que la temperatura del terreno  $\Theta_t$  será de 25°C, por lo tanto no se deberá aplicar el factor de corrección F en función de la temperatura máxima de servicio  $\Theta$ , con lo cual la temperatura máxima de servicio será de 90°C.

La intensidad máxima admisible se corregirá con dos factores dependiendo de las agrupaciones de cables en la zanja (*Tabla 3.22*) y de la profundidad de la instalación (*Tabla 3.23*).

| Factor de corrección                 |                                       |      |      |      |      |      |      |      |
|--------------------------------------|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Separación entre los cables o ternas | Número de cables o ternas de la zanja |      |      |      |      |      |      |      |
|                                      | 2                                     | 3    | 4    | 5    | 6    | 8    | 10   | 12   |
| D = 0<br>(en contacto)               | 0,80                                  | 0,70 | 0,64 | 0,60 | 0,56 | 0,53 | 0,50 | 0,47 |
| d = 0,07 m                           | 0,85                                  | 0,75 | 0,68 | 0,64 | 0,60 | 0,56 | 0,53 | 0,50 |
| d = 0,10 m                           | 0,85                                  | 0,76 | 0,69 | 0,65 | 0,62 | 0,58 | 0,55 | 0,53 |
| d = 0,15 m                           | 0,87                                  | 0,77 | 0,72 | 0,68 | 0,66 | 0,62 | 0,59 | 0,57 |
| d = 0,20 m                           | 0,88                                  | 0,79 | 0,74 | 0,70 | 0,68 | 0,64 | 0,62 | 0,60 |
| d = 0,25 m                           | 0,89                                  | 0,80 | 0,76 | 0,72 | 0,70 | 0,66 | 0,64 | 0,62 |



**Tabla 3.22 – Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares. (Fuente: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión)**

|                                |      |      |      |     |      |      |      |      |
|--------------------------------|------|------|------|-----|------|------|------|------|
| Profundidad de instalación (m) | 0,4  | 0,5  | 0,6  | 0,7 | 0,80 | 0,90 | 1,00 | 1,20 |
| Factor de corrección           | 1,03 | 1,02 | 1,01 | 1   | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 0,95 |

**Tabla 3.23 – Factor de corrección para diferentes profundidades de instalación. (Fuente: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión)**

### 2.3.5.2 Método de caída de tensión máxima

La caída de tensión máxima en todo el circuito de corriente alterna (de inversor hasta transformador) será del 1,5%. En el diseño se debe considerar que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que si existen varios tramos, cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida.

De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso

El cálculo de la sección se realizará a partir de la siguiente ecuación

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{nAC} \cdot \cos \varphi}{\Delta V(\%) \cdot U_n \cdot k}$$

Donde

- $L_{AC}$  es la longitud del tramo en estudio (m)
- $I_{nAC}$  es la corriente nominal en alterna del inversor (A)
- $U_n$  es la tensión nominal de red (V)
- $k$  es la conductividad eléctrica del cobre (m/(Ωmm<sup>2</sup>))
- $\cos \varphi$  es el factor de potencia que debe ser cercano a 1.

## 2.4 Tubos protectores

### *Tubos en canalizaciones empotradas*

El cableado de los seguidores, de la sala de contadores y del centro de transformación será en tubos rígidos en canalizaciones empotradas. En la *Tabla 3.24* figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los cables a conducir. Para más de 5 conductores por tubo o para cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será, como mínimo igual a 3 veces la sección ocupada por los conductores.

| Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> ) | Diámetro exterior de los tubos (mm) |    |    |    |    |
|--|-------------------------------------|----|----|----|----|
|  | Número de conductores               |    |    |    |    |
|  | 1                                   | 2  | 3  | 4  | 5  |
| 1,5  | 12                                  | 12 | 16 | 16 | 20 |
| 2,5  | 12                                  | 16 | 20 | 20 | 20 |
| 4  | 12                                  | 16 | 20 | 20 | 25 |
| 6  | 12                                  | 16 | 25 | 25 | 25 |
| 10   | 16                                  | 25 | 25 | 32 | 32 |
| 16   | 20                                  | 25 | 32 | 32 | 40 |
| 25   | 25                                  | 32 | 40 | 40 | 50 |
| 35   | 25                                  | 40 | 40 | 50 | 50 |
| 50   | 32                                  | 40 | 50 | 50 | 63 |
| 70   | 32                                  | 50 | 63 | 63 | 63 |
| 95   | 40                                  | 50 | 63 | 75 | 75 |
| 120  | 40                                  | 63 | 75 | 75 | —  |
| 150  | 50                                  | 63 | 75 | —  | —  |
| 185  | 50                                  | 75 | —  | —  | —  |
| 240  | 63                                  | 75 | —  | —  | —  |

**Tabla. 3.24 – Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. (Fuente: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión)**

### *Tubos en canalizaciones enterradas*

El cableado que transcurre entre los inversores y la sala de contadores será en tubos rígidos en canalizaciones empotradas. En la *Tabla 3.25* figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los cables a conducir. Para más de 10 conductores por tubo o para cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será, como mínimo igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

| Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> ) | Diámetro exterior de los tubos (mm) |     |     |     |     |
|--|-------------------------------------|-----|-----|-----|-----|
|  | Número de conductores               |     |     |     |     |
|  | ≤ 6                                 | 7   | 8   | 9   | 10  |
| 1,5  | 25                                  | 32  | 32  | 32  | 32  |
| 2,5  | 32                                  | 32  | 40  | 40  | 40  |
| 4  | 40                                  | 40  | 40  | 40  | 50  |
| 6  | 50                                  | 50  | 50  | 63  | 63  |
| 10   | 63                                  | 63  | 63  | 75  | 75  |
| 16   | 63                                  | 75  | 75  | 75  | 90  |
| 25   | 90                                  | 90  | 90  | 110 | 110 |
| 35   | 90                                  | 110 | 110 | 110 | 125 |
| 50   | 110                                 | 110 | 125 | 125 | 140 |
| 70   | 125                                 | 125 | 140 | 160 | 160 |
| 95   | 140                                 | 140 | 160 | 160 | 180 |
| 120  | 160                                 | 160 | 180 | 180 | 200 |
| 150  | 180                                 | 180 | 200 | 200 | 225 |
| 185  | 180                                 | 200 | 225 | 225 | 250 |
| 240  | 225                                 | 225 | 250 | 250 | —   |

Tabla. 3.25 – Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. (Fuente: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión)

## 2.5 Instalación de puesta a tierra

Según *RD 1663/2000*, donde se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de BT, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de cada una de las instalaciones fotovoltaicas PV-XXX estarán conectadas a una única tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el reglamento electrotécnico para baja tensión.

Por ello, se realizará una única toma de tierra a la que se conectará tanto la estructura soporte del seguidor, como el terminal de puesta a tierra del inversor teniendo en cuenta la distancia entre estos, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas. Si la distancia desde el campo de paneles a la toma de tierra general fuera grande se pondría una toma de tierra adicional para las estructuras, próximas a ellas.

La sección del conductor de protección será como mínimo la del conductor de fase correspondiente, según *ITC-BT-18*.

La sección de los conductores mínima de tierra será la indicada en la siguiente tabla.

| Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> ) | Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> ) |
|---|--|
| $S \leq 16$   | $S_p = S$  |
| $16 < S \leq 35$  | $S_p = 16$   |
| $S > 35$  | $S_p = S/2$  |

Tabla 3.26 – Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. (Fuente: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión)



### 2.5.1 Puesta a tierra de corriente continúa

Resistencia lineal del terreno se ha supuesto de 500  $\Omega$ m (terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes.), según la *Tabla 3.27*.

| Naturaleza terreno                       | Resistividad en Ohm.m    |
|--|--------------------------|
| Terrenos pantanosos                      | de algunas unidades a 30 |
| Limo                                     | 20 a 100                 |
| Humus                                    | 10 a 150                 |
| Turba húmeda                             | 5 a 100                  |
| Arcilla plástica                         | 50                       |
| Margas y Arcillas compactas              | 100 a 200                |
| Margas del Jurásico                      | 30 a 40                  |
| Arena arcillosas                         | 50 a 500                 |
| Arena silicea                            | 200 a 3.000              |
| Suelo pedregoso cubierto de césped       | 300 a 5.00               |
| Suelo pedregoso desnudo                  | 1.500 a 3.000            |
| Calizas blandas                          | 100 a 300                |
| Calizas compactas                        | 1.000 a 5.000            |
| Calizas agrietadas                       | 500 a 1.000              |
| Pizarras                                 | 50 a 300                 |
| Roca de mica y cuarzo                    | 800                      |
| Granitos y gres procedente de alteración | 1.500 a 10.000           |
| Granito y gres muy alterado              | 100 a 600                |

**Tabla 3.27 – Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. (Fuente: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión)**

Se dispondrá un interruptor diferencial general con sensibilidad de **30 mA**. Por lo tanto y considerando la instalación como local mojado se considerará que no se pueda producir tensiones de contacto mayores de **24 V**.

Por lo tanto la resistencia máxima de tierra será

$$R_{MaxT} < V/I$$

Donde:

- $R_{MaxT}$  es la resistencia máxima a tierra ( $\Omega$ )
- $V$  es la tensión de contacto ( $V$ )
- $I$  es la sensibilidad del interruptor diferencial ( $A$ )

| $V$ (V) | $I$ (A) | $R_{MaxT}$ ( $\Omega$ ) |
|---------|---------|-------------------------|
| 24      | 0,03    | 800                     |

**Tabla 3.28 – Resistencia máxima a tierra en CC**

El diseño de la red de tierras será de 10 Ohm., estando por tanto del lado de la seguridad. Esta resistencia de tierra es la recomendable cuando se tiene una instalación pararrayos y con descargadores de sobretensiones y/o varistores.

$$R_T = \frac{R_{Ter}}{n * l}$$

Donde:

- $R_T$  es la resistencia de la red de tierras ( $\Omega$ )
- $R_{Ter}$  es la resistividad que presenta el terreno ( $\Omega$ )
- $n$  es el numero de picas a instalar
- $l$  es la longitud de las picas (m)

| $R_T$ | $R_{Ter}$ | $n$ | $l$ |
|-------|-----------|-----|-----|
| 10    | 500       | 25  | 2   |

Tabla 3.29 – Resistencia máxima a tierra en CC

Para ello se instalarán 25 picas de 14 mm. de radio de cobre y 2 metros de longitud, con lo cual la resistencia de tierra obtenida, será los 10  $\Omega$  deseados.

Estando también del lado de la seguridad ya que el cable equipotencial que discurra por la zanja hará las funciones de toma de tierra que no se ha considerado.

Para tener tierras independientes las picas se dispondrán a una distancia mínima de 4,5 metros unas de otras.

### 2.5.2 Puesta a tierra de corriente alterna

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas e independientes, según estipula el RD 1663/2000. Para la puesta a tierra del lado de alterna se dispondrá un sistema TN-C, con los transformadores puestos a tierra, al igual que el resto de instalación en alterna. Así mismo se dispondrán el número de picas suficiente para conseguir una resistencia de tierra no superior a 10 Ohm.

Se dispondrá un interruptor diferencial general con sensibilidad de 30 mA. Por lo tanto y considerando la instalación como local mojado se considerará que no se pueda producir tensiones de contacto mayores de 24 V.

Por lo tanto la resistencia máxima de tierra será:

$$R_{MaxT} < V/I$$

| $V$ (V) | $I$ (A) | $R_{MaxT}$ ( $\Omega$ ) |
|---------|---------|-------------------------|
| 24      | 0,03    | 800                     |

Tabla 3.30 – Resistencia máxima a tierra en CA

El diseño de la red de tierras será de 10 Ohm., estando por tanto del lado de la seguridad. Esta resistencia de tierra es la recomendable cuando se tiene una instalación pararrayos y con descargadores de sobretensiones y/o varistores.

$$R_T = \frac{R_{Ter}}{n * l}$$

| $R_T$ | $R_{Ter}$ | $n$ | $l$ |
|-------|-----------|-----|-----|
| 10    | 500       | 25  | 2   |

Tabla 3.31 – Resistencia máxima a tierra en CA

Para ello se instalarán 25 picas de 14 mm. de radio de cobre y 2 metros de longitud, con lo cual la resistencia de tierra obtenida, será los 10  $\Omega$  deseados.

Estando también del lado de la seguridad ya que el cable equipotencial que discurra por la zanja hará las funciones de toma de tierra que no se ha considerado.

Para tener tierras independientes las picas se dispondrán a una distancia mínima de 4,5 metros unas de otras.

## 2.6 Resultados del cálculo de sección

Como detalle de todo lo anterior se adjuntan las hojas de cálculo donde aparecen las potencias previstas, intensidades máximas admisibles, caídas de tensión, etc.

La *tabla 3.32* hace referencia a los cálculos del cableado, en CC, de cada seguidor y de su posterior unión en la caja de conexiones para conectarlos con el inversor. Mientras la segunda y tercera tabla (*tabla 3.33*) hacen referencia a la conexión desde el inversor, en CA, hasta el centro de M.T.

## · CABLEADO RAMALES SEGUIDOR 1, 2 Y 3

| Ramal | nº | Seccion adoptada [mm2] | Diametro exterior tubo (mm) | Tension (U <sub>MPP</sub> ) [V] | Intensidad (I <sub>CC</sub> ) [A] | Intensidad (I <sub>CC</sub> *1,25) [A] | Potencia pico STC [W] | Longitud [m] | Resistividad cobre 40°C | Seccion teorica* [mm2] | CDT teorica [%] | CDT [V] | CDT [%] | Potencia perdida [W] | Perdidas efecto jolue [W] | Resistencia del cable (Ohm) |
|-------|----|------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|--|-----------------------|--------------|-------------------------|------------------------|-----------------|---------|---------|----------------------|---------------------------|-----------------------------|
| 1     | 4  | 4                      | 12                          | 607,2                           | 8,33                              | 10,41                                  | 4830                  | 53,5         | 52                      | 1,76                   | 1               | 1,99    | 0,33    | 16,57                | 16,86                     | 0,243                       |
| 2     | 4  | 4                      | 12                          | 607,2                           | 8,33                              | 10,41                                  | 4830                  | 51,8         | 52                      | 1,71                   | 1               | 1,93    | 0,32    | 16,05                | 17,41                     | 0,251                       |
| 3     | 4  | 4                      | 12                          | 607,2                           | 8,33                              | 10,41                                  | 4830                  | 50           | 52                      | 1,65                   | 1               | 1,86    | 0,31    | 15,49                | 18,04                     | 0,260                       |
| 4     | 4  | 4                      | 12                          | 607,2                           | 8,33                              | 10,41                                  | 4830                  | 48,2         | 52                      | 1,59                   | 1               | 1,79    | 0,30    | 14,93                | 18,71                     | 0,270                       |
| 5     | 4  | 4                      | 12                          | 607,2                           | 8,33                              | 10,41                                  | 4830                  | 48,2         | 52                      | 1,59                   | 1               | 1,79    | 0,30    | 14,93                | 18,71                     | 0,270                       |
| 6     | 4  | 4                      | 12                          | 607,2                           | 8,33                              | 10,41                                  | 4830                  | 50           | 52                      | 1,65                   | 1               | 1,86    | 0,31    | 15,49                | 18,04                     | 0,260                       |
| 7     | 4  | 4                      | 12                          | 607,2                           | 8,33                              | 10,41                                  | 4830                  | 51,8         | 52                      | 1,71                   | 1               | 1,93    | 0,32    | 16,05                | 17,41                     | 0,251                       |
| 8     | 4  | 4                      | 12                          | 607,2                           | 8,33                              | 10,41                                  | 4830                  | 53,5         | 52                      | 1,76                   | 1               | 1,99    | 0,33    | 16,57                | 16,86                     | 0,243                       |
| TOTAL |    |                        |                             | 607,2                           | 66,64                             | 83,3                                   | 38640                 | 407          |                         |                        |                 |         |         | 126,08               | 142,06                    |                             |

## · CABLEADO CAJA CONEXIONES SEGUIDOR A ENTRADA INVERSOR

| Ramal  | nº | Seccion adoptada [mm2] | Diametro exterior tubo (mm) | Tension (U <sub>MPP</sub> ) [V] | Intensidad (I <sub>CC</sub> ) [A] | Intensidad (I <sub>CC</sub> *1,25) [A] | Potencia pico STC [W] | Longitud [m] | Resistividad cobre 40°C | Seccion teorica* [mm2] | CDT teorica [%] | CDT [V] | CDT [%] | Potencia perdida [W] | Perdidas efecto jolue [W] | Resistencia del cable (Ohm) |
|--------|----|------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|--|-----------------------|--------------|-------------------------|------------------------|-----------------|---------|---------|----------------------|---------------------------|-----------------------------|
| CAJA 1 | 70 | 70                     | 63                          | 607,2                           | 66,4                              | 83,00                                  | 38640                 | 70           | 52                      | 18,40                  | 1               | 1,19    | 0,20    | 78,73                | 46,79                     | 0,011                       |
| CAJA 2 | 70 | 70                     | 63                          | 607,2                           | 66,4                              | 83,00                                  | 38640                 | 70           | 52                      | 18,40                  | 1               | 1,19    | 0,20    | 78,73                | 46,79                     | 0,011                       |
| CAJA 2 | 70 | 70                     | 63                          | 607,2                           | 66,4                              | 83,00                                  | 38640                 | 70           | 52                      | 18,40                  | 1               | 1,19    | 0,20    | 78,73                | 46,79                     | 0,011                       |
| TOTAL  |    |                        |                             | 607,2                           | 199,2                             | 166,00                                 | 115920                | 140          | 52                      |                        |                 |         |         | 157,46               | 93,58                     |                             |

Tabla 3.32 – Dimensionado cableado CC: ramales y caja conexiones a seguidor

DE INVERSOR A CUADRO PRINCIPAL (C.A.)

| LÍNEA | seccion adoptada | Diametro exterior tubo | seccion según I <sub>max adm</sub> | seccion según CDT | Tension | Intensidad | Intensidad' (I*1,25) | Potencia | Longitud línea | FP   | Resistividad cobre 40°C | Seccion teorica* | CDT teorica | CDT real | CDT real | Potencia perdida | Perdidas efecto jule | Resistencia del cable |
|-------|------------------|------------------------|------------------------------------|-------------------|---------|------------|----------------------|----------|----------------|------|-------------------------|------------------|-------------|----------|----------|------------------|----------------------|-----------------------|
| nº    | [mm2]            | (mm)                   | [mm2]                              | [mm2]             | [V]     | [A]        | [A]                  | [W]      | [m]            |      |                         | [mm2]            | [%]         | [V]      | [%]      | [W]              | [W]                  | (Ohm)                 |
| IAP   | 70               | -----                  | 70                                 | 2                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 1              | 0,98 | 52                      | 0,44             | 2           | 0,04     | 0,01     | 5,53             | 161,14               | 0,074                 |

DE CUADRO PRINCIPAL A CUADRO DE CONTADOR (C.A.)

| LÍNEA | seccion adoptada | Diametro exterior tubo | seccion según I <sub>max adm</sub> | seccion según CDT | Tension | Intensidad | Intensidad' (I*1,25) | Potencia | Longitud línea | FP   | Resistividad cobre 40°C | Seccion teorica* | CDT teorica | CDT real | CDT real | Potencia perdida | Perdidas efecto jule | Resistencia del cable |
|-------|------------------|------------------------|------------------------------------|-------------------|---------|------------|----------------------|----------|----------------|------|-------------------------|------------------|-------------|----------|----------|------------------|----------------------|-----------------------|
| nº    | [mm2]            | (mm)                   | [mm2]                              | [mm2]             | [V]     | [A]        | [A]                  | [W]      | [m]            |      |                         | [mm2]            | [%]         | [V]      | [%]      | [W]              | [W]                  | (Ohm)                 |
| PAC   | 70               | -----                  | 70                                 | 2                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 1              | 0,98 | 52                      | 0,44             | 2           | 0,04     | 0,01     | 5,53             | 161,14               | 0,074                 |

DE CUADRO DE CONTADOR A CENTRO DE MT (C.A.)

| PV-XXX | seccion adoptada | Diametro exterior tubo | seccion según I <sub>max adm</sub> | seccion según CDT | Tension | Intensidad | Intensidad' (I*1,25) | Potencia | Longitud línea | FP   | Resistividad cobre 40°C | Seccion teorica* | CDT teorica | CDT real | CDT real | Potencia perdida | Perdidas efecto jule | Resistencia del cable |
|--------|------------------|------------------------|------------------------------------|-------------------|---------|------------|----------------------|----------|----------------|------|-------------------------|------------------|-------------|----------|----------|------------------|----------------------|-----------------------|
| nº     | [mm2]            | (mm)                   | [mm2]                              | [mm2]             | [V]     | [A]        | [A]                  | [W]      | [m]            |      |                         | [mm2]            | [%]         | [V]      | [%]      | [W]              | [W]                  | (Ohm)                 |
| PV-001 | 240              | 63                     | 70                                 | 240               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 508            | 0,98 | 52                      | 224,82           | 2           | 5,57     | 1,39     | 819,92           | 9,25                 | 0,000                 |
| PV-002 | 185              | 50                     | 70                                 | 185               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 412            | 0,98 | 52                      | 182,33           | 2           | 5,86     | 1,46     | 862,67           | 14,80                | 0,001                 |
| PV-003 | 150              | 50                     | 70                                 | 150               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 316            | 0,98 | 52                      | 139,85           | 2           | 5,54     | 1,39     | 816,05           | 23,80                | 0,001                 |
| PV-004 | 120              | 40                     | 70                                 | 120               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 220            | 0,98 | 52                      | 97,36            | 2           | 4,82     | 1,21     | 710,17           | 42,73                | 0,002                 |
| PV-005 | 70               | 32                     | 70                                 | 70                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 124            | 0,98 | 52                      | 54,88            | 2           | 4,66     | 1,16     | 686,19           | 129,95               | 0,006                 |
| PV-006 | 240              | 63                     | 70                                 | 240               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 476            | 0,98 | 52                      | 210,66           | 2           | 5,22     | 1,30     | 768,27           | 9,87                 | 0,000                 |
| PV-007 | 185              | 50                     | 70                                 | 185               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 380            | 0,98 | 52                      | 168,17           | 2           | 5,40     | 1,35     | 795,67           | 16,05                | 0,001                 |
| PV-008 | 150              | 50                     | 70                                 | 150               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 284            | 0,98 | 52                      | 125,69           | 2           | 4,98     | 1,24     | 733,41           | 26,48                | 0,001                 |
| PV-009 | 95               | 40                     | 70                                 | 95                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 188            | 0,98 | 52                      | 83,20            | 2           | 5,20     | 1,30     | 766,57           | 63,16                | 0,003                 |
| PV-010 | 70               | 32                     | 70                                 | 50                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 92             | 0,98 | 52                      | 40,72            | 2           | 4,84     | 1,21     | 712,75           | 245,22               | 0,011                 |
| PV-011 | 240              | 63                     | 70                                 | 240               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 508            | 0,98 | 52                      | 224,82           | 2           | 5,57     | 1,39     | 819,92           | 9,25                 | 0,000                 |
| PV-012 | 185              | 50                     | 70                                 | 185               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 412            | 0,98 | 52                      | 182,33           | 2           | 5,86     | 1,46     | 862,67           | 14,80                | 0,001                 |
| PV-013 | 150              | 50                     | 70                                 | 150               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 316            | 0,98 | 52                      | 139,85           | 2           | 5,54     | 1,39     | 816,05           | 23,80                | 0,001                 |
| PV-014 | 120              | 40                     | 70                                 | 120               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 220            | 0,98 | 52                      | 97,36            | 2           | 4,82     | 1,21     | 710,17           | 42,73                | 0,002                 |
| PV-015 | 70               | 32                     | 70                                 | 70                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 124            | 0,98 | 52                      | 54,88            | 2           | 4,66     | 1,16     | 686,19           | 129,95               | 0,006                 |
| PV-016 | 240              | 63                     | 70                                 | 240               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 476            | 0,98 | 52                      | 210,66           | 2           | 5,22     | 1,30     | 768,27           | 9,87                 | 0,000                 |
| PV-017 | 185              | 50                     | 70                                 | 185               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 380            | 0,98 | 52                      | 168,17           | 2           | 5,40     | 1,35     | 795,67           | 16,05                | 0,001                 |
| PV-018 | 150              | 50                     | 70                                 | 150               | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 284            | 0,98 | 52                      | 125,69           | 2           | 4,98     | 1,24     | 733,41           | 26,48                | 0,001                 |
| PV-019 | 95               | 40                     | 70                                 | 95                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 188            | 0,98 | 52                      | 83,20            | 2           | 5,20     | 1,30     | 766,57           | 63,16                | 0,003                 |

| PV-XXX | seccion adoptada   | Diametro exterior tubo | seccion según I <sub>max adm</sub> | seccion según CDT  | Tension | Intensidad | Intensidad' (I*1,25) | Potencia | Longitud linea | FP   | Resistividad cobre 40°C | Seccion teorica *  | CDT teorica | CDT real | CDT real | Potencia perdida | Perdidas efecto joule | Resistencia del cable |
|--------|--------------------|------------------------|------------------------------------|--------------------|---------|------------|----------------------|----------|----------------|------|-------------------------|--------------------|-------------|----------|----------|------------------|-----------------------|-----------------------|
| nº     | [mm <sup>2</sup> ] | (mm)                   | [mm <sup>2</sup> ]                 | [mm <sup>2</sup> ] | [V]     | [A]        | [A]                  | [W]      | [m]            |      |                         | [mm <sup>2</sup> ] | [%]         | [V]      | [%]      | [W]              | [W]                   | (Ohm)                 |
| PV-020 | 70                 | 32                     | 70                                 | 50                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 92             | 0,98 | 52                      | 40,72              | 2           | 4,84     | 1,21     | 712,75           | 245,22                | 0,011                 |
| PV-021 | 240                | 63                     | 70                                 | 240                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 508            | 0,98 | 52                      | 224,82             | 2           | 5,57     | 1,39     | 819,92           | 9,25                  | 0,000                 |
| PV-022 | 185                | 50                     | 70                                 | 185                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 412            | 0,98 | 52                      | 182,33             | 2           | 5,86     | 1,46     | 862,67           | 14,80                 | 0,001                 |
| PV-023 | 150                | 50                     | 70                                 | 150                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 316            | 0,98 | 52                      | 139,85             | 2           | 5,54     | 1,39     | 816,05           | 23,80                 | 0,001                 |
| PV-024 | 120                | 40                     | 70                                 | 120                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 220            | 0,98 | 52                      | 97,36              | 2           | 4,82     | 1,21     | 710,17           | 42,73                 | 0,002                 |
| PV-025 | 70                 | 32                     | 70                                 | 70                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 124            | 0,98 | 52                      | 54,88              | 2           | 4,66     | 1,16     | 686,19           | 129,95                | 0,006                 |
| PV-026 | 240                | 63                     | 70                                 | 240                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 476            | 0,98 | 52                      | 210,66             | 2           | 5,22     | 1,30     | 768,27           | 9,87                  | 0,000                 |
| PV-027 | 185                | 50                     | 70                                 | 185                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 380            | 0,98 | 52                      | 168,17             | 2           | 5,40     | 1,35     | 795,67           | 16,05                 | 0,001                 |
| PV-028 | 150                | 50                     | 70                                 | 150                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 284            | 0,98 | 52                      | 125,69             | 2           | 4,98     | 1,24     | 733,41           | 26,48                 | 0,001                 |
| PV-029 | 95                 | 40                     | 70                                 | 95                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 188            | 0,98 | 52                      | 83,20              | 2           | 5,20     | 1,30     | 766,57           | 63,16                 | 0,003                 |
| PV-030 | 70                 | 32                     | 70                                 | 50                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 92             | 0,98 | 52                      | 40,72              | 2           | 4,84     | 1,21     | 712,75           | 245,22                | 0,011                 |
| PV-031 | 240                | 63                     | 70                                 | 240                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 508            | 0,98 | 52                      | 224,82             | 2           | 5,57     | 1,39     | 819,92           | 9,25                  | 0,000                 |
| PV-032 | 185                | 50                     | 70                                 | 185                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 412            | 0,98 | 52                      | 182,33             | 2           | 5,86     | 1,46     | 862,67           | 14,80                 | 0,001                 |
| PV-033 | 150                | 50                     | 70                                 | 150                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 316            | 0,98 | 52                      | 139,85             | 2           | 5,54     | 1,39     | 816,05           | 23,80                 | 0,001                 |
| PV-034 | 120                | 40                     | 70                                 | 120                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 220            | 0,98 | 52                      | 97,36              | 2           | 4,82     | 1,21     | 710,17           | 42,73                 | 0,002                 |
| PV-035 | 70                 | 32                     | 70                                 | 70                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 124            | 0,98 | 52                      | 54,88              | 2           | 4,66     | 1,16     | 686,19           | 129,95                | 0,006                 |
| PV-036 | 240                | 63                     | 70                                 | 240                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 476            | 0,98 | 52                      | 210,66             | 2           | 5,22     | 1,30     | 768,27           | 9,87                  | 0,000                 |
| PV-037 | 185                | 50                     | 70                                 | 185                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 380            | 0,98 | 52                      | 168,17             | 2           | 5,40     | 1,35     | 795,67           | 16,05                 | 0,001                 |
| PV-038 | 150                | 50                     | 70                                 | 150                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 284            | 0,98 | 52                      | 125,69             | 2           | 4,98     | 1,24     | 733,41           | 26,48                 | 0,001                 |
| PV-039 | 95                 | 40                     | 70                                 | 95                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 188            | 0,98 | 52                      | 83,20              | 2           | 5,20     | 1,30     | 766,57           | 63,16                 | 0,003                 |
| PV-040 | 70                 | 32                     | 70                                 | 50                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 92             | 0,98 | 52                      | 40,72              | 2           | 4,84     | 1,21     | 712,75           | 245,22                | 0,011                 |
| PV-041 | 240                | 63                     | 70                                 | 240                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 508            | 0,98 | 52                      | 224,82             | 2           | 5,57     | 1,39     | 819,92           | 9,25                  | 0,000                 |
| PV-042 | 185                | 50                     | 70                                 | 185                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 412            | 0,98 | 52                      | 182,33             | 2           | 5,86     | 1,46     | 862,67           | 14,80                 | 0,001                 |
| PV-043 | 150                | 50                     | 70                                 | 150                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 316            | 0,98 | 52                      | 139,85             | 2           | 5,54     | 1,39     | 816,05           | 23,80                 | 0,001                 |
| PV-044 | 120                | 40                     | 70                                 | 120                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 220            | 0,98 | 52                      | 97,36              | 2           | 4,82     | 1,21     | 710,17           | 42,73                 | 0,002                 |
| PV-045 | 70                 | 32                     | 70                                 | 70                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 124            | 0,98 | 52                      | 54,88              | 2           | 4,66     | 1,16     | 686,19           | 129,95                | 0,006                 |
| PV-046 | 240                | 63                     | 70                                 | 240                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 476            | 0,98 | 52                      | 210,66             | 2           | 5,22     | 1,30     | 768,27           | 9,87                  | 0,000                 |
| PV-047 | 185                | 50                     | 70                                 | 185                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 380            | 0,98 | 52                      | 168,17             | 2           | 5,40     | 1,35     | 795,67           | 16,05                 | 0,001                 |
| PV-048 | 150                | 50                     | 70                                 | 150                | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 284            | 0,98 | 52                      | 125,69             | 2           | 4,98     | 1,24     | 733,41           | 26,48                 | 0,001                 |
| PV-049 | 95                 | 40                     | 70                                 | 95                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 188            | 0,98 | 52                      | 83,20              | 2           | 5,20     | 1,30     | 766,57           | 63,16                 | 0,003                 |
| PV-050 | 70                 | 32                     | 70                                 | 50                 | 400     | 147,28     | 184,10               | 100.000  | 92             | 0,98 | 52                      | 40,72              | 2           | 4,84     | 1,21     | 712,75           | 245,22                | 0,011                 |

Tabla 3.33 – Dimensionado cableado CA: inversor a cuadro principal, cuadro principal a cuadro contadores y de cuadro contador a centro de M.T.

### 3 CÁLCULO DE EMISIONES GENERADAS

#### 3.1 Cálculo de las emisiones de CO2 generadas por una central de carbón

Tomando como referencia que cada kWh producido por una central solar fotovoltaica equivalen a 330 gramos de CO2. Realizaremos el cálculo de las emisiones anualmente hasta llegar a los 25 años, fecha en la cual el fabricante declara que el rendimiento de los paneles alcanza el 80%. Tomaremos como valor de la energía generada el obtenido tras el cálculo de este en la *Tabla 3.6 - Energía generada por grupo 100kW* extrapolándolo para el total de la instalación.

Utilizaremos la siguiente fórmula para el cálculo de las emisiones:

$$Emision_{anual} = \frac{Prod_{anual} * 0.33}{1000}$$

Donde,

- $Emision_{anual}$ : Emisiones evitadas anualmente (Tn).
- $Prod_{anual}$ : Producción de energía eléctrica generada anual (kWh)

| ANO                                    | 2011         | 2012         | 2013          | 2014          | 2015          | 2016          | 2017          | 2018          | 2019          |
|--|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Rendimiento paneles                    | 1,000        | 0,992        | 0,983         | 0,975         | 0,967         | 0,958         | 0,950         | 0,942         | 0,933         |
| Producción energetica                  | 10.421.780   | 10.334.932   | 10.248.084    | 10.161.236    | 10.074.387    | 9.987.539     | 9.900.691     | 9.813.843     | 9.726.995     |
| <b>Emisiones evitadas (Tn)</b>         | <b>3.439</b> | <b>3.411</b> | <b>3.382</b>  | <b>3.353</b>  | <b>3.325</b>  | <b>3.296</b>  | <b>3.267</b>  | <b>3.239</b>  | <b>3.210</b>  |
| <b>Emisiones totales evitadas (Tn)</b> | <b>3.439</b> | <b>6.850</b> | <b>10.232</b> | <b>13.585</b> | <b>16.909</b> | <b>20.205</b> | <b>23.472</b> | <b>26.711</b> | <b>29.921</b> |

| ANO                                    | 2020          | 2021          | 2022          | 2023          | 2024          | 2025          | 2026          | 2027          | 2028          |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Rendimiento paneles                    | 0,925         | 0,917         | 0,908         | 0,900         | 0,892         | 0,883         | 0,875         | 0,867         | 0,858         |
| Producción energetica                  | 9.640.147     | 9.553.298     | 9.466.450     | 9.379.602     | 9.292.754     | 9.205.906     | 9.119.058     | 9.032.209     | 8.945.361     |
| <b>Emisiones evitadas (Tn)</b>         | <b>3.181</b>  | <b>3.153</b>  | <b>3.124</b>  | <b>3.095</b>  | <b>3.067</b>  | <b>3.038</b>  | <b>3.009</b>  | <b>2.981</b>  | <b>2.952</b>  |
| <b>Emisiones totales evitadas (Tn)</b> | <b>33.102</b> | <b>36.255</b> | <b>39.379</b> | <b>42.474</b> | <b>45.541</b> | <b>48.579</b> | <b>51.588</b> | <b>54.568</b> | <b>57.520</b> |

| ANO                                    | 2029          | 2030          | 2031          | 2032          | 2033          | 2034          | 2035          |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Rendimiento paneles                    | 0,850         | 0,842         | 0,833         | 0,825         | 0,817         | 0,808         | 0,800         |
| Producción energetica                  | 8.858.513     | 8.771.665     | 8.684.817     | 8.597.969     | 8.511.120     | 8.424.272     | 8.337.424     |
| <b>Emisiones evitadas (Tn)</b>         | <b>2.923</b>  | <b>2.895</b>  | <b>2.866</b>  | <b>2.837</b>  | <b>2.809</b>  | <b>2.780</b>  | <b>2.751</b>  |
| <b>Emisiones totales evitadas (Tn)</b> | <b>60.444</b> | <b>63.338</b> | <b>66.204</b> | <b>69.042</b> | <b>71.850</b> | <b>74.630</b> | <b>77.382</b> |

Tabla 3.34 – Emisiones evitadas de CO<sup>2</sup>

Podemos ver que aunque disminuyan la cantidad de emisiones evitadas al largo de los años estas son positivas para la conservación del medio ambiente.

## 4 ESTUDIO ECONÓMICO

### 4.1 Ingresos económicos instalación fotovoltaica

La instalación a estudio forma parte del subgrupo b. 1.1 del artículo 2 del *Real Decreto 661/2007, de Mayo de 2007*. La tarifa regulada que corresponde a la instalación es de tipo II (según *RD 1578/2008, de 26 de septiembre*), cuya retribución es de 0,32 €/kWh.

Mediante los datos anteriormente expuestos realizamos los ingresos anuales y a 25 años vista de la instalación fotovoltaica, con la tarifa vigente actualmente.

| Mes                  | Energía producida por generador fotovoltaico (kWh) | Ingresos por generador fotovoltaico (100kW) (€) | Ingresos huerta solar (5MW) (€) |
|----------------------|--|---|---------------------------------|
| Enero                | 12.737   | 4.076   | 203.792                         |
| febrero              | 10.043   | 3.214   | 160.686                         |
| Marzo                | 17.491   | 5.597   | 279.853                         |
| Abril                | 19.830   | 6.346   | 317.278                         |
| mayo                 | 24.091   | 7.709   | 385.454                         |
| Junio                | 25.525   | 8.168   | 408.403                         |
| Julio                | 24.316   | 7.781   | 389.056                         |
| agosto               | 22.985   | 7.355   | 367.752                         |
| Septiembre           | 17.466   | 5.589   | 279.459                         |
| Octubre              | 11.776   | 3.768   | 188.416                         |
| Noviembre            | 10.549   | 3.376   | 168.784                         |
| Diciembre            | 10.026   | 3.208   | 160.416                         |
| <b>Anual</b>         | <b>208.434</b>                                     | <b>66.699</b>                                   | <b>3.334.946</b>                |
| <b>A los 25 años</b> | <b>5.210.853</b>                                   | <b>1.667.473</b>                                | <b>83.373.642</b>               |

TABLA 3.35 – Ingresos instalación fotovoltaica

La retribución que dota el *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre* será fija durante un periodo de 25 años. Estos ingresos son orientativos ya que el rendimiento variara en condiciones reales. Además de depender de las condiciones meteorológicas de la zona, que son variables en el tiempo, también tendrá su papel en el rendimiento de la huerta el mantenimiento que se realice para disminuir las pérdidas del sistema. Aun así podemos realizar una idea de la gran magnitud de ingresos que recibiremos gracias a la instalación.

## 4.2 Subvenciones

### 4.2.1 Estatales

Actualmente el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) ha formalizado un convenio con el ICAEN (Institut Català d'Energia) para la definición y puesta en marcha de las ayudas públicas para el sector de las energías renovables.

El ICAEN tras la *convocatoria de subvenciones de energías renovables 2009 (Setiembre 2009)* únicamente subvenciona a las instalaciones de energía solar fotovoltaicas aisladas de la red, para aplicaciones como; electrificación domestica, agrícola o ganadera (bombeo de agua, sistemas de riego, electrificación de granjas...). En cualquier caso, es necesario que se trate de una instalación para aplicaciones que no se puedan conectar a la red.

Dicha subvención será sobre el 40% del coste. Se tomara como coste subvencionable una inversión máxima por unidad de potencia eléctrica instalada de 10,00€/Wp. Esta ayuda tendrá un límite máximo de 20.000€ por proyecto.

La información referente a esta subvención se halla en el *Diari Oficial de la Generalitat de Catalunya*, orden *ECF/409/2009, de 15 de septiembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de las subvenciones en régimen reglado en el marco del Programa de energías renovables y se hace pública su convocatoria para el 2009.*



## 4.2.2 Entidades financieras

Las entidades financieras como La Caixa, BBVA, Caixa Penedès, Banc Sabadell y Banco Santander disponen de una línea de financiamiento especial destinada a la dotación de préstamos y/o leasing para actuaciones (proyectos e inversiones) en materia de eficiencia energética y de uso de energías renovables.

Teniendo como principales características esta línea de financiación:

- *Importe total de la línea: 12.000.000€*
- *Tipo de interés*
  - *Euribor anual oficial publicado en el BOE (mediana de los últimos 30 días anteriores a la formalización del préstamo) + 2 puntos sin redondeo a 6 años.*
  - *Para términos superiores a 6 años y hasta un máximo de 8 años el tipo de interés EURIBOR anual +2,5 puntos.*
- *Termino máximo: máximo 6 años, con posibilidad de un periodo de carencia en función del que las entidades financieras pacten con el cliente con un máximo de 10 años.*
- *Límite máximo por operación: 500.000€ para empresas, administración local y otras entidades y 60.000€ para particulares.*
- *Periodicidad de revisión: anual o semestral*
- *Comisiones:*
  - *Comisión de abertura: 0%*
  - *Comisión de estudio: 0%*
  - *Amortización anticipada: 0%*
  - *Cancelación anticipada: 0%*

## 4.3 Análisis económico de la instalación

### 4.3.1 Amortización instalación fotovoltaica

Al invertir toda la venta de energía de la central conseguimos disminuir el tiempo de amortización de la central teniendo un margen superior de ganancias que en el caso que parte de estos ingresos sean destinados a otros usos. Teniendo esto en cuenta, se ha realizado el estudio del tiempo de amortización en el supuesto de que dispongamos de parte del presupuesto de la instalación y necesitando el total de la inversión.

Para dichos análisis se han tomado como referencia los datos de la *Tabla 3.36 – Datos análisis económico:*

| <b>TIPO DE INSTALACIÓN</b>  |            |
|---|------------|
| Potencia de los inversores (kW)   | 5.000      |
| Potencia del campo Fotovoltaico (kW)  | 5.796      |
| Producción energética anual (kWh/año)   | 10.421.780 |
| Ingresos del primer año (€)   | 3.334.946  |
| <b>DATOS GENERALES</b>  |            |
| Periodo en que el fabricante garantiza una potencia en su producto del 80% (años) | 25         |
| P.V.P. del kWh (€)  | 0,32       |
| I.P.C. estimado (% anual)   | 5,5        |





Teniendo al final de la vida de la instalación unas ganancias de **62.042.256€** como podemos ver en la *Tabla 3.38* y el porcentaje de la repartición de costes de la instalación en el *Gráfico 3.2*

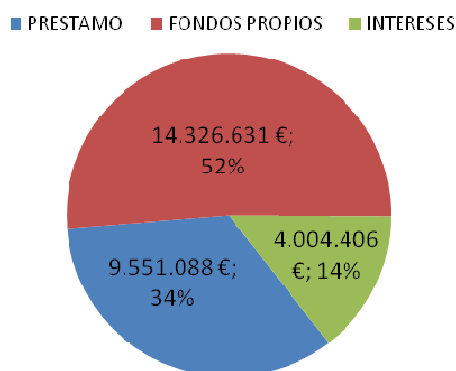
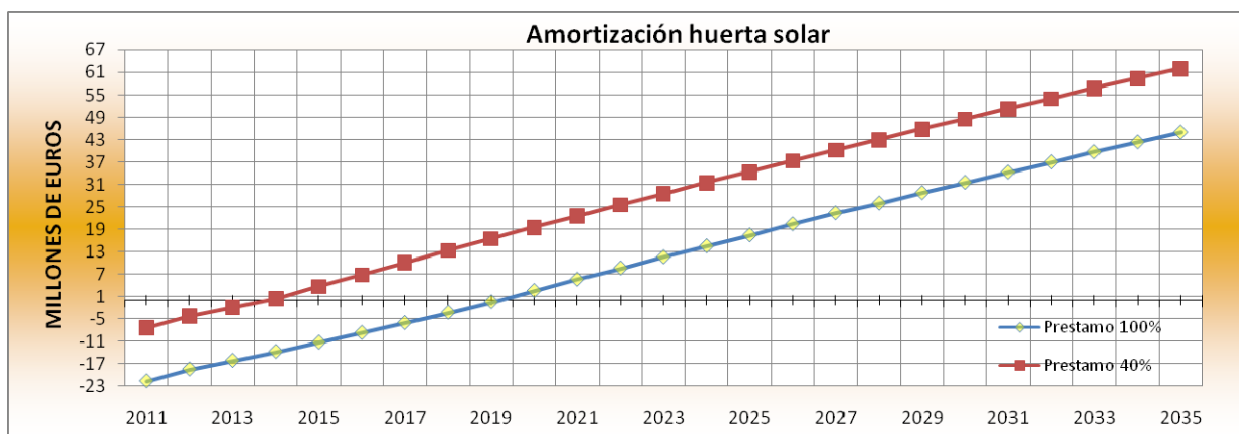


Gráfico 3.2 – Porcentaje coste con fondos propios (25% inversión)

### 4.3.4 Comparación de resultados

Podemos observar (*Tabla 3.39* y *Gráfico 3.3*) que tras sendos estudios la amortización con fondos propios se produce **22 meses** antes que en el caso que no dispongamos de ningún aporte económico.



Gráfica 3.3 – Comparación resultados amortización

A final de **2035** la diferencia de ingresos es de **17.000.224 €** teniendo en cuenta este dato y que a medida que pasa el tiempo los elementos que forman dicha instalación reducen el rendimiento afectando negativamente a la generación de energía, la opción que aconsejamos sin ningún tipo de duda es reducir el valor del préstamo con fondos propios.

| Año  | 2011        | 2012        | 2013        | 2014        | 2015        | 2016       | 2017       | 2018       | 2019       |
|------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|------------|
| 100% | -21.705.756 | -18.510.536 | -16.197.370 | -13.805.994 | -11.330.986 | -8.766.649 | -6.106.994 | -3.345.726 | -476.228   |
| 40%  | -7.379.124  | -4.183.904  | -1.870.739  | 520.638     | 3.729.576   | 6.909.905  | 10.061.580 | 13.382.978 | 16.477.200 |

| Año  | 2020       | 2021       | 2022       | 2023       | 2024       | 2025       | 2026       | 2027       | 2028       |
|------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 100% | 2.550.225  | 5.586.783  | 8.594.422  | 11.573.372 | 14.522.984 | 17.443.481 | 20.428.165 | 23.412.849 | 26.029.531 |
| 40%  | 19.542.618 | 22.579.175 | 25.586.814 | 28.565.472 | 31.515.084 | 34.435.581 | 37.331.098 | 40.193.142 | 43.025.839 |

| Año  | 2029       | 2030       | 2031       | 2032       | 2033       | 2034       | 2035       |
|------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 100% | 28.832.798 | 31.606.543 | 34.350.671 | 37.078.190 | 39.762.778 | 42.417.432 | 45.042.032 |
| 40%  | 45.829.106 | 48.602.851 | 51.346.979 | 54.078.414 | 56.763.002 | 59.417.656 | 62.042.256 |

Tabla 3.39 – Comparación resultados amortización

## PLIEGO DE CONDICIONES

---

**INDICE**

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 1      | NATURALEZA Y OBJETO.....   | 6  |
| 2      | DOCUMENTACIÓN DEL CONTRATO DE OBRA .....   | 6  |
| 3      | CONDICIONES FACULTATIVAS .....   | 6  |
| 3.1    | Delimitación general de funciones técnicas.....                                      | 6  |
| 3.1.1  | Técnico Facultativo .....  | 6  |
| 3.1.2  | Contratista.....   | 7  |
| 3.2    | Obligaciones y derechos generales del contratista .....                              | 7  |
| 3.2.1  | Verificación de los documentos del proyecto .....                                    | 7  |
| 3.2.2  | Plan de seguridad e higiene .....  | 8  |
| 3.2.3  | Oficina en la obra.....  | 8  |
| 3.2.4  | Presencia del contratista.....   | 8  |
| 3.2.5  | Trabajos no estipulados expresamente trabajos .....                                  | 8  |
| 3.2.6  | Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto ..... | 9  |
| 3.2.7  | Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa.....                    | 9  |
| 3.2.8  | Faltas de personal .....   | 9  |
| 3.3    | Prescripciones generales relativas a los trabajos y a los materiales.....            | 9  |
| 3.3.1  | Caminos y accesos.....   | 9  |
| 3.3.2  | Replanteo .....  | 9  |
| 3.3.3  | Comienzo de la obra. Ritmo de ejecución de los trabajos .....                        | 10 |
| 3.3.4  | Orden de los trabajos .....  | 10 |
| 3.3.5  | Facilidades para otros contratistas .....  | 10 |
| 3.3.6  | Ampliación del proyecto por causas imprevistas o de fuerza mayor .....               | 10 |
| 3.3.7  | Prórroga por causa de fuerza mayor .....   | 10 |
| 3.3.8  | Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra .....           | 10 |
| 3.3.9  | Condiciones generales de ejecución de los trabajos .....                             | 11 |
| 3.3.10 | Obras ocultas .....  | 11 |
| 3.3.11 | Trabajos defectuosos.....  | 11 |
| 3.3.12 | Vicios ocultos .....   | 11 |
| 3.3.13 | Procedencia de los materiales y los aparatos. ....                                   | 11 |
| 3.3.14 | Materiales no utilizables .....  | 11 |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 3.3.15 | Gastos ocasionados por pruebas y ensayos .....                                    | 12 |
| 3.3.16 | Limpieza de las obras e instalaciones.....  | 12 |
| 3.3.17 | Obras sin prescripciones.....   | 12 |
| 3.3.18 | Recepción provisional de la obra .....  | 12 |
| 3.3.19 | Documentación de la obra.....   | 13 |
| 3.3.20 | Medición definitiva de los trabajos y liquidación provisional de la obra.....     | 13 |
| 3.3.21 | Plazo de garantía .....   | 13 |
| 3.3.22 | Conservación de las obras recibidas provisionalmente .....                        | 13 |
| 3.3.23 | Recepción definitiva.....   | 13 |
| 3.3.24 | Prórroga del plazo de garantía.....   | 13 |
| 3.4    | Recepciones de trabajos cuya contrata haya sido rescindida.....                   | 13 |
| 3.5    | Legislación técnica.....  | 14 |
| 4      | CONDICIONES TÉCNICAS.....   | 14 |
| 4.1    | Condiciones Generales.....  | 14 |
| 4.1.1  | Calidad de los materiales.....  | 14 |
| 4.1.2  | Materiales no consignados en el proyecto .....                                    | 14 |
| 4.1.3  | Disposiciones vigentes .....  | 14 |
| 4.2    | Sistemas generadores fotovoltaicos.....   | 14 |
| 4.2.1  | Estructura soporte.....   | 15 |
| 4.3    | Inversores .....  | 16 |
| 4.4    | Cableado.....   | 17 |
| 4.5    | Conexión a red .....  | 17 |
| 4.6    | Medidas .....   | 17 |
| 4.7    | Protecciones .....  | 17 |
| 4.8    | Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas .....                          | 17 |
| 4.9    | Armónicos y compatibilidad electromagnética .....                                 | 18 |
| 4.10   | Conductores de Cobre y Aluminio en B.T.....                                       | 18 |
| 4.10.1 | Designación de los cables eléctricos de tensiones nominales hasta 450/750 V ..... | 18 |
| 4.10.2 | Tipos de cable a utilizar .....   | 19 |
| 4.10.3 | Secciones mínimas .....   | 20 |
| 4.10.4 | Colores .....   | 20 |

|          |   |    |
|----------|---|----|
| 4.11     | Canalización por bandeja Metálica.....                            | 20 |
| 4.12     | Cuadros Eléctricos de Distribución .....                          | 21 |
| 4.12.1   | Construcción.....   | 22 |
| 4.12.2   | Características eléctricas generales.....                         | 22 |
| 4.12.2.1 | Embarrados.....   | 22 |
| 4.12.3   | Conexionados .....  | 24 |
| 4.12.3.1 | Conexionado de potencia.....                                      | 24 |
| 4.12.3.2 | Conexionado auxiliar.....   | 24 |
| 4.12.3.3 | Montaje e instalación.....  | 25 |
| 4.12.4   | Características de los dispositivos de maniobra y protección..... | 25 |
| 4.12.4.1 | Interruptores automáticos compactos .....                         | 25 |
| 4.12.4.2 | Protección diferencial .....                                      | 26 |
| 4.12.4.3 | Telemando .....   | 26 |
| 4.12.4.4 | Pruebas.....  | 26 |
| 4.12.4.5 | Interruptores automáticos.....                                    | 26 |
| 4.13     | Centro de transformación .....                                    | 27 |
| 4.13.1   | Calidad de los materiales .....                                   | 27 |
| 4.13.1.1 | Obra Civil .....  | 27 |
| 4.13.2   | Aparamenta de Media Tensión .....                                 | 28 |
| 4.13.2.1 | Celdas CGC .....  | 28 |
| 4.13.2.2 | Características constructivas.....                                | 28 |
| 4.13.2.3 | Características eléctricas.....                                   | 28 |
| 4.13.2.4 | Interruptores.....  | 28 |
| 4.13.2.5 | Cortacircuitos fusibles .....                                     | 29 |
| 4.13.3   | Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.....                | 29 |
| 4.13.3.1 | Previsiones generales:.....                                       | 29 |
| 4.13.3.2 | Puesta en servicio .....  | 29 |
| 4.13.3.3 | Separación de servicio .....                                      | 29 |
| 4.13.3.4 | Previsiones especiales.....                                       | 30 |
| 4.13.3.5 | Certificados y documentación.....                                 | 30 |
| 4.13.3.6 | Libro de órdenes .....  | 30 |



|           |  |    |
|-----------|--|----|
| 4.13.3.7  | Precios. Composición de los precios unitarios .....          | 30 |
| 4.13.3.8  | Se considerarán costes directos .....                        | 30 |
| 4.13.3.9  | Se considerarán costes indirectos .....                      | 31 |
| 4.13.3.10 | Se considerarán gastos generales.....                        | 31 |
| 4.13.3.11 | Beneficio industrial .....                                   | 31 |
| 4.13.3.12 | Precio de ejecución material.....                            | 31 |
| 4.13.3.13 | Precio de Contrata .....                                     | 31 |
| 4.13.3.14 | Importe de contrata.....                                     | 31 |
| 4.13.3.15 | Precios contradictorios .....                                | 31 |
| 4.13.3.16 | Reclamaciones de aumento de precios por causas diversas..... | 32 |
| 4.13.3.17 | De la revisión de los precios contratados .....              | 32 |
| 4.13.3.18 | Acopio de materiales.....                                    | 32 |

## 1 NATURALEZA Y OBJETO

El presente Pliego General de Condiciones tiene por finalidad regular la ejecución de las obras fijando los niveles técnicos y de calidad exigible, precisando las intervenciones que corresponden, según el contrato y con arreglo a la Legislación aplicable a la Propiedad, al Contratista de la misma, sus técnicos y encargados, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

## 2 DOCUMENTACIÓN DEL CONTRATO DE OBRA

Integran el contrato los siguientes documentos relacionados por orden de prelación en cuanto al valor de sus especificaciones en caso de omisión o aparente contradicción:

- Las condiciones fijadas en el propio documento de Contrato.
- El Pliego de Condiciones.
- El resto de la documentación de Proyecto (memoria, planos, cálculos y presupuestos.)

El presente proyecto se refiere a una obra de nueva construcción, siendo por tanto susceptible de ser entregada al uso a que se destina una vez finalizada la misma.

Las órdenes e instrucciones de la Dirección Facultativa de las obras se incorporan al Proyecto como interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones.

En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y en los planos, la cota prevalece sobre la medida a escala.

## 3 CONDICIONES FACULTATIVAS

### 3.1 Delimitación general de funciones técnicas

#### 3.1.1 Técnico Facultativo

Corresponde al Técnico Facultativo del presente proyecto:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución.
- Coordinar la intervención en obra de otros técnicos que, en su caso, concurran a la dirección con función propia en aspectos parciales de su especialidad.
- Aprobar las certificaciones parciales de obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Planificar, a la vista del proyecto, del contrato y de la normativa técnica de aplicación el control de calidad y económico de las obras.

Redactar cuando sea requerido el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de Seguridad e Higiene para la aplicación del mismo.

- Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del Contratista.

- Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.
- Realizar o disponer las pruebas o ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al Contratista, impartiendo, en su caso, las órdenes oportunas; de no resolverse la contingencia adoptará las medidas que correspondan.
- Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribir el certificado final de obra.

### 3.1.2 Contratista

Corresponde al Contratista:

- Organizar los trabajos de construcción, redactando los planes de obras que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando se requiera, el Plan de Seguridad e Higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo caso la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo, en concordancia con las previstas en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo aprobada por O.M. 9-3-71.
- Suscribir con el Director Técnico el acta del replanteo de la obra.
- Sustentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparativos en obra y rechazando, por iniciativa propia o por prescripción del Director Técnico, los materiales y/o suministros que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final. Suscribir con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.
- Deberá tener siempre en la obra un número proporcionado de obreros a la extensión de los trabajos.

## 3.2 Obligaciones y derechos generales del contratista

### 3.2.1 Verificación de los documentos del proyecto

Antes de dar comienzo a las obras, el Contratista consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes.

El Contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.

### 3.2.2 Plan de seguridad e higiene

El Contratista, a la vista del Proyecto de Ejecución, conteniendo, en su caso, el Estudio de Seguridad e Higiene, presentará el Plan de Seguridad e Higiene de la obra a la aprobación del Técnico de la Dirección Facultativa.

### 3.2.3 Oficina en la obra

El Contratista habilitará en la obra una oficina o zona en la que existirá una mesa o tablero adecuado, en el que puedan extenderse o consultarse los planos.

En dicha oficina tendrá siempre el Contratista a disposición de la Dirección Facultativa:

- El Proyecto de Ejecución completo.
- La Licencia de Obras.
- El Libro de Órdenes y Asistencias.
- El Plan de Prevención de Riesgos Laborales.
- El Libro de Incidencias.
- El Reglamento y Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- La Documentación de los Seguros.

### 3.2.4 Presencia del contratista

El Contratista viene obligado a comunicar a la Propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá carácter de jefe de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarla y adoptar en todo momento cuantas disposiciones competan a la contrata.

Serán sus funciones las del Contratista según se especifica en el artículo 5°. Cuando la importancia de las obras lo requiera y así se consigne en el “Pliego de Condiciones Particulares de índole Facultativa”, el delegado del Contratista será un facultativo de grado superior o grado medio, según los casos.

El Pliego de Condiciones particulares determinará el personal facultativo o especialista que el Contratista se obligue a mantener en la obra como mínimo, y el tiempo de dedicación comprometido.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de calificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará al Arquitecto para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

El jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados, estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al Técnico Facultativo, en las visitas que haga a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándole los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

### 3.2.5 Trabajos no estipulados expresamente trabajos

Es obligación de la contrata el ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aún cuando no se halle expresamente determinado en los documentos de Proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el Técnico Facultativo dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

El Contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en que hayan quedado.

El Contratista se compromete igualmente a entregar las autorizaciones que preceptivamente tienen que expedir las Delegaciones Provinciales de Industria, Sanidad, etc., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones.

Son también por cuenta del Contratista, todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc., que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación.

### **3.2.6 Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto**

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los Pliegos de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al Contratista estando éste obligado a su vez, a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma al enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del Técnico Facultativo.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el Contratista, habrá que dirigirla, dentro precisamente del plazo de tres días, a quien la hubiera dictado, el cual dará al Contratista, el correspondiente recibo, si éste lo solicitase.

El Contratista podrá requerir del Técnico Facultativo, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

### **3.2.7 Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa**

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la Dirección Facultativa, sólo podrá presentarlas, ante la Propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en los Pliegos de Condiciones correspondientes. Contra disposiciones de orden técnico del Ingeniero, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el Contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al Ingeniero, el cual podrá limitar su contestación al acuse del recibo, que en todo caso será obligatorio para este tipo de reclamaciones.

### **3.2.8 Faltas de personal**

El Director Facultativo, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir el Contratista para que a parte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el Pliego de Condiciones Particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

## **3.3 Prescripciones generales relativas a los trabajos y a los materiales**

### **3.3.1 Caminos y accesos**

El Contratista dispondrá por su cuenta los accesos a la obra y el cerramiento o vallado de ésta.

Así mismo el Contratista se obligará a la colocación en lugar visible, a la entrada de la obra, de un cartel exento de panel metálico sobre estructura auxiliar donde se reflejarán los datos de la obra con relación al título de la misma y nombres de los técnicos competentes, cuyo diseño deberá ser aprobado previamente a su colocación por la Dirección Facultativa.

### 3.3.2 Replanteo

El Contratista iniciará las obras con el replanteo de las mismas en el terreno, señalando las referencias principales que mantendrá como base de ulteriores replanteos parciales. Dichos trabajos se considerarán a cargo del Contratista e incluidos en su oferta.

El Contratista someterá al replanteo a la aprobación del Director Facultativo y una vez éste haya dado su conformidad preparará un acta acompañada de un plano que deberá ser aprobada, siendo responsabilidad del Constructor la omisión de este trámite.

### 3.3.3 Comienzo de la obra. Ritmo de ejecución de los trabajos

El Contratista dará comienzo a las obras en el plazo marcado en el Pliego de Condiciones Particulares, desarrollándolas en la forma necesaria para que dentro de los periodos parciales en aquel señalados queden ejecutados los trabajos correspondientes y, en consecuencia, la ejecución total se lleve a efecto dentro del plazo exigido en el Contrato.

Obligatoriamente y por escrito, deberá el Contratista dar cuenta al Director Facultativo del comienzo de los trabajos al menos con tres días de antelación.

### 3.3.4 Orden de los trabajos

En general, la determinación del orden de los trabajos es facultad de la contrata, salvo aquellos casos en los que, por circunstancias de orden técnico, estime conveniente su variación la Dirección Facultativa.

### 3.3.5 Facilidades para otros contratistas

De acuerdo con lo que requiera la Dirección Facultativa, el Contratista General deberá dar todas las facilidades razonables para la realización de los trabajos que le sean encomendados a todos los demás. Contratistas que intervengan en la obra. Ellos sin perjuicio de las compensaciones económicas a que haya lugar entre Contratistas por utilización de medios auxiliares o suministros de energía u otros conceptos.

En caso de litigio, ambos Contratistas estarán a lo que resuelva la Dirección Facultativa.

### 3.3.6 Ampliación del proyecto por causas imprevistas o de fuerza mayor

Cuando sea preciso por motivos imprevistos o por cualquier accidente, ampliar el Proyecto, no se interrumpirán los trabajos, continuándose según las instrucciones dadas por el Ingeniero en tanto se formula o se tramita el Proyecto Reformado.

El Contratista está obligado a realizad con su personal y sus materiales cuando la Dirección de las obras disponga para apeos, apuntalamientos, derribos, recalzos o cualquier otra obra de carácter urgente.

### 3.3.7 Prórroga por causa de fuerza mayor

Si por causa de fuerza mayor o independiente de la voluntad del Contratista, éste no pudiese comenzar las obras, o tuviera que suspenderlas, o no le fuera posible terminarlas en los plazos prefijados, se le otorgará una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable del Director Técnico. Para ello, el Contratista expondrá, en escrito dirigido al Director Técnico, la causa que impide la ejecución o la marcha de los trabajos y el retraso que por ello se originaría en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa solicita.

### 3.3.8 Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra

El Contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de obra estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la Dirección Facultativa, a excepción del caso en que habiéndolo solicitado por escrito no se le hubiese proporcionado.

### 3.3.9 Condiciones generales de ejecución de los trabajos

Todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al Proyecto, a las modificaciones del mismo que previamente hayan sido aprobadas y a las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entregue el Director Técnico al Constructor, dentro de las limitaciones presupuestarias.

### 3.3.10 Obras ocultas

De todos los trabajos y unidades de obra que hayan de quedar ocultos a la terminación de la instalación, se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidos; estos documentos se extenderán por triplicado, siendo entregados: uno, al Arquitecto; otro a la Propiedad; y el tercero, al Contratista, firmados todos ellos por los tres. Dichos planos, que deberán ir suficientemente acotados, se considerarán documentos indispensables e irrecusables para efectuar las mediciones.

### 3.3.11 Trabajos defectuosos

El Contratista debe emplear los materiales que cumplan las condiciones exigidas en las “*Condiciones Generales y Particulares de índole Técnica*” del Pliego de Condiciones y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado también en dicho documento.

Por ello, y hasta que tenga lugar la recepción definitiva del edificio es responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en éstos puedan existir por su mala gestión o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que le exima de responsabilidad el control que compete al Ingeniero, ni tampoco el hecho de que los trabajos hayan sido valorados en las certificaciones parciales de obra, que siempre serán extendidas y abonadas a buena cuenta.

Como consecuencia de lo anteriormente expresado, cuando el Ingeniero advierta vicios o defectos en los trabajos citados, o que los materiales empleados o los aparatos colocados no reúnen las condiciones preceptuadas, ya sea en el curso de la ejecución de los trabajos, o finalizados éstos, y para verificarse la recepción definitiva de la obra, podrá disponer que las partes defectuosas demolidas y reconstruidas de acuerdo con lo contratado, y todo ello a expensas de la contrata. Si ésta no estimase justa la decisión y se negase a la demolición y reconstrucción o ambas, se planteará la cuestión ante la Propiedad, quien resolverá.

### 3.3.12 Vicios ocultos

Si el ingeniero tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo, y antes de la recepción definitiva, los ensayos, destructivos o no, que crea necesarios para reconocer los trabajos que suponga defectuosos.

Los gastos que se observen serán de cuenta del contratista, siempre que los vicios existan realmente.

### 3.3.13 Procedencia de los materiales y los aparatos.

El Contratista tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de todas clases en los puntos que le parezca conveniente, excepto en los casos en que el Pliego Particular de Condiciones Técnicas preceptúe

una procedencia determinada.

Obligatoriamente, y para proceder a su empleo o acopio, el Constructor deberá presentar al Ingeniero una lista completa de los materiales y aparatos que vaya a utilizar en la que se indiquen todas las indicaciones sobre las marcas, calidades, procedencia e idoneidad de cada uno de ellos.

#### **3.3.14 Materiales no utilizables**

El contratista, a su costa, transportará y colocará, agrupándolos ordenadamente y en el lugar adecuado, los materiales procedentes de las excavaciones, derribos, etc., que no sean utilizables en la obra.

Se retirarán de ésta o se llevarán al vertedero, cuando así estuviese establecido en el pliego de condiciones particulares vigentes en la obra.

Si no hubiesen preceptuado nada sobre el particular, se retirarán de ella cuando así lo ordene el ingeniero.

#### **3.3.15 Gastos ocasionados por pruebas y ensayos**

Todos los gastos originados por las pruebas y ensayos de materiales o elementos que intervengan en la ejecución de las obras, serán de cuenta de la contrata.

Todo ensayo que no haya resultado satisfactorio o que no ofrezca las suficientes garantías podrá comenzarse de nuevo a cargo del mismo.

#### **3.3.16 Limpieza de las obras e instalaciones**

Es obligación del contratista mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca un buen aspecto.

#### **3.3.17 Obras sin prescripciones**

En la ejecución de trabajos que entran en la construcción de las obras y para los cuales no existan prescripciones consignadas explícitamente en este pliego ni en la restante documentación del proyecto, el contratista se atenderá, en primer término, a las instrucciones que dicte la dirección facultativa de las obras y, en segundo lugar, a las reglas y prácticas de la buena construcción.

#### **3.3.18 Recepción provisional de la obra**

Quince días antes de dar fin a las obras, comunicará el Ingeniero, a la Propiedad la proximidad de su terminación a fin de convenir la fecha para el acto de Recepción

Provisional. Ésta se realizará con la intervención de un Técnico designado por la Propiedad, del Contratista y del Ingeniero.

Practicando un detenido reconocimiento de las obras, se extenderá un acta con tantos ejemplares como intervinientes y firmados todos ellos. Desde ésta fecha empezará a correr el plazo de garantía, si las obras se hallasen en estado de ser admitidas. Seguidamente, la Dirección Facultativa extenderá el correspondiente Certificado Final de Obra.

Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas, se hará constar en el acta y se dará al Contratista las oportunas instrucciones para remediar los defectos observados, fijando un plazo para subsanarlos, expirando el cual, se efectuará un nuevo reconocimiento a fin de proceder a la recepción provisional de la obra.



Si el Contratista no hubiese cumplido, podrá declararse resuelto el contrato con pérdida de la fianza.

Al realizarse la Recepción Provisional de las Obras, deberá presentar el Contratista las pertinentes autorizaciones de los Organismos Oficiales de la Provincia, para el uso y puesta en servicio de las instalaciones que así lo requieran. No se efectuará esa Recepción Provisional, ni como es lógico la Definitiva, si no se cumple este requisito.

### **3.3.19 Documentación de la obra**

El Ingeniero Director facilitará a la Propiedad la documentación final de las obras, con las especificaciones y contenido dispuesto por la legislación vigente.

### **3.3.20 Medición definitiva de los trabajos y liquidación provisional de la obra**

Recibidas provisionalmente las obras, se procederá inmediatamente por el Ingeniero a su medición definitiva, con precisa asistencia del Contratista o de su representante.

Se extenderá la oportuna certificación por triplicado que, aprobada por el Ingeniero con su firma, servirá para el abono por la Propiedad del saldo resultante salvo la cantidad retenida en concepto de fianza.

### **3.3.21 Plazo de garantía**

El plazo de garantía será de doce meses, y durante este periodo el contratista corregirá los defectos observados, eliminará las obras rechazadas y reparará las averías que por esta causa se produjeran, todo ello por su cuenta y sin derecho a indemnización alguna, ejecutándose en caso de resistencia dichas obras por la propiedad con cargo a la fianza.

El contratista garantiza a la propiedad contra toda reclamación de tercera persona, derivada del incumplimiento de sus obligaciones económicas o disposiciones legales relacionadas con la obra. Una vez aprobada la recepción y liquidación definitiva de las obras. Tras la recepción definitiva de la obra, el contratista quedará relevado de toda responsabilidad salvo en lo referente a los vicios ocultos de la construcción.

### **3.3.22 Conservación de las obras recibidas provisionalmente**

Los gastos de conservación durante el plazo de garantía comprendido entre las recepciones provisionales y la definitiva, correrán a cargo del contratista.

Por lo tanto, el contratista durante el plazo de garantía será el conservador de la instalación, donde tendrá el personal suficiente para atender a todas las averías y reparaciones que puedan presentarse, aunque el establecimiento fuese ocupado o utilizado por la propiedad, antes de la recepción definitiva.

### **3.3.23 Recepción definitiva**

La recepción definitiva se verificará después de transcurrido el plazo de garantía en igual forma y con las mismas formalidades que la provisional, a partir de cuya fecha cesará la obligación del contratista de reparar a su cargo aquellos desperfectos inherentes a la norma conservación de los edificios y quedarán sólo subsistentes todas las responsabilidades que pudieran alcanzarle por vicios de la construcción.

### **3.3.24 Prórroga del plazo de garantía**

Si al proceder al reconocimiento para la recepción definitiva de la obra, no se encontrase ésta en las condiciones debidas, se aplazará dicha Recepción Definitiva y el Ingeniero Director marcará al

Contratista los plazos y formas en que deberán realizarse las obras necesarias y, de no efectuarse dentro de aquellos, podrá resolverse el contrato con pérdidas de la fianza.

### **3.4 Recepciones de trabajos cuya contrata haya sido rescindida**

En el caso de resolución del contrato, el Contratista vendrá obligado a retirar, en el plazo que se fije en el Pliego de Condiciones Particulares, la maquinaria, medios auxiliares, instalaciones, etc., a resolver los subcontratos que tuviese concertados y a dejar la obra en condiciones de ser reanudadas por otra empresa.

Las obras y trabajos terminados por completo se recibirán provisionalmente con los trámites establecidos.

Para las obras y trabajos no terminados pero aceptables a juicio del Ingeniero, se efectuará una sola recepción definitiva.

### **3.5 Legislación técnica**

Regirán en la relación del presente proyecto las siguientes legislaciones técnicas:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.E.B.T.) e Instrucciones Técnicas Complementarias (I.T.C.) de fecha 2 de agosto de 2.002.
- Reglamento de Estaciones de Transformación de fecha 10 de octubre de 1.981, e Instrucciones Técnicas Complementarias (MIE.RAT) de fecha 1 de agosto de 1.984.

## **4 CONDICIONES TÉCNICAS**

### **4.1 Condiciones Generales**

#### **4.1.1 Calidad de los materiales**

Todos los materiales a emplear en la presente obra serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en las condiciones generales de índole técnica previstas en el Pliego de Condiciones y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos.

#### **4.1.2 Materiales no consignados en el proyecto**

Los materiales no consignados en el proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa, no teniendo el Contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

#### **4.1.3 Disposiciones vigentes**

Todas las instalaciones que se ejecuten en el desarrollo del presente Proyecto deberán cumplir en primer lugar los siguientes reglamentos:

- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía, aprobado por Decreto de fecha 12 de Marzo de 1.954.
- Reglamento de estaciones Transformadoras, aprobado por Orden Ministerial de fecha 23 de Febrero de 1.949.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por Real Decreto de fecha 2 de agosto de 2.002.
- Reglamento de Líneas de Alta Tensión, aprobado por Orden Ministerial de fecha 26 de noviembre de 1.968. .

## 4.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

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

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP61. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 10\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

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

### 4.2.1 Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables. La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBEAE-88.

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

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

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

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

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

misma, que serán de acero inoxidable.

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustará a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas. Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terrace) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el cálculo de sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

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

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

### 4.3 Inversores

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

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

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

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM

durante períodos de hasta 10 segundos.

- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente. los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

#### 4.4 Cableado

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

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

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

#### 4.5 Conexión a red

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

#### 4.6 Medidas

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

#### 4.7 Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663 /2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001. En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Un y 0,85 Un respectivamente) serán para cada fase.

## 4.8 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

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

## 4.9 Armónicos y compatibilidad electromagnética

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

## 4.10 Conductores de Cobre y Aluminio en B.T.

### 4.10.1 Designación de los cables eléctricos de tensiones nominales hasta 450/750 V

La designación de los cables eléctricos aislados de tensión nominal hasta 450/750 V se designarán según las especificaciones de la norma UNE 20.434, que corresponden a un sistema armonizado (Documento de armonización HD-361 de CENELEC) y por tanto son de aplicación en todos los países de Europa Occidental.

El sistema utilizado en la designación es una secuencia de símbolos ordenados, que tienen los siguientes significados:

1. Indicará los valores de  $U_0$  y  $U$  en la forma  $U_0/U$  expresado en kV, siendo  $U_0$  = Valor eficaz entre cualquier conductor aislado y tierra.  $U$  = Valor eficaz entre 2 conductores de fase cualquiera de un cable multipolar o de un sistema de cables unipolares.
2. En los conductores "oropel" no se especifica la sección nominal después del símbolo Y. En esta tabla se incluyen los símbolos utilizados en la denominación de los tipos constructivos de los cables de uso general en España de las siguientes normas UNE:
  - UNE 21.031 (HD-21) Cables aislados con PVC de tensiones nominales inferiores o iguales a 450/750 V.
  - UNE 21.027 (HD-22) Cables aislados con goma de tensiones nominales inferiores o iguales a 450/750 V.
  - UNE 21.153 (HD-359) Cables flexibles planos con cubierta de PVC.
  - UNE 21.031-13 Cables aislados de policloruro de vinilo (PVC) de tensiones asignadas inferiores o iguales a 450/750 V. Parte 13: Cables de dos o más conductores con cubierta de PVC resistente al aceite.

| Posición | Referencia a:                        | Símbolo                                 | Significado  |
|----------|--------------------------------------|---|--|
| 1        | Correspondencia con la normalización | H<br>A<br>ES-N                          | Cable según normas armonizadas<br>Cable nacional autorizado por CENELEC<br>Cable nacional (sin norma armonizada)   |
| 2        | Tensión nominal <sup>1</sup>         | 01<br>03<br>05<br>07                    | 100/100 V<br>300/300 V<br>300/500 V<br>450/750 V   |
| 3        | Aislamiento                          | G<br>N2<br>R<br>S<br>V<br>V2<br>V3<br>Z | Etileno-acetato de vinilo<br>Mezcla especial de policloropreno<br>Goma natural o goma de estireno-butadieno<br>Goma de silicona<br>PVC<br>Mezcla de PVC (servicio de 90 °C)<br>Mezcla de PVC (servicio de baja temperatura)<br>Mezcla reticulada a base de poliolefina |
| 4        | Revestimientos metálicos             | C4                                      | Pantalla de cobre de forma de trenza, sobre el conjunto de conductores aislados reunidos   |
| 5        | Cubierta y envolvente no metálica    | J<br>N<br>Q4<br>R<br>T<br>T6<br>V       | Trenza de fibra de vidrio<br>Policloropreno<br>Poliamida (sobre un conductor)<br>Goma natural o goma de estireno-butadieno<br>Trenza textil (impregnada o no) sobre conductores aislados reunidos<br>Trenza textil (impregnada o no) sobre 1 conductor                 |

**Tabla 4.1 – Designación cables eléctricos**

#### 4.10.2 Tipos de cable a utilizar

Los conductores aislados serán del tipo y denominación que se fijan en el Proyecto y para cada caso particular, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido. Se ajustarán a las Normas UNE 21.031,21.022 y 21.123.

Los conductores a utilizar serán, salvo que se especifiquen otros distintos en otros documentos del proyecto, los siguientes:

- Los conductores que constituyen las líneas de alimentación a cuadros eléctricos corresponderán a la designación VV 0,6/1 kV.
- Los conductores de potencia para la alimentación a motores corresponderán a la designación VV 0,6/1 kV.
- Los cables para las líneas de mando y control corresponderán a la designación VV500F.

En las instalaciones en las cuales se especifique que deban colocarse cables no propagadores del incendio y sin emisión de humos ni gases tóxicos y corrosivos (UNE 21031), éstas deberán satisfacer los niveles de seguridad siguientes:

| CARACTERISTICAS  | NORMAS                           | VALORES S/NORMA               |
|--|----------------------------------|-------------------------------|
| NO PROP. DE LA LLAMA   | UNE-EN 50265-2-1                 | PASAR ENSAYO                  |
| NO PROP. DEL INCENDIO  | UNE-EN 50266-2<br>UNE-EN-50266-1 | PASAR ENSAYO                  |
| SIN EMISION DE HALOGENOS                                     | UNE-EN 50267<br>BS-6425.1        | DESPRECIABLE                  |
| SIN CORROSIVIDAD   | UNE-EN 50267-2-3                 | pH > 4,3<br>c < 10 $\mu$ S/mm |
| SIN DESPRENDIMIENTO DE HUMOS OPACOS (Transmitancia luminosa) | UNE-EN 50268                     | > 60 %                        |

Tabla 4.2 – Elección cableado a utilizar

#### 4.10.3 Secciones mínimas

Las secciones mínimas utilizadas serán de 1,5 mm<sup>2</sup> en las líneas de mando y control y de 2,5 mm<sup>2</sup> en las líneas de potencia.

#### 4.10.4 Colores

Los colores de los conductores aislados estarán de acuerdo con la norma UNE 21.089, y serán los de la siguiente tabla:

| COLOR          | CONDUCTOR  |
|----------------|------------|
| Amarillo-verde | Protección |
| Azul claro     | Neutro     |
| Negro          | Fase       |
| Marrón         | Fase       |
| Gris           | Fase       |

Tabla 4.3 – Colores cableado

Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en la Instrucción ITC-BT20. Identificación Cada extremo del cable habrá de suministrarse con un medio autorizado de identificación.

Este requisito tendrá vigencia especialmente para todos los cables que terminen en la parte posterior o en la base de un cuadro de mandos y en cualquier otra circunstancia en que la función del cable no sea evidente de inmediato.

Los medios de identificación serán etiquetas de plástico rotulado, firmemente sujetas al cajetín que precinta el cable o al cable.

Los conductores de todos los cables de control habrán de ir identificados a título individual en todas las terminaciones por medio de células de plástico autorizadas que lleven rotulados caracteres indelebles, con arreglo a la numeración que figure en los diagramas de cableado pertinentes.

#### 4.11 Canalización por bandeja Metálica

Las bandejas que se utilicen para las conducciones eléctricas serán metálicas, galvanizadas por inmersión en zinc fundido y ranuradas para facilitar la fijación y ordenación de los cables. Cumplirán las referencias de las normas UNE-EN 50.085. y UNE EN 60.695. Tendrán un grado de protección 10 contra daños mecánicos (UNE-EN 50102).



Se utilizarán accesorios estándar del fabricante para codos, ángulos, quiebros, cruces o recorridos no estándar. No se cortarán o torcerán los canales para conformar bridas u otros elementos de fijación o acoplamiento. Se utilizarán longitudes estándar para los tramos no inferiores a 2 m de longitud. Los puntos de suportación se situarán a la distancia que fije el fabricante, de acuerdo a las específicas condiciones de montaje, no debiendo exceder entre sí una separación mayor a 1,5 m.

Se instalarán elementos internos de fijación y retención de cables a intervalos periódicos comprendidos entre 0,25 m (conductores de diámetro hasta 9 mm) y 0,55 m (conductores de diámetro superior).

El número máximo de cables instalados en un canal no excederán a los que se permitan de acuerdo a las normativas de referencia y las instrucciones del fabricante. El canal será dimensionado sobre estas bases a no ser que se defina o acuerde lo contrario.

En aquellos casos en que el canal atravesase muros, paredes y techos no combustibles, barreras contra el fuego no metálicas deberán ser instaladas en el canal. Deberán ser instaladas barreras similares en los recorridos verticales en los patinillos, y a intervalos inferiores a 3 m.

Los canales serán equipados con tapas del mismo material que el canal y serán totalmente desmontables a lo largo de la longitud entera de estos. La tapa será suministrada en longitudes inferiores a 2 m.

En los casos en que sean necesarios separadores en los canales la terminación de los separadores será el mismo estándar que la de canal.

Los acoplamientos cubrirán la total superficie interna del canal y serán diseñados de forma que la sección general del canal case exactamente con las juntas de acoplamiento.

Las conexiones a canalizaciones, cajas múltiples, interruptores, aparataje en general y cuadros de distribución será realizada por medio de unidades de acoplamiento embridadas.

Cuando los canales crucen juntas de expansión del edificio se realizará una junta en el canal. Las conexiones en este punto serán realizadas con perforaciones de fijación elípticas de forma que se permita un movimiento de 10 mm en ambos sentidos horizontal y vertical.

En los canales de montaje vertical se instalarán racks de fijaciones para soportar los cables y prevenir el trabajo de los cables en los cambios de dirección, de horizontal a plano vertical. Los canales metálicos son masas eléctricamente definibles de acuerdo con la normativa CEI64-8/668 y como tales deberán ser conectados a tierra en toda su longitud. Se conectarán a tierra mediante un conductor de cobre descubierto de 50 mm<sup>2</sup> de sección, debiendo tener un punto de conexión en cada tramo independientemente.

#### **4.12 Cuadros Eléctricos de Distribución**

Para la centralización de elementos de medida, protección, mando y control, se dispondrán cuadros eléctricos construidos de acuerdo con los esquemas fijados en los planos. Los cuadros eléctricos habrán de atenerse totalmente a los requisitos de las Normas UNE-EN 60439-3 y UNE 20324. Todos los componentes de material plástico responderán al requisito de autoextinguibilidad conforme a la norma UNE-EN 60695-2 (CEI-695.2.1.)

El aparataje y materiales utilizados para la construcción de los cuadros serán los indicados en el presente proyecto (memoria, presupuesto y esquemas) o similares siempre que sean aceptados por la Dirección Facultativa.

### 4.12.1 Construcción

La estructura del cuadro será metálica de concepción modular ampliable. Los paneles perimetrales tendrán un espesor no inferior a 10/10 (secundarios) y 15/10 (principales).

El grado de protección del conjunto será IP40 IK07 (secundarios) e IP30 IK07 (principales), según REBT con un grado de protección mínimo IP30 e IK07.

Se dimensionarán en espacio y elementos básicos para ampliar su capacidad en un 30% de la prevista inicialmente. Los cuadros deberán ser ampliables, los paneles perimetrales deberán ser extraíbles por medio de tornillos. Estos tornillos serán de clase 8/8 con un tratamiento anticorrosivo a base de zinc. El panel posterior deberá ser fijo o pivotante con bisagras. La puerta frontal estará provista de cierre con llave; el revestimiento frontal estará constituido de vidrio templado.

Para la previsión de la posibilidad de inspección del resto del cuadro, todos los componentes eléctricos serán fácilmente accesibles por el frontal mediante tapas atornilladas o con bisagras.

Sobre el panel anterior estarán previstos agujeros para el paso de los órganos de mando. Todo el aparellaje quedará fijado sobre carriles DIN o sobre paneles y traveseros específicos. La totalidad de los elementos de soportación y fijación serán estandarizados y de la misma fabricación que los componentes principales. Los instrumentos y las lámparas de señalización serán montados sobre paneles frontales.

La estructura tendrá una concepción modular, permitiendo las extensiones futuras. Grado de protección adaptable sobre la misma armadura (estructura), de un IP30 a IP54; o IP55.

Para garantizar una eficaz resistencia a la corrosión, la estructura y los paneles deberán estar oportunamente tratados y barnizados. El tratamiento base deberá prever el lavado, la fosfatización más pasivación por cromo o la electrozincación de las láminas. Las láminas estarán barnizadas con pintura termoendurecida a base de resinas e-poxi mezcladas con resina poliéster, color final beige liso y semilúcido con espesor mínimo de 40 micrones.

Se cuidará la conveniente aireación del interior de los cuadros disponiendo, si es necesario, ventanillas laterales en forma de celosía, que permitan la entrada de aire pero impida el acceso de cuerpos extraños. Si a causa de las condiciones de trabajo de los cuadros, se prevén temperaturas superiores a 40 °C en su interior, se adoptará el sistema de ventilación forzada, con termostato incorporado. Cuando así se soliciten los cuadros se suministrarán en ejecución precintable, bien sea su conjunto o partes del mismo.

### 4.12.2 Características eléctricas generales

#### 4.12.2.1 Embarrados

Se dispondrá un sistema de barras de distribución formado básicamente por un soporte fijo compacto de tres polos más neutro. Las barras serán perforadas de cobre electrolítico, estañadas y pintadas. El dimensionado y número de barras así como la separación entre ellas serán las recomendadas por el fabricante de acuerdo con las características eléctricas señaladas.

Las barras serán de cobre, perforadas y se fijarán al armario con la ayuda de soportes barras se realizará de acuerdo con la intensidad permanente y la corriente de cortocircuito que han de soportar.

Las derivaciones de barras generales a aparellaje se harán con pletinas de cobre dimensionadas para la intensidad máxima prevista. Cuando la intensidad sea inferior a un 50% a la admisible en la pletina

normalizada de menor sección, las conexiones se harán con conductores flexibles de cobre, aislamiento de servicio 750 V (hasta 6 mm<sup>2</sup>) y 1.000 V (superiores) con terminales a presión adecuados a la sección empleada. Los cables se recogerán en canaletas aislantes clase M1 sobredimensionadas en un 30%.

| nº barras por fase | Sección | Intensidad admisible a 35 °C (A) | I cc máxima (A eff) |
|--------------------|---------|----------------------------------|---------------------|
| 1                  | 15 x 5  | 160                              | 25                  |
|                    | 20 x 5  | 250                              | 20                  |
|                    | 32 x 5  | 400                              | 22                  |
|                    | 50 x 5  | 600                              | 30                  |
|                    | 63 x 5  | 700                              | 39                  |
|                    | 80 x 5  | 900                              | 52                  |
|                    | 100 x 5 | 1.050                            | 66                  |
| 2                  | 125 x 5 | 1.200                            | 75                  |
|                    | 50 x 5  | 1.000                            | 66                  |
|                    | 63 x 5  | 1.150                            | 85                  |
|                    | 80 x 5  | 1.450                            | 85                  |
|                    | 100 x 5 | 1.600                            | 85                  |
| 3                  | 125 x 5 | 1.950                            | 85                  |
|                    | 63 x 5  | 1.600                            | 85                  |
|                    | 80 x 5  | 1.900                            | 85                  |
|                    | 100 x 5 | 2.200                            | 85                  |
|                    | 125 x 5 | 2.800                            | 85                  |

**Tabla 4.4 – Características embarrados**

Dependiendo del valor de la corriente de cortocircuito, la separación máxima entre los soportes del juego de barras se calculará de acuerdo con las instrucciones del fabricante

Dispositivos de maniobra y protección serán objeto de preferencia conjuntos que incorporen dispositivos principalmente del mismo constructor. Deberá ser garantizada una fácil individualización de la maniobra de enchufado, que deberá por tanto estar concentrada en el frontal del compartimento. En el interior deberá ser posible una inspección rápida y un fácil mantenimiento.

La distancia entre los dispositivos y las eventuales separaciones metálicas deberán impedir que interrupciones de elevadas corrientes de cortocircuito o averías notables puedan afectar el equipamiento eléctrico montado en compartimentos adyacentes.

Deberán estar en cada caso garantizadas las distancias (perímetros de seguridad) del conjunto. Todos los componentes eléctricos y electrónicos deberán tener una tarjeta de identificación que se corresponda con el servicio indicado en el esquema eléctrico. Todos los conjuntos de interruptor e interruptor-diferencial estarán equipados con contactos de señalización y de disparo que permitan saber su estado desde un sistema de gestión. Todos los circuitos gobernados por contactores dispondrán de un selector para mando manual o automático y de contactos abiertos y cerrados para poder ser accionados a distancia. La maniobra será independiente para cada contactor.

Los interruptores diferenciales que se intercalen en circuitos de alimentación a ordenadores deberán responder a la clase A “SI”, superinmunizados. Los interruptores automáticos magnetotérmicos carril DIN serán de curva C, salvo que se especifique otra distinta, serán de corte omnipolar con protección activa en todos los polos.

Los interruptores automáticos de calibres superiores serán de caja moldeada con seccionamiento de corte plenamente aparente. Estarán equipados con bloques de relés magnetotérmicos o electrónicos para protección estándar, salvo que se especifique otra distinta. La intensidad de regulación asignada

corresponderá a la nominal más baja que permita el bloque de relés. Serán de corte omnipolar con protección activa en todos los polos.

Los interruptores estarán normalmente alimentados por la parte superior, salvo diversas exigencias de instalación; en tal caso podrán estar previstas diversas soluciones. Tanto en el exterior de los cuadros como en su interior, se dispondrán rótulos para la identificación del aparellaje eléctrico con el fin de poder determinar en cualquier momento el circuito al que pertenecen. Los rótulos exteriores serán grabados imborrables, de material plástico o metálico, fijados de forma imperdible e indicarán las funciones o servicios de cada elemento.

### 4.12.3 Conexionados

#### 4.12.3.1 Conexionado de potencia

El aparellaje eléctrico se dispondrá en forma adecuada para conseguir un fácil acceso en caso de avería. Se dispondrá un borne de conexión para la puesta a tierra de cada cuadro. Todos los componentes metálicos que constituyen la carpintería del cuadro y la soportación del aparellaje estarán unidos eléctricamente y conectados a una pletina de puesta a tierra a la que se conectarán los conductores de tierra de cada uno de los circuitos que salen del cuadro.

Todo el cableado interior de los cuadros, se canalizará por canaleta independiente para el control y maniobra con el circuito de potencia y estará debidamente numerado de acuerdo con los esquemas y planos que se faciliten, de manera que en cualquier momento sean perfectamente identificados todos los circuitos eléctricos.

Asimismo se deberán numerar todos los bornes de conexión para las líneas que salgan de los cuadros de distribución así como las barras mediante señales autoadhesivas según la fase. Todas las conexiones se efectuarán con Terminal a presión adecuado.

Los cables eléctricos empleados deberán responder a la categoría de no propagadores del incendio y sin emisión de humos ni gases tóxicos. La sección de los conductores será la que se señala en las ITC-BT-06/ITC-BT-07/ ITC-BT-19 en las condiciones de instalación que en ellas se contemplan. Los conductores serán dimensionados para la corriente nominal de cada interruptor.

Los bornes y terminales de conexión, serán perfectamente accesibles y dimensionados ampliamente, con arreglo a las secciones de cable indicadas. Las entradas y salidas de cables exteriores se harán por zanja o canal debajo del cuadro.

#### 4.12.3.2 Conexionado auxiliar

Será en conductor flexible con aislamiento de 3 kV, con las siguientes secciones mínimas:

- 4 mm<sup>2</sup> para los T.C. (transformadores de corriente)
- 2,5 mm<sup>2</sup> para los circuitos de mando
- 1,5 mm<sup>2</sup> para los circuitos de señalización y transformadores de tensión

Cada conductor estará completado de un anillo numerado correspondiendo al número sobre la regletera y sobre el esquema funcional. Deberán estar identificados los conductores para los diversos servicios (auxiliares en alterna, corriente continua, circuitos de alarma, circuitos de mando, circuitos de señalización), utilizando conductores con cubierta distinta o poniendo en las extremidades anillos coloreados.

#### 4.12.3.3 Montaje e instalación

Las dimensiones de los cuadros permitirán un cómodo mantenimiento y serán propuestas por las empresas licitantes, así como el tipo de construcción y disposición de aparatos, embarrados, etc. Junto con la oferta se facilitarán los croquis necesarios para una perfecta comprensión de las soluciones presentadas.

Se adjuntará asimismo el esquema de cuadro, en el que se identifiquen fácilmente circuitos y aparellaje. Se preverá un soporte adecuado para el esquema del cuadro, que se entregará por triplicado y en formato reproducible. Los cuadros deberán ser montados y conexionados en taller para asegurar su calidad, la correcta disposición de todos sus elementos y su adecuada señalización y para facilitar las tareas de control y pruebas exigibles.

El instalador deberá comprobar que las medidas exteriores de los cuadros están en relación con las de los espacios en donde deben quedar ubicados. El instalador deberá verificar las características de los equipos que se alimentan de los cuadros para asegurarse del que el calibrado de las protecciones y el dimensionado de las conexiones son los adecuados.

#### 4.12.4 Características de los dispositivos de maniobra y protección

##### 4.12.4.1 Interruptores automáticos compactos

Los interruptores automáticos de baja tensión en caja moldeada cumplirán con las recomendaciones internacionales y con las normas de los principales países europeos.

Cumplirán también con la norma europea para aparataje de baja tensión UNE-EN 60947.

En particular, será de aplicación la parte 2, referente a interruptores automáticos (UNE- EN60947-2).

- Grados de protección de estos apartos
  - Empuñadura vista: IP.40 IK
  - Mando rotativo directo: IP.40 IK
  - Mando rotativo prolongado: IP.55 IK
  - Telemando: IP.40 IK

- Características eléctricas

Las características eléctricas generales de los interruptores se enumeran a continuación. El resto de características se detallan en la memoria y esquemas de cuadros:

- Intensidad asignada: 100 - 3.200 A
- Tensión asignada de aislamiento: 660 V
- Frecuencia asignada: 50/60 Hz
- N° de polos: 2-3 o 4
- Poder de corte (380/415 V):
  - 35 kA eff (Pn < 800 kVA \*)
  - 70 kA eff (800 < Pn < 2x800 kVA \*)
  - 150 kA eff (2x800 < Pn < 2x1.600 kVA \*)

- Protección largo retardo regulable
  - Umbral de regulación  $I_r = I_n \times$  de 0,4 a 1
  - Tiempo de disparo a  $1,5 I_r(s)$  120
- Protección instantánea regulable
  - Umbral de regulación  $I_{nst} = I_n \times$  de 2 a 10
  - Precisión  $\pm 15\%$  Auxiliares y accesorios
  - Auxiliares adaptables:
    - Contactos auxiliares.
    - Bobina de mínima.
    - Bobina de emisión.
  - Accesorios adaptables:
    - Cubrebornes.
    - Accesorios de conexionado.
    - Enclavamiento por candado.
    - Enclavamiento por cerradura.
    - Mando rotativo.

#### 4.12.4.2 Protección diferencial

En los casos que se especifiquen en la memoria o los esquemas de cuadros, los interruptores automáticos llevarán asociada una protección diferencial consistente en un dispositivo diferencial residual, un bloque diferencial o un relé diferencial con transformador toroidal separado.

Estos dispositivos deberán estar conforme con la normativa vigente y protegidos contra los disparos intempestivos. Deberán ser regulables en sensibilidad y en tiempo.

#### 4.12.4.3 Telemando

En los casos que se especifiquen en la memoria o los esquemas de cuadros, los interruptores podrán estar equipados con un telemando que permita pueda ser accionado a distancia por dos o tres señales a manera de impulsos: apertura, cierre, rearme. Por otro lado, el interruptor automático podrá ser accionado manualmente.

#### 4.12.4.4 Pruebas

Todos los tipos de interruptores mencionados deberán haber sido sometidos a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor y demás ensayos, exigidos a esta clase de material en la norma UNE-EN 60.898.

#### 4.12.4.5 Interruptores automáticos

Los interruptores automáticos serán del tipo y denominación que se fijan en el proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, lleven impresa la marca de conformidad a Normas UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

Estos interruptores automáticos podrán utilizarse para la protección de líneas y circuitos. Todos los interruptores automáticos deberán estar provistos de un dispositivo de sujeción a presión para que puedan fijarse rápidamente y de manera segura a un carril normalizado.

Para la protección de circuitos monofásicos se utilizarán interruptores bipolares con 2 polos protegidos. Los contactos de los automáticos deberán estar fabricados con material resistente a la fusión.

Todos los tipos de interruptores mencionados deberán haber sido sometidos a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor y demás ensayos, exigidos a esta clase de material en la norma UNE-EN 60.898.

En caso de que se acepte material no nacional, este se acompañará de documentación en la que se indique que este tipo de interruptor se ha ensayado de acuerdo con la Norma nacional que corresponde y concuerde con la IEC 898. Interruptores diferenciales Los interruptores diferenciales serán del tipo y denominación que se fijen en el Proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, cumplan las Normas UNE 20.383 y UNE-EN 61.008-1, lleven impresa la marca de conformidad a Norma UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

Estos interruptores de protección tienen como misión evitar las corrientes de derivación a tierra que puedan ser peligrosas, y que normalmente es independiente de la protección magnetotérmica de circuitos y aparatos salvo en caso de utilización de “VIGI” (UNE-EN 61.009-1).

Reaccionarán con toda la intensidad de derivación a tierra que alcance o supere el valor de la sensibilidad del interruptor. La capacidad de maniobra debe garantizar que se produzca una desconexión perfecta en caso de cortocircuito y simultánea derivación a tierra.

Por él deberán pasar todos los conductores que sirvan de alimentación a los aparatos receptores, incluso el neutro. Se deberá garantizar la inmunidad contra disparos intempestivos en un mínimo de 250 A de cresta para los instantáneos y de 3 kA de cresta para los selectivos, según onda 8/20  $\mu$ s. La gama residencial solamente podrá utilizarse para su uso específico.

En los interruptores diferenciales del tipo súperinmunizado (SI) se deberá garantizar la inmunidad contra disparos intempestivos en un mínimo de 3 kA de cresta para los instantáneos y de 5 kA de cresta para los selectivos según onda 8/20  $\mu$ s.

## **4.13 Centro de transformación**

### **4.13.1 Calidad de los materiales**

#### **4.13.1.1 Obra Civil**

El edificio, local o recinto destinado a alojar en su interior la instalación eléctrica descrita en el presente proyecto, cumplirá las Condiciones Generales prescritas en las Instrucciones del MIERAT 14 del Reglamento de Seguridad en Centrales Eléctricas, referentes a su situación, inaccesibilidad, pasos y accesos, conducciones y almacenamiento de fluidos combustibles y de agua, alcantarillado y canalizaciones, etc. El Centro será construido enteramente con materiales no combustibles.

Los elementos delimitadores del Centro (muros exteriores, cubiertas, solera, puertas, etc.), así como los estructurales en él contenidos (columnas, vigas, etc.) tendrán una resistencia al fuego de acuerdo con la norma NBE CPI-96 y los materiales constructivos del revestimiento interior (paramentos, pavimento y techo) serán de clase MO de acuerdo con la Norma UNE 23727. Tal como se indica en el capítulo de Cálculos, los muros del Centro deberán tener entre sus paramentos una resistencia mínima de 100.000 ohmios al mes de su realización. La medición de esta resistencia se realizará aplicando una tensión de 500 V entre dos placas de 100 cm<sup>2</sup> cada una.

El Centro tendrá un aislamiento acústico de forma que no transmitan niveles sonoros superiores a los permitidos por las Ordenanzas Municipales. Concretamente, no se superarán los 30 dBA durante el periodo nocturno (y los 55 dBA durante el periodo diurno).

Ninguna de las aberturas del Centro será tal que permita el paso de cuerpos sólidos de más de 12 mm. de diámetro. Las aberturas próximas a partes en tensión no permitirán el paso de cuerpos sólidos de más de 2,5 mm de diámetro, y además existirá una disposición laberíntica que impida tocar el objeto o parte en tensión.

#### **4.13.2 Aparamenta de Media Tensión**

##### 4.13.2.1 Celdas CGC

La aparamenta de M.T. estará constituida por conjuntos compactos, bajo envolvente única metálica, para una tensión admisible de 24 kV, acorde a las siguientes normativas:

- I. UNE 20-099, 20-100, 20-104, 20-139. II. CEI 298, 129, 265, 694.
- III. UNESA Recomendación 6407B.

##### 4.13.2.2 Características constructivas

Los conjuntos compactos deberán tener una envolvente única con dieléctrico de hexafluoruro de azufre. Toda la aparamenta estará agrupada en el interior de una cuba metálica estanca rellena de hexafluoruro de azufre con una sobrepresión de 0'3 bar sobre la presión atmosférica, sellada de por vida y acorde a la norma CEI 56 (anexo EE).

En la parte inferior se dispondrá de una clapeta de seguridad que asegure la evacuación de las eventuales sobrepresiones que se puedan producir, sin daño ni para el operario ni para las instalaciones.

La seguridad de explotación será completada por los dispositivos de enclavamiento por candado existentes en cada uno de los ejes de accionamiento.

##### 4.13.2.3 Características eléctricas

Tensión nominal 36 kV Nivel de aislamiento:

- a la frecuencia industrial de 50 Hz 70 kV ef. 1mn.
- a impulsos tipo rayo 170 kV cresta.

Intensidad nominal funciones línea 400 A Intensidad nominal otras funciones 200 A

Intensidad de corta duración admisible 16 kA ef. 1s.

##### 4.13.2.4 Interruptores

El interruptor y el seccionador de puesta a tierra deberá ser un único aparato de tres posiciones (abierto, cerrado y puesto a tierra), a fin de asegurar la imposibilidad de cierre simultáneo del interruptor y el seccionador de puesta a tierra.

El interruptor deberá ser capaz de soportar al 100% de su intensidad nominal más de 100 maniobras de cierre y apertura, correspondiendo a la categoría B según la norma CEI 265.



En servicio, se deberán cumplir las exigencias siguientes:

- Poder de cierre nominal sobre cortocircuito: 40 kA cresta.
- Poder de corte en caso de falta a tierra (A): 50 A
- Poder de corte nominal de cables en vacío: 25 A

#### 4.13.2.5 Cortacircuitos fusibles

Los fusibles cumplirán la norma DIN 43-625 y la R.U.6.407-B y se instarán en tres compartimentos individuales, estancos cuyo acceso estará enclavado con el seccionador de puesta a tierra, el cual pondrá a tierra ambos extremos de los fusibles.

### 4.13.3 Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad

#### 4.13.3.1 Prevenciones generales:

- Queda terminantemente prohibida la entrada en el local de esta estación a toda persona ajena al servicio y siempre que el encargado del mismo se ausente, deberá dejarlo cerrado con llave.
- Se pondrán en sitio visible del local, y a su entrada, placas de aviso de “Peligro de muerte”.
- En el interior del local no habrá más objetos que los destinados al servicio del centro de transformación, como banqueta, guantes, etc.
- No está permitido fumar ni encender cerillas ni cualquier otra clase de combustible en el interior del local del centro de transformación y en caso de incendio no se empleará nunca agua.
- No se tocará ninguna parte de la instalación en tensión, aunque se esté aislado.
- Todas las maniobras se efectuarán colocándose convenientemente sobre la banqueta.
- En sitio bien visible estarán colocadas las instrucciones relativas a los socorros que deben prestarse en los accidentes causados por electricidad, debiendo estar el personal instruido prácticamente a este respecto, para aplicarlas en caso necesario.

También, y en sitio visible, debe figurar el presente Reglamento y esquema de todas las conexiones de la instalación, aprobado por la Consejería de Industria, a la que se pasará aviso en el caso de introducir alguna modificación en este centro de transformación, para su inspección y aprobación, en su caso.

#### 4.13.3.2 Puesta en servicio

- Se conectarán primero los seccionadores de alta y a continuación el interruptor de alta, dejando en vacío el transformador. Posteriormente, se conectará el interruptor general de baja, procediendo en último término a la maniobra de la red de baja tensión.
- Si al poner en servicio una línea se disparase el interruptor automático o hubiera fusión de cartuchos fusibles, antes de volver a conectar se reconocerá detenidamente la línea e instalaciones y, si se observase alguna irregularidad, se dará cuenta de modo inmediato a la empresa suministradora de energía.

#### 4.13.3.3 Separación de servicio

- Se procederá en orden inverso al determinado en apartado 8, o sea, desconectando la red de baja tensión y separando después el interruptor de alta y seccionadores.
- Si el interruptor fuera automático, sus relés deben regularse por disparo instantáneo con sobrecarga proporcional a la potencia del transformador, según la clase de la instalación.

- A fin de asegurar un buen contacto en las mordazas de los fusibles y cuchillas de los interruptores así como en los bornes de fijación de las líneas de alta y de baja tensión, la limpieza se efectuará con la debida frecuencia. Si hubiera de intervenir en la parte de línea comprendida entre la celda de entrada y seccionador aéreo exterior se avisará por escrito a la compañía suministradora de energía eléctrica para que corte la corriente en la línea alimentadora, no comenzando los trabajos sin la conformidad de ésta, que no restablecerá el servicio hasta recibir, con las debidas garantías, notificación de que la línea de alta se encuentra en perfectas condiciones, para la garantizar la seguridad de personas y cosas.
- La limpieza se hará sobre banqueta, con trapos perfectamente secos, y muy atentos a que el aislamiento que es necesario para garantizar la seguridad personal, sólo se consigue teniendo la banqueta en perfectas condiciones y sin apoyar en metales u otros materiales derivados a tierra.

#### 4.13.3.4 Prevenciones especiales

- No se modificarán los fusibles y al cambiarlos se emplearán de las mismas características de resistencia y curva de fusión.
- No debe de sobrepasar los 60°C la temperatura del líquido refrigerante, en los aparatos que lo tuvieren, y cuando se precise cambiarlo se empleará de la misma calidad y características.
- Deben humedecerse con frecuencia las tomas de tierra. Se vigilará el buen estado de los aparatos, y cuando se observase alguna anomalía en el funcionamiento del centro de transformación, se pondrá en conocimiento de la compañía suministradora, para corregirla de acuerdo con ella.

#### 4.13.3.5 Certificados y documentación

Se aportará, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos, la documentación siguiente:

- Autorización Administrativa.
- Proyecto, suscrito por técnico competente.
- Certificado de tensiones de paso y contacto, por parte de empresa homologada.
- Contrato de mantenimiento.
- Escrito de conformidad por parte de la Compañía Eléctrica suministradora.

#### 4.13.3.6 Libro de órdenes

Se dispondrá en este centro del correspondiente libro de órdenes en el que se harán constar las incidencias surgidas en el transcurso de su ejecución y explotación.

#### 4.13.3.7 Precios. Composición de los precios unitarios

El cálculo de los precios de las distintas unidades de la obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

#### 4.13.3.8 Se considerarán costes directos

- La mano de obra, con sus pluses, cargas y seguros sociales, que intervienen directamente en la ejecución de la unidad de obra.
- Los materiales, a los precios resultantes a pie de la obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.

- Los equipos y sistemas técnicos de la seguridad e higiene para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.
- Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tenga lugar por accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución de la unidad de obras.
- Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.

#### 4.13.3.9 Se considerarán costes indirectos

Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de los almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, laboratorios, seguros, etc. los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos.

Todos estos gastos, se cifrarán en un porcentaje de los costes directos.

#### 4.13.3.10 Se considerarán gastos generales

Los gastos generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración legalmente establecidas. Se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos o indirectos (en los contratos de obra de Administración Pública a este porcentaje se establece un 13%).

#### 4.13.3.11 Beneficio industrial

El beneficio industrial del Contratista se establece en el 7 % sobre la suma de las anteriores partidas.

#### 4.13.3.12 Precio de ejecución material

Se denominara Precio de Ejecución Material al resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción del Beneficio Industrial y los gastos generales.

#### 4.13.3.13 Precio de Contrata

El Precio de Contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los Gastos Generales y el Beneficio Industrial. El IVA gira sobre esta suma pero no integra el precio.

#### 4.13.3.14 Precio de contrata. Importe de contrata

En el caso de que los trabajos a realizar en un edificio u obra ajena cualquiera, se contratase a riesgo y ventura, se entiende por Precio de Contrata el que importa el coste total de la unidad de obra, es decir, el precio de ejecución Material, más el tanto por ciento (%). Sobre este último precio en concepto de Gastos Generales y Beneficio Industrial del Contratista. Los Gastos Generales se estiman normalmente en un 10 % y el Beneficio se estima normalmente en 7 %, salvo que en las condiciones particulares se establezca otro destino.

#### 4.13.3.15 Precios contradictorios

Se producirán precios contradictorios solo cuando la Propiedad por medio del Ingeniero decida introducir unidades o cambios de calidad en algunas de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista.

El Contratista estará obligado a efectuar los cambios.

A falta de acuerdo, el precio se resolverá contradictoriamente entre el Ingeniero y el Contratista antes de comenzar la ejecución de los trabajos y en el plazo que determina el Pliego de Condiciones

Particulares. Si subsistiese la diferencia se acudirá en primer lugar, al concepto más análogo dentro del cuadro de precios del Proyecto, en segundo lugar, al banco de precios de uso más frecuente en la localidad.

Los contradictorios que hubiere se referirán siempre a los precios unitarios de la fecha del contrato.

#### 4.13.3.16 Reclamaciones de aumento de precios por causas diversas

Si el Contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error u omisión reclamar aumento desde los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras (con referencias Facultativas).

#### 4.13.3.17 De la revisión de los precios contratados

Contratándose las obras a riesgo y ventura, no se admitirá la revisión de los precios en tanto que el incremento no alcance en la suma de las unidades que falten por realizar de acuerdo con el Calendario, un montante superior al 5 % del importe total del presupuesto de Contrato.

En caso de producirse variaciones en alza superiores a este porcentaje, se efectuará la correspondiente revisión de acuerdo con la fórmula establecida en el Pliego de Condiciones Particulares, percibiendo el Contratista la diferencia en mas que resulte por la variación del IPC superior al 5 %.

No habrá revisión de precios de las unidades que puedan quedar fuera de los plazos fijados en el Calendario de la oferta.

#### 4.13.3.18 Acopio de materiales

El Contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que la Propiedad ordena por escrito.

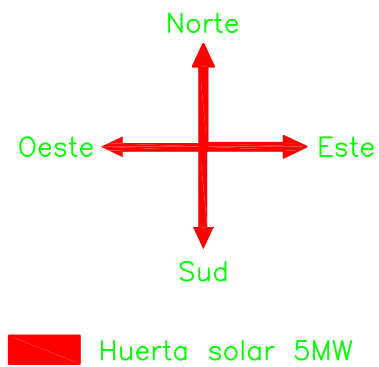
Los materiales acopiados, una vez abonados por el Propietario son, de la exclusiva propiedad de éste; de su guarda y conservación será responsable el Contratista.

# PLANOS

---

**ÍNDICE**

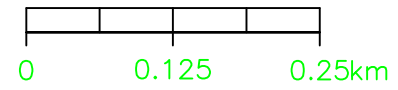
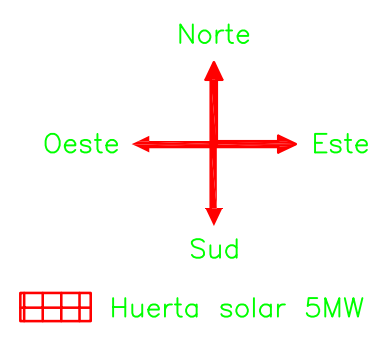
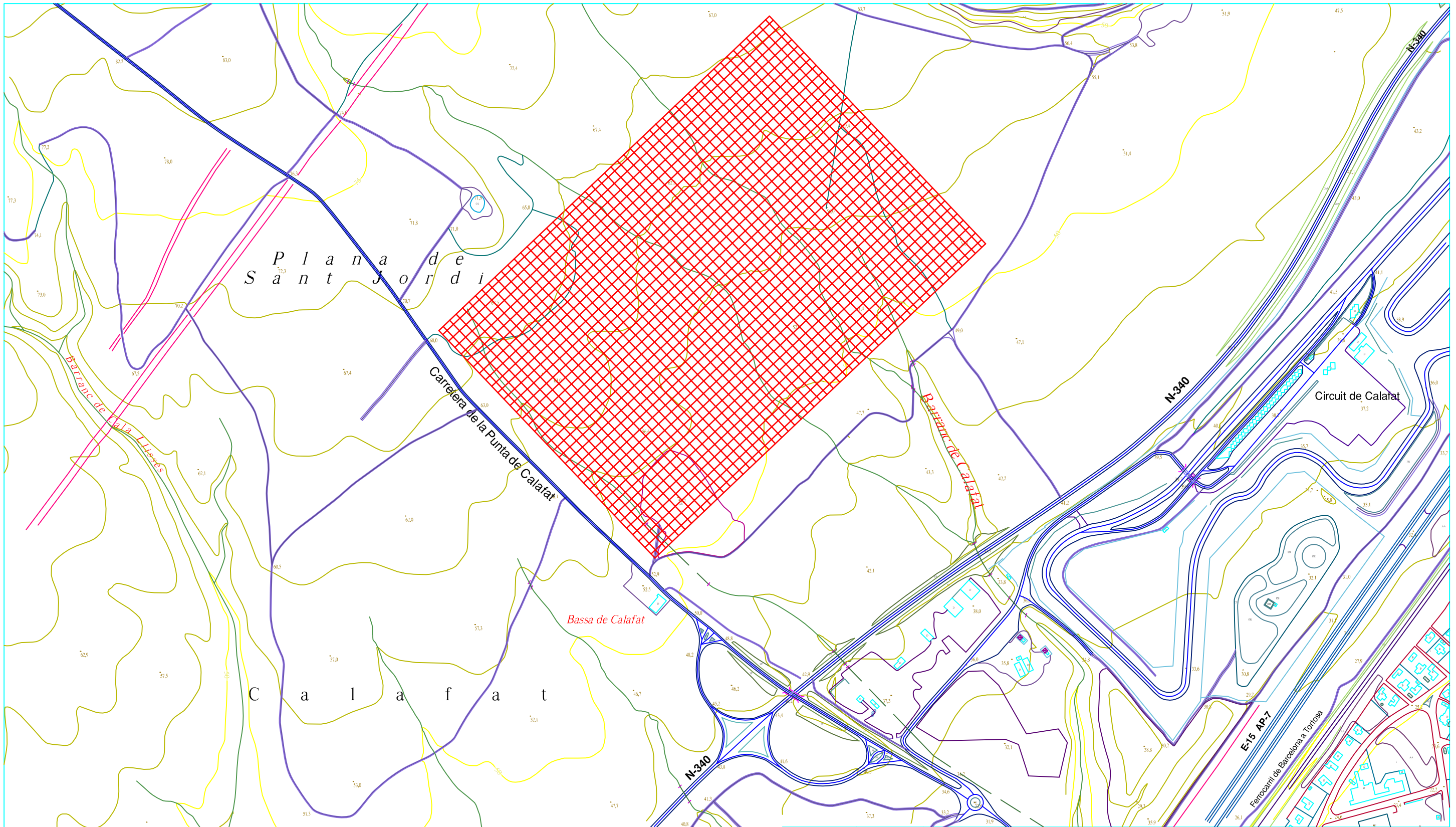
|   |   |    |
|---|---|----|
| 1 | SITUACIÓN GEOGRÁFICA.....                           | 3  |
| 2 | EMPLAZAMIENTO HUERTA SOLAR .....                    | 4  |
| 3 | CONEXIÓN PANELES EN EL SEGUIDOR .....               | 5  |
| 4 | PLANTA GRUPO GENERADOR 100KW.....                   | 6  |
| 5 | ESQUEMA UNIFILAR GRUPO GENERADOR 100KW .....        | 7  |
| 6 | DISTRIBUCIÓN DE LA HUERTA SOLAR.....                | 8  |
| 7 | CABLEADO Y PUESTA A TIERRA DE LA HUERTA SOLAR ..... | 9  |
| 8 | ZANJAS .....  | 10 |



Mapa topográfico 1:50.000

E (X) 214.419,0 m  
 N (Y) 453.209,0 m  
 UTM 31N/ED50

|   |          |                       |                                      |
|---|----------|-----------------------|--------------------------------------|
|   | Fecha    | Apellidos, nombre     | A. M. P.<br>INGENIERIA               |
| Dibujado  | 11/06/10 | Martínez Porras, Abel |                                      |
| Instalación fotovoltaica de 5MW instalada en L'ametlla de Mar (Tarragona) |          |                       | Plano: 01                            |
| Escala  | ---      |                       |                                      |
| Situación geográfica  |          |                       | SITUACIÓN:<br>L'AMETLLA DE MAR (TGN) |

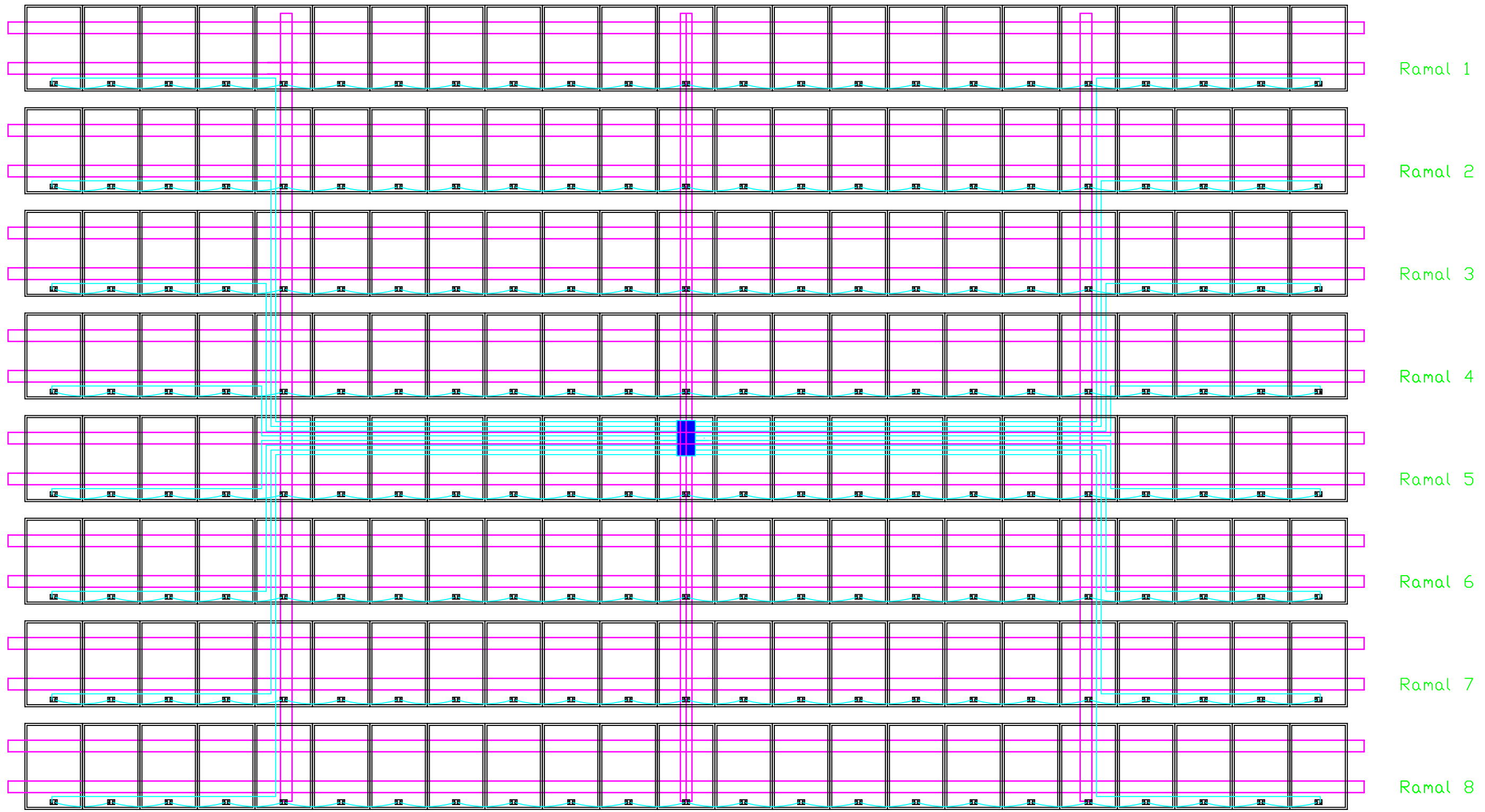


Mapa topográfico 1:10.000

E (X) 214.419,0 m  
 N (Y) 453.209,0 m  
 UTM 31N/ED50

|        |   |                       |                                      |
|--------|---|-----------------------|--------------------------------------|
|        | Fecha   | Apellidos, nombre     | A. M. P.<br>INGENIERIA               |
|        | Dibujado 11/06/10   | Martínez Porras, Abel |                                      |
|        | Instalación fotovoltaica de 5MW instalada en L'ametlla de Mar (Tarragona) |                       | Plano: 02                            |
| Escala | ---   |                       |                                      |
|        | Emplazamiento huerta solar  |                       | SITUACIÓN:<br>L'AMETLLA DE MAR (TGN) |





Panel fotovoltaico STP210 18/Ub de 210Wp



Caja de conexiones

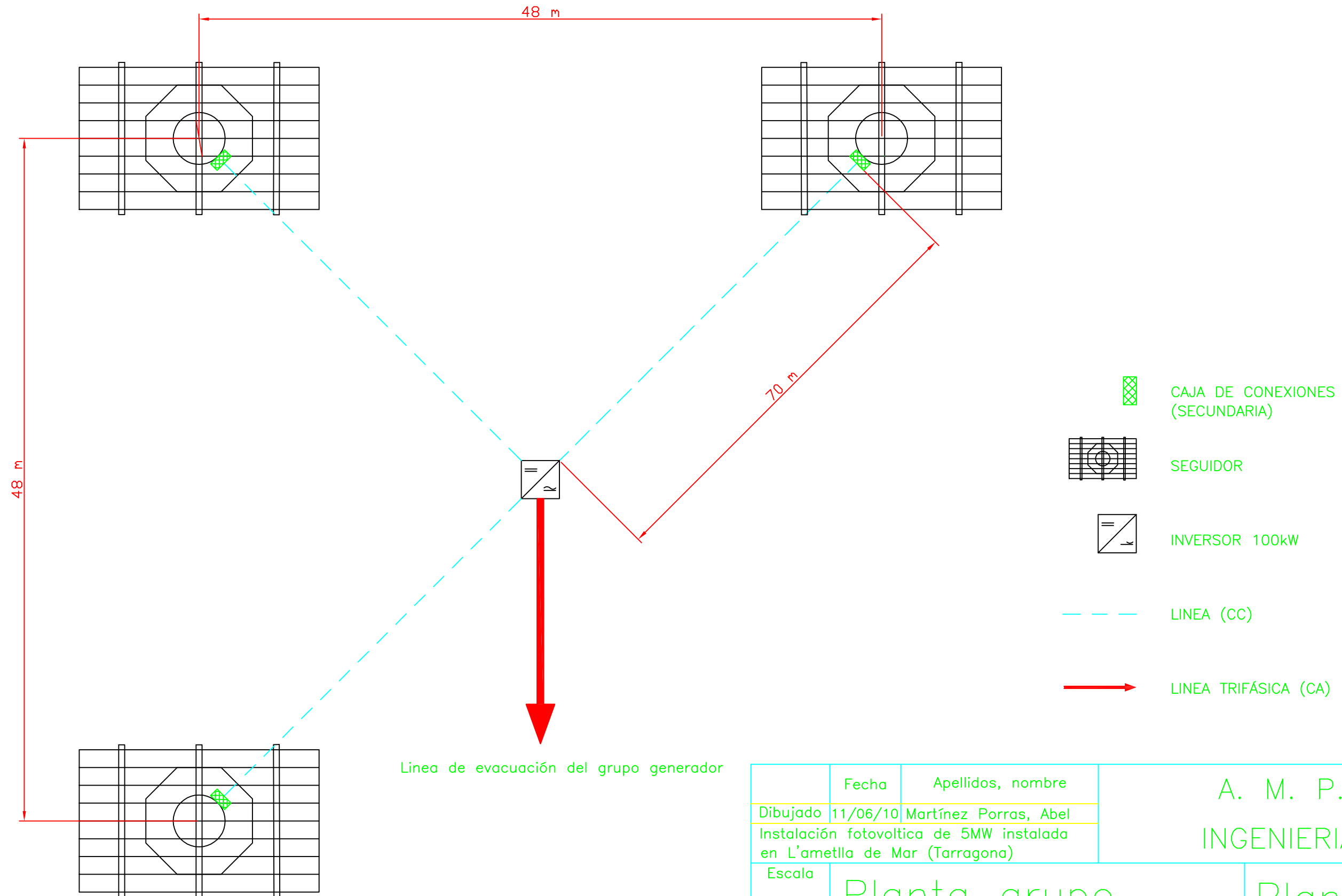


Seguidor 8F-22M de 36,84kWp

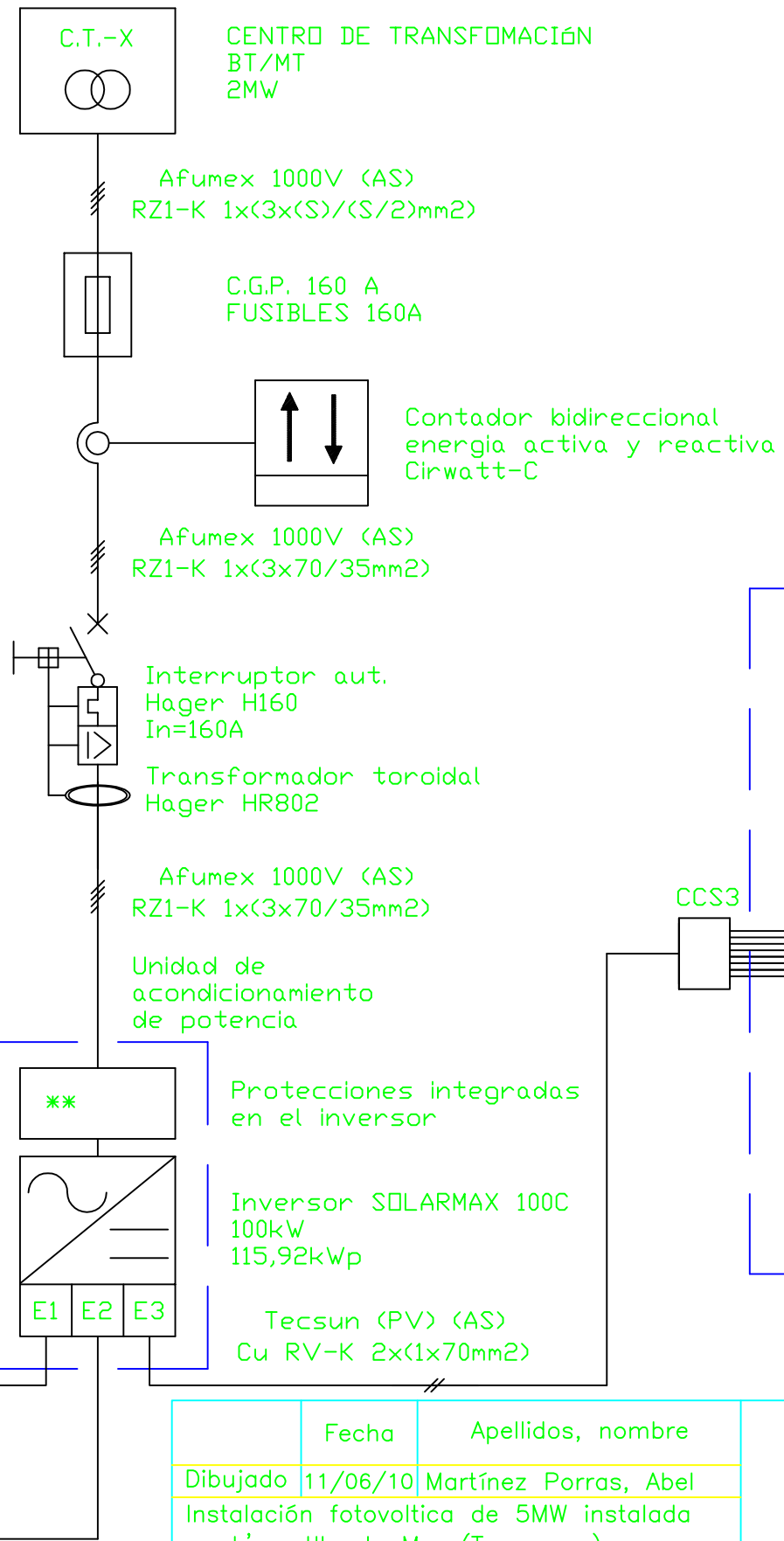
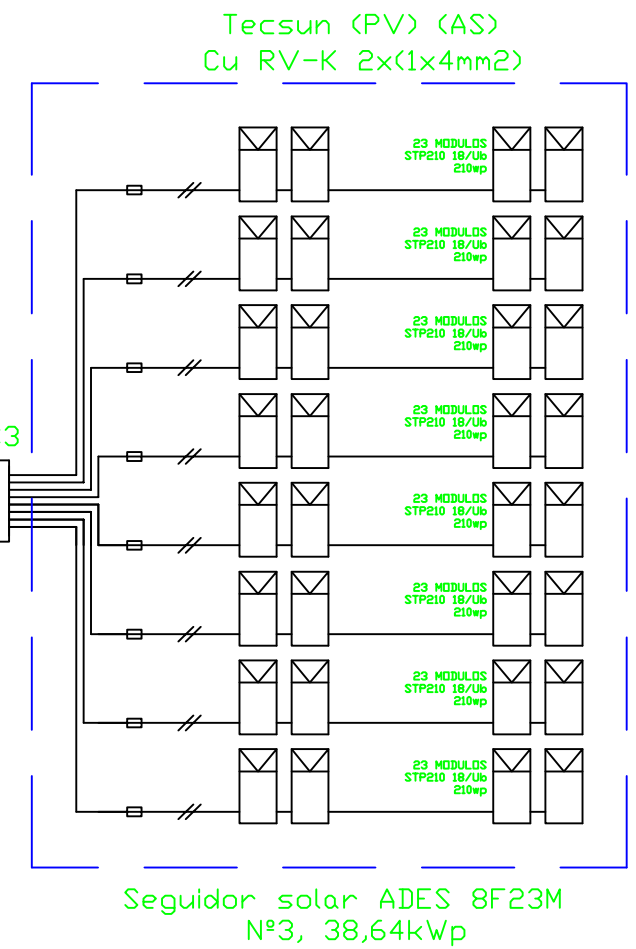
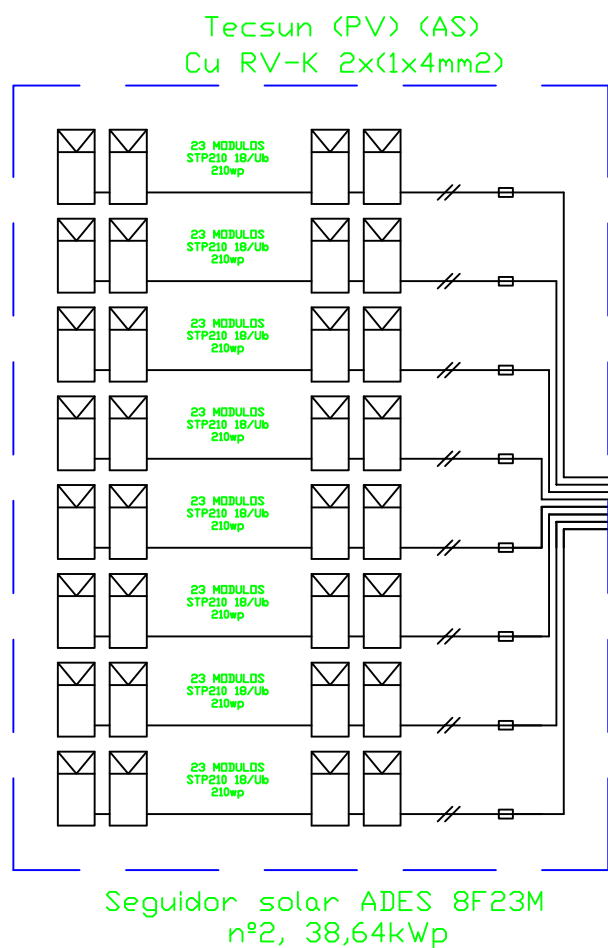
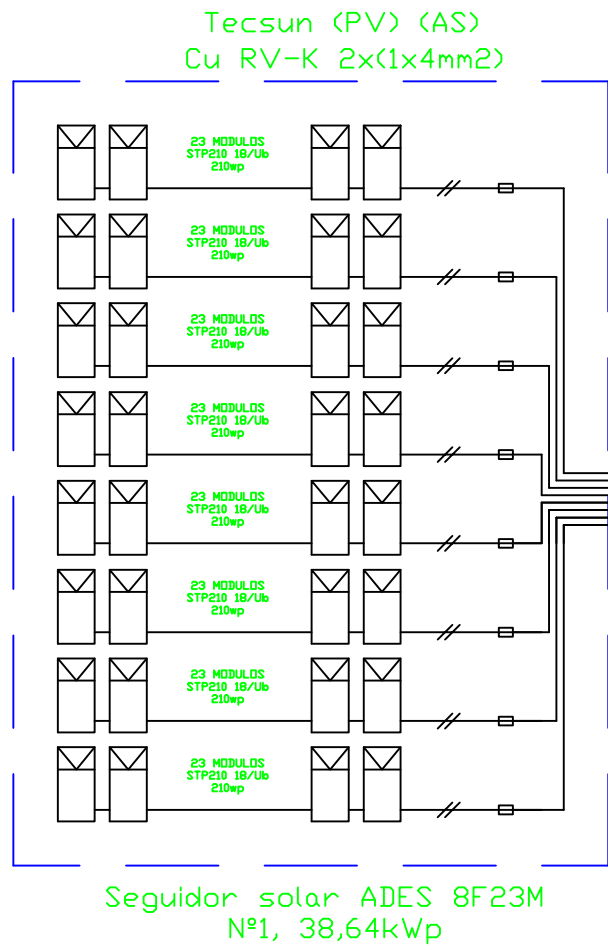


Linea 4mm2 (CC)

|   |                                 |                       |                        |
|---|---------------------------------|-----------------------|------------------------|
|   | Fecha                           | Apellidos, nombre     | A. M. P.<br>INGENIERIA |
| Dibujado  | 11/06/10                        | Martínez Porras, Abel |                        |
| Instalación fotovoltaica de 5MW instalada en L'ametlla de Mar (Tarragona) |                                 |                       | Plano: 03              |
| Escala  | Conexion paneles en el seguidor |                       |                        |
|   |                                 |                       | SITUACIÓN:             |
|   |                                 |                       | L'AMETLLA DE MAR (TGN) |



|   |                              |                       |                                      |
|---|------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|
|   | Fecha                        | Apellidos, nombre     | A. M. P.<br>INGENIERIA               |
| Dibujado  | 11/06/10                     | Martínez Porras, Abel |                                      |
| Instalación fotovoltaica de 5MW instalada en L'ametlla de Mar (Tarragona) |                              |                       | Plano: 04                            |
| Escala  | Planta grupo generador 100kW |                       |                                      |
| --  |                              |                       | SITUACIÓN:<br>L'AMETLLA DE MAR (TGN) |



Fusible seccionable CC, 10A

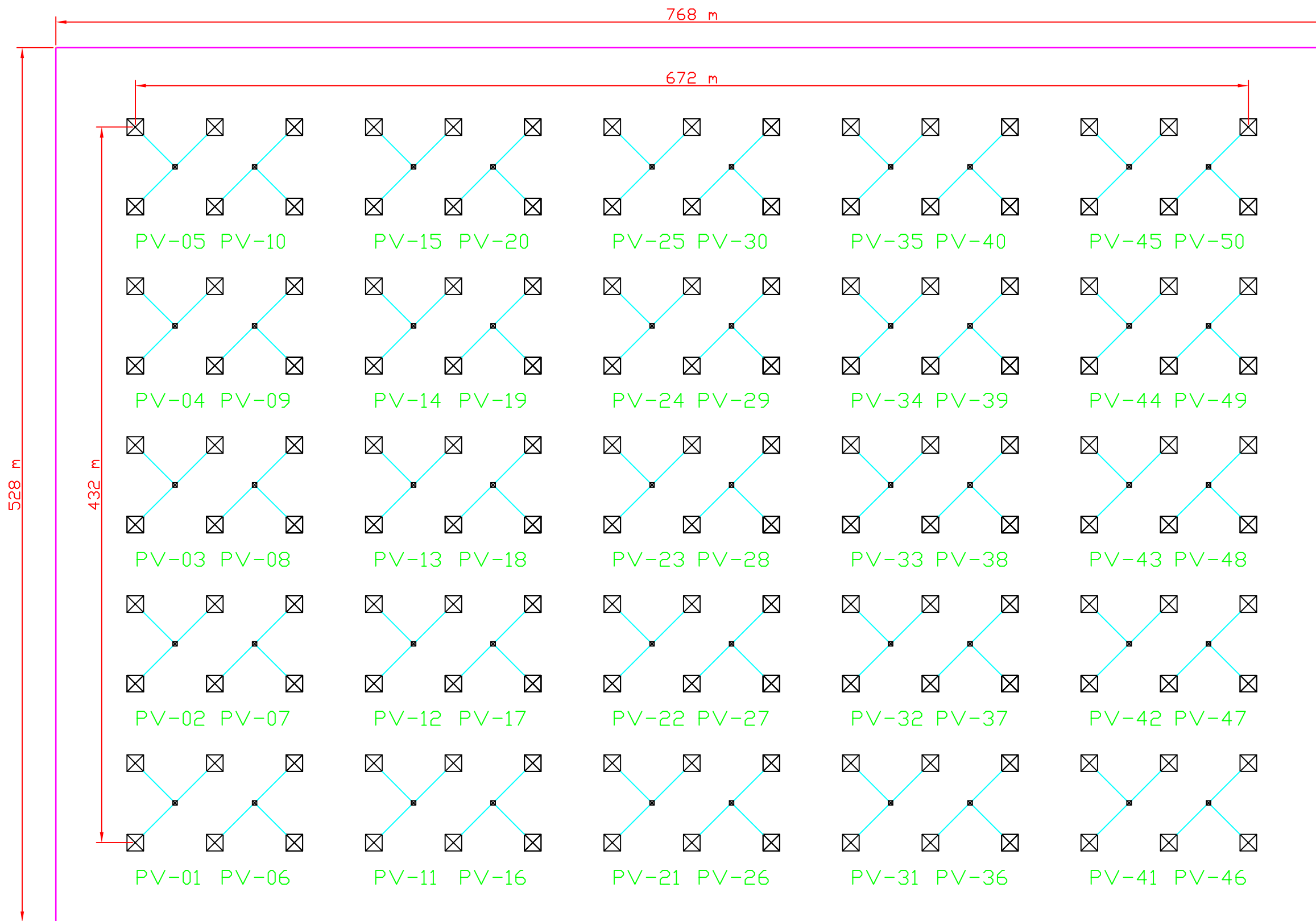
Caja de conexiones ramales CC  
MaxConnect plus 900-120-15

|   | Fecha    | Apellidos, nombre     |
|---|----------|-----------------------|
| Dibujado  | 11/06/10 | Martínez Porras, Abel |
| Instalación fotovoltaica de 5MW instalada en L'ametlla de Mar (Tarragona) |          |                       |

A. M. P.  
INGENIERIA

Esquema unifilar  
grupo generador

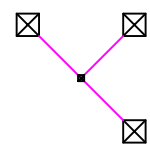
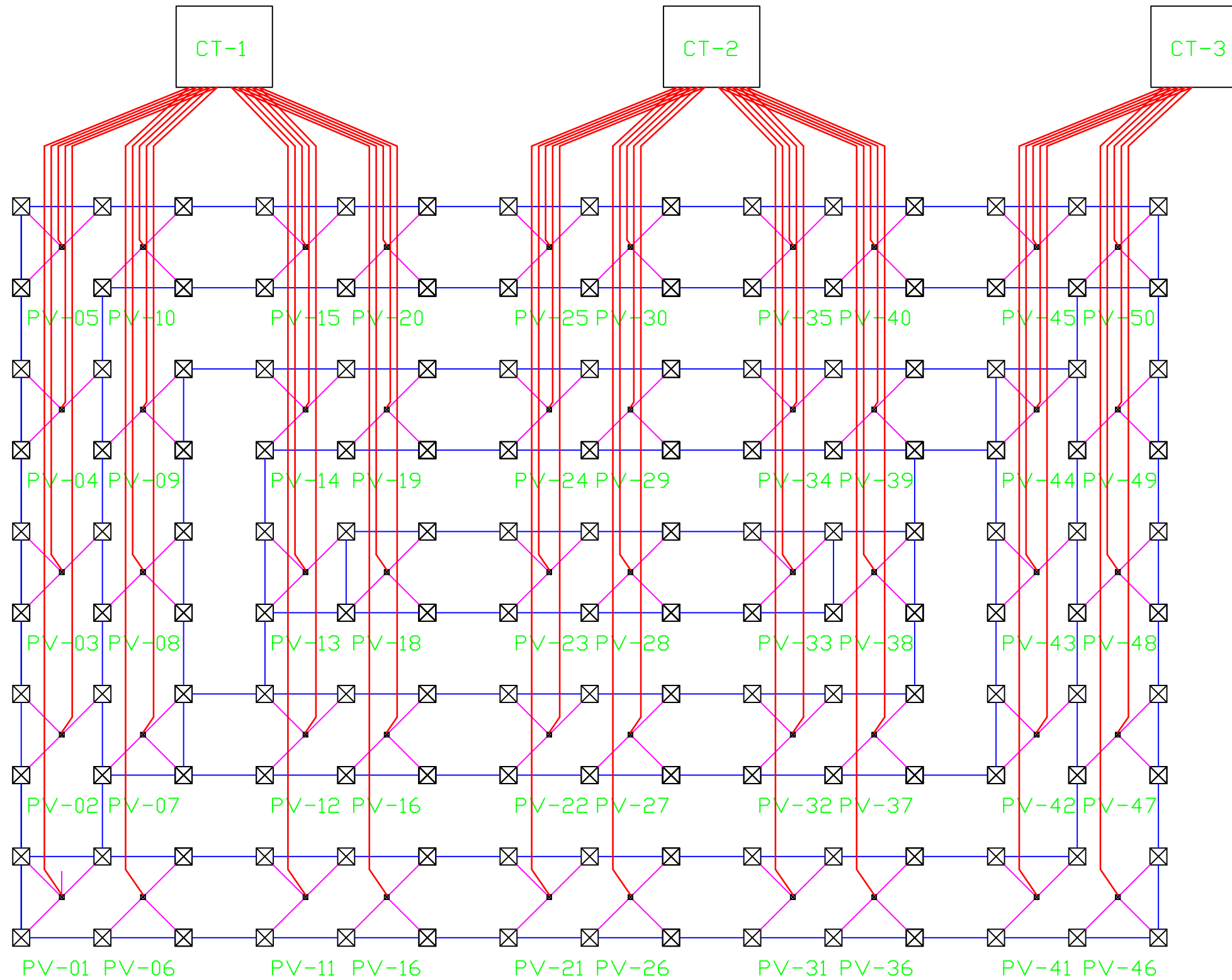
Plano: 05  
SITUACIÓN:  
L'AMETLLA DE MAR (TGN)



Generador PV-XX de 100kW  
 Seguidor 8F-22M de 36,84kWp  
 Inversor SolarMax 100C de 100kW

Vallado perimetral  
 Línea CC

|   |                                 |                       |                                      |
|---|---------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|
|   | Fecha                           | Apellidos, nombre     | A. M. P.<br>INGENIERIA               |
| Dibujado  | 11/06/10                        | Martínez Porras, Abel |                                      |
| Instalación fotovoltaica de 5MW instalada en L'ametlla de Mar (Tarragona) |                                 |                       |                                      |
| Escala  | Distribución de la huerta solar |                       | Plano: 06                            |
| ---   |                                 |                       | SITUACIÓN:<br>L'AMETLLA DE MAR (TGN) |



Generador PV-XX de 100kW

Caseta generación (inversor, cuadro principal, contadores)

CT-x

Centro de transformación

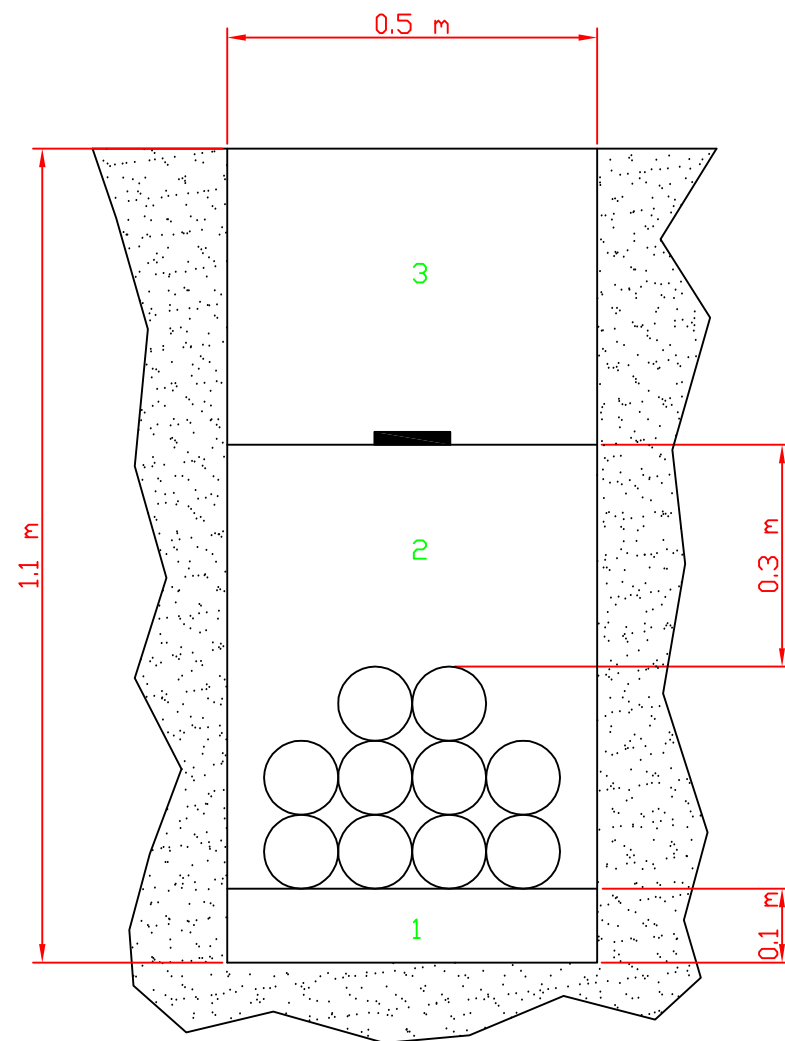
— Linea de red de tierra del circuito de CC

— Linea CC, tramo seguidor a inversor

— Linea CA, tramo caseta a centro de transformación

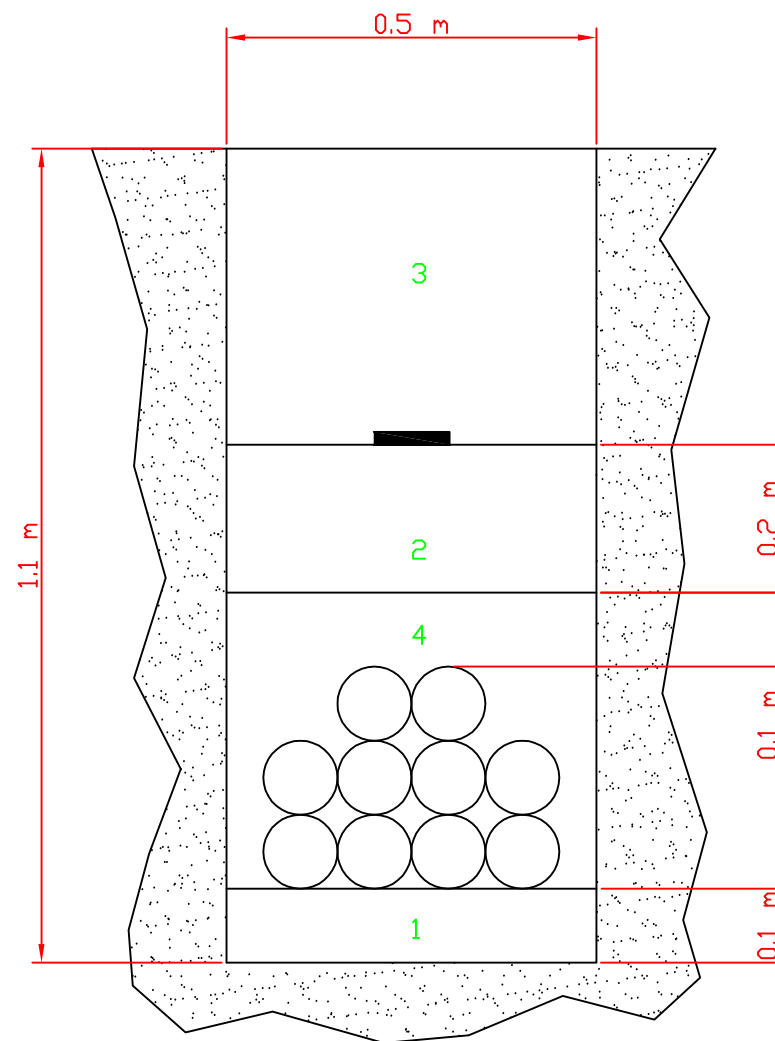
|   |                            |                       |                        |
|---|----------------------------|-----------------------|------------------------|
|   | Fecha                      | Apellidos, nombre     | A. M. P.<br>INGENIERIA |
| Dibujado  | 11/06/10                   | Martínez Porras, Abel |                        |
| Instalación fotovoltaica de 5MW instalada en L'ametlla de Mar (Tarragona) |                            |                       | Plano: 07              |
| Escala  | Cableado y puesta a tierra |                       |                        |
| SITUACIÓN:  |                            |                       | L'AMETLLA DE MAR (TGN) |
|   |                            |                       |                        |

ZANJA SIMPLE



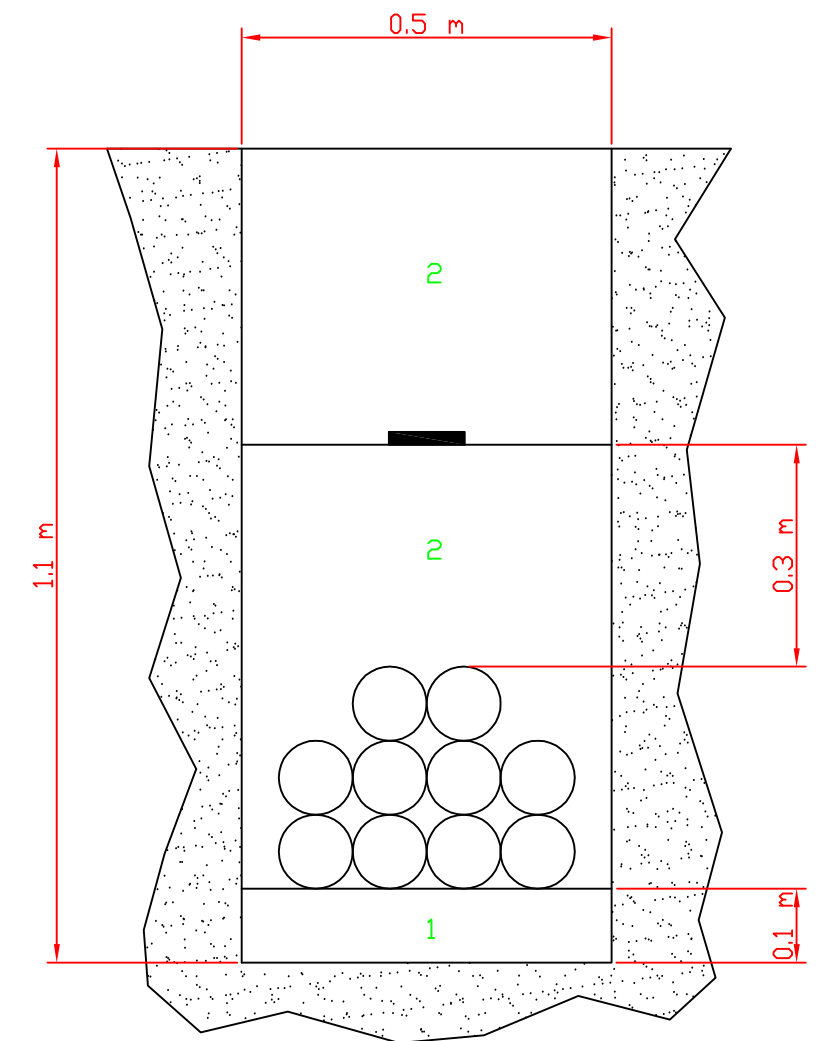
- 1 Arena fina compactada
- 2 Arena compactada
- 3 Tierra compactada procedente de la excavación

ZANJA CRUCE CAMINOS  
O ZONAS DE PASO



- 1 Arena fina compactada
- 2 Arena compactada
- 3 Tierra compactada procedente de la excavación
- 4 Hormigón HM-150

ZANJA PASOS DE AGUA



- 1 Arena fina compactada
- 2 Hormigón HM-150

— — Cinta de señalización

|   |          |                       |                                      |
|---|----------|-----------------------|--------------------------------------|
|   | Fecha    | Apellidos, nombre     | A. M. P.<br>INGENIERIA               |
| Dibujado  | 11/06/10 | Martínez Porras, Abel |                                      |
| Instalación fotovoltaica de 5MW instalada en L'ametlla de Mar (Tarragona) |          |                       |                                      |
| Escala  | Zanjas   |                       | Plano: 08                            |
| — —   |          |                       |                                      |
|   |          |                       | SITUACIÓN:<br>L'AMETLLA DE MAR (TGN) |

## PRESUPUESTO

## INDICE

|      |   |   |
|------|---|---|
| 1    | PRESUPUESTO DEL MATERIAL PARA UN GRUPO DE 100KW ..... | 3 |
| 1.1  | Generador fotovoltaico .....                          | 3 |
| 1.2  | Seguidor solar .....                                  | 3 |
| 1.3  | Comunicación de datos.....                            | 3 |
| 1.4  | Inversor y protecciones.....                          | 4 |
| 1.5  | Cableado eléctrico .....                              | 4 |
| 1.6  | Contadores y protección .....                         | 5 |
| 1.7  | Tierras.....  | 5 |
| 1.8  | Material auxiliar .....                               | 5 |
| 1.9  | Centro de BT/MT .....                                 | 5 |
| 1.10 | Coste total grupo generador.....                      | 6 |
| 2    | COSTE HUERTA SOLAR .....                              | 6 |
| 3    | COSTE INGENIERÍA .....                                | 7 |
| 4    | IVA.....  | 7 |
| 5    | COSTE TOTAL HUERTA SOLAR (5MW) .....                  | 7 |



## 1 PRESUPUESTO DEL MATERIAL PARA UN GRUPO DE 100KW

Tras separar en varias secciones el grupo generador se ha procedido al cálculo del coste de este.

### 1.1 Generador fotovoltaico

| Detalle de los componentes  | Unidades | Unidad/€     | Importe (€)      |
|---|----------|--------------|------------------|
| Módulo fotovoltaico Suntech de 210Wp, modelo STP210 18/Ub                                   | 552      | 283,5        | 156.492          |
| Caja de conexión SolarMax modelo MaxConnect plus Tipo 900 – 120 – 16 (plus)                 | 3        | 4273         | 12.819           |
| Material diverso de fijación, canales metálicos, terminales de conexión, tubos flexibles... | 1        | 670          | 670              |
| Trabajo de fijación de los paneles a la estructura del seguidor.                            | 1        | 2400         | 2.400            |
|   |          | <b>TOTAL</b> | <b>172.381 €</b> |

Tabla 6.1 - Coste generador fotovoltaico.

### 1.2 Seguidor solar

| Detalle de los componentes   | Unidades | Unidad/€     | Importe (€)     |
|--|----------|--------------|-----------------|
| Seguidor solar de 2 ejes Ades de 318m2, modelo 8F-22M  | 3        | 27.000       | 81.000          |
| Sistema completo de comunicaciones seguidores  | 3        | 230          | 690             |
| Anemómetro calefactado (para protección ante vientos superiores a 14m/s, incluido poste de 12 m de altura y armario de conexión) | 1*       | 300          | 300             |
| Transporte del material hasta el lugar de montaje  | 3        | 1.400        | 4.200           |
| Montaje: jefe de obra que se responsabilizara del correcto montaje de las parrillas sobre el seguidor y su embulonamiento.       | 3        | 500          | 1.500           |
| Cimentación de hormigón zapata del seguidor  | 3        | 3.600        | 10.800          |
|  |          | <b>TOTAL</b> | <b>98.490 €</b> |

Tabla 6.2 – Coste seguidor solar.

\*Se recomienda un anemómetro cada 20 seguidores. El coste de cada anemómetro es de 2.000€ Para realizar este cálculo dividiremos el coste del anemómetro entre el número de seguidores recomendados para posteriormente multiplicarlo por el número de seguidores (3) que conforman un grupo de 100kW.

### 1.3 Comunicación de datos

| Detalle de los componentes  | Unidades | Unidad/€     | Importe (€)    |
|---|----------|--------------|----------------|
| Software comunicación de SolarMax, modelo MaxTalk                                     | 1        | 343,62       | 344            |
| Comunicación vía internet SolarMax, modelo MaxWeb                                     | 1        | 1.126        | 1.126          |
| Tarjeta RS 232  | 1        | 220          | 220            |
| Montaje de los componentes (incluidas en coste del montaje del inversor y protección) | 1        | 0            | 0              |
|   |          | <b>TOTAL</b> | <b>1.690 €</b> |

Tabla 6.3 – Coste comunicación de datos.

## 1.4 Inversor y protecciones

| Detalle de los componentes  | Unidades | Unidad/€     | Importe (€)     |
|---|----------|--------------|-----------------|
| Inversor solar trifásico SolarMax, modelo SolarMax 100C de 100 Kw   | 1        | 22.800       | 22.800          |
| Interruptor magnetotérmico de Hager, modelo H160n                   | 1        | 605,38       | 605             |
| Relé diferencial de Hager, modelo HR425                             | 1        | 282,78       | 283             |
| Transformador toroidal circular 70 mm de Hager, modelo HR802        | 1        | 143,72       | 144             |
| Montaje y ajuste del inversor y conjunto de protecciones integradas | 1        | 275          | 275             |
|   |          | <b>TOTAL</b> | <b>24.107 €</b> |

Tabla 6.4 – Coste inversor.

## 1.5 Cableado eléctrico

| Detalle de los componentes  | Unidades | Unidad/€     | Importe (€)     |
|---|----------|--------------|-----------------|
| Cable unipolar de cobre de Prysmian modelo TECSUN (PV) (AS) con diámetro 4 mm, tensión asignada de 0,6/1 kV (CC) y instalados dentro de tubos de canalización (aislamiento clase II). | 1.221    | 3,82         | 4.664           |
| Líneas trifásicas de cable unipolar de cobre de Prysmian modelo AFUMEX 1000V (AS) con diámetro 240 mm, tensión asignada de 0,6/1 kV (CA) y enterrado directamente en zanjas.          | 98,4     | 161          | 15.842          |
| Líneas trifásicas de cable unipolar de cobre de Prysmian modelo AFUMEX 1000V (AS) con diámetro 185 mm y tensión asignada de 0,6/1 kV (CA) y enterrado directamente en zanjas.         | 79,2     | 136          | 10.771          |
| Líneas trifásicas de cable unipolar de cobre de Prysmian modelo AFUMEX 1000V (AS) con diámetro 150 mm y tensión asignada de 0,6/1 kV (CA) y enterrado directamente en zanjas.         | 60       | 105          | 6.300           |
| Líneas trifásicas de cable unipolar de cobre de Prysmian modelo AFUMEX 1000V (AS) con diámetro 120 mm y tensión asignada de 0,6/1 kV (CA) y enterrado directamente en zanjas.         | 22       | 85           | 1.870           |
| Líneas trifásicas de cable unipolar de cobre de Prysmian modelo AFUMEX 1000V (AS) con diámetro 95 mm y tensión asignada de 0,6/1 kV (CA) y enterrado directamente en zanjas.          | 18,8     | 76           | 1.429           |
| Líneas trifásicas de cable unipolar de cobre de Prysmian modelo AFUMEX 1000V (AS) con diámetro 70 mm y tensión asignada de 0,6/1 kV (CA) y enterrado directamente en zanjas.          | 23,6     | 56           | 1.322           |
| Trabajos de excavación de zanjas, colocación de los conductores y conexión a los diferentes equipos de la instalación, compactamiento posterior de las zanjas.                        | 1        | 2.700        | 2.700           |
|   |          | <b>TOTAL</b> | <b>41.153 €</b> |

Tabla 6.5 - Coste cableado eléctrico.

## 1.6 Contadores y protección

| Detalle de los componentes  | Unidades | Unidad/€     | Importe (€)    |
|---|----------|--------------|----------------|
| Contador energía eléctrica de Circuito, modelo Cirwatt C – C410-UD1C-10C              | 1        | 507          | 508            |
| Armario contador de Uriarte, modelo URV-1-6-FOT                                       | 1        | 1.548        | 1.548          |
| Analizador de calidad de suministro de Circuito, modelo QNA-412 (CONEXIÓN RS-232/485) | 1        | 3.296,74     | 3.297          |
| Caja general de protección de Uriarte, modelo GL-160-A9                               | 1        | 118,82       | 119            |
| interruptor de corte en carga de 160 A  | 1        | 154,34       | 154            |
| Varistores de línea   | 24       | 81           | 1.944          |
| Montaje y ajuste de los componentes   | 1        | 250          | 250            |
|   |          | <b>TOTAL</b> | <b>7.820 €</b> |

Tabla 6.6 – Coste contadores y protecciones.

## 1.7 Tierras

| Detalle de los componentes   | Unidades | Unidad/€     | Importe (€)    |
|--|----------|--------------|----------------|
| Conductor de protección de cobre (Color verde – amarillo), de diferentes secciones, para la conexión a la tierra de las masas metálicas de los circuitos de CC y AC. | 238      | 10,75        | 2.559          |
| Montaje del material para la puesta a tierra de la instalación de CC y CA  | 1        | 225          | 225            |
|  |          | <b>TOTAL</b> | <b>2.784 €</b> |

Tabla 6.7 – Coste tierras.

## 1.8 Material auxiliar

| Detalle de los componentes  | Unidades | Unidad/€     | Importe (€)    |
|---|----------|--------------|----------------|
| Punto de luz para señalización nocturna da la posición relativa de cada seguidor. | 3        | 15           | 45             |
| Sistema de seguridad y monitorización   | 1*       | 30.200       | 604            |
| Vallado perimetral y puertas  | 8.897    | 25,20        | 4.484          |
|   |          | <b>TOTAL</b> | <b>5.133 €</b> |

Tabla 6.8 - coste material auxiliar.

El importe del sistema de seguridad y monitorización es el presupuestado para la huerta solar, para realizar el cálculo para cada generador dividiremos el coste Unidad/€entre el total de grupos generadores que conforman la huerta solar.

## 1.9 Centro de BT/MT

Los componentes que forman parte del centro de BT/MT no serán incluidos en el cálculo del presupuesto de la huerta solar, ya que estos correrán por parte del promotor del proyecto.

| Detalle de los componentes                            | Unidades | Unidad/€ | Importe (€) |
|---|----------|----------|-------------|
| Transformador trifásico de BT/MT de 2 MW de Ormazábal | 3        | -----    | -----       |
| Centro de BT/MT Ormazábal                             | 3        | -----    | -----       |
| Aparamenta centro de BT/MT                            | 3        | -----    | -----       |
| TOTAL   |          |          | -----       |

Tabla 6.9 – Coste centro BT/MT.

### 1.10 Coste total grupo generador

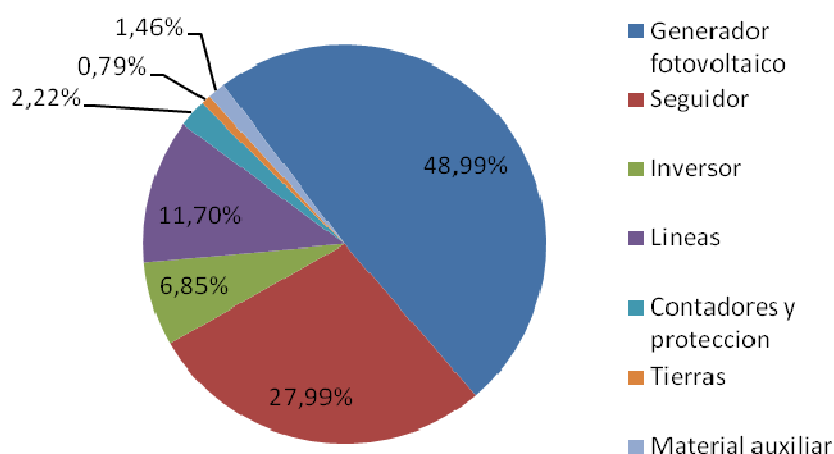
| Detalle de los componentes del grupo generador | Importe (€) | Importe total (€) | Importe (%) |
|--|-------------|-------------------|-------------|
| Generador fotovoltaico                         | 172.381     | 8.619.050         | 48,99       |
| Seguidor                                       | 98.490      | 4.924.500         | 27,99       |
| Inversor                                       | 24.107      | 1.205.344         | 6,85        |
| Líneas   | 41.153      | 2.057.665         | 11,70       |
| Contadores y protección                        | 7.820       | 390.979           | 2,22        |
| Tierras  | 2.784       | 139.175           | 0,79        |
| Material auxiliar                              | 5.133       | 256.654           | 1,46        |
| Centro de MT                                   | 0           | 0                 | 0           |
| TOTAL  | 351.617 €   | 17.580.868 €      | 100,00      |

Tabla 6.10 – Coste total grupo generador.

Cada grupo generador que conforma el total de la huerta solar tiene un coste total de € IVA no incluido.

Como se ha comentado anteriormente el coste del centro de BT/MT no se ha tenido en cuenta para realizar este cálculo como tampoco se ha incluido el valor de la parcela en la que se realizara dicha instalación, estas corren por parte del promotor.

En el siguiente grafico podemos observar la distribución de los costes del grupo generador.



Gráfica C.1 - Porcentaje del coste del grupo generador (100kW)

## 2 COSTE HUERTA SOLAR

La huerta solar se constituye por un total de 50 grupos generadores.

| Concepto                    | Importe (€)         |
|-----------------------------|---------------------|
| Generador fotovoltaico x 50 | 351.862             |
| <b>TOTAL</b>                | <b>17.593.368 €</b> |

Tabla 6.11 – Coste huerta solar.

### 3 COSTE INGENIERÍA

Importe calculado sobre el coste total de la huerta solar.

| Concepto  | Importe (€)        |
|---|--------------------|
| Costes generales (ingeniería y tramitación administrativa: 10%) | 1.759.337          |
| Beneficio industrial de la ingeniería (7%)                      | 1.231.535          |
| <b>TOTAL</b>  | <b>2.990.872 €</b> |

Tabla 6.12 - Coste ingeniería.

### 4 IVA

| Concepto                 | Importe (€)        |
|--------------------------|--------------------|
| Coste huerta solar (16%) | 2.814.929          |
| Coste ingeniería (16%)   | 478.540            |
| <b>TOTAL</b>             | <b>3.293.478 €</b> |

Tabla 6.13 – Coste IVA.

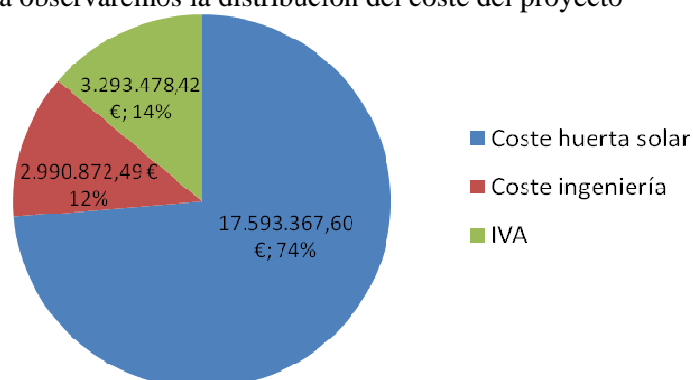
### 5 COSTE TOTAL HUERTA SOLAR (5MW)

| Concepto           | Importe (€)         |
|--------------------|---------------------|
| Coste huerta solar | 17.593.368          |
| Coste ingeniería   | 2.990.873           |
| IVA                | 3.293.478           |
| <b>TOTAL</b>       | <b>23.877.719 €</b> |

Tabla 6.14 - Coste total huerta solar

Por tanto, el montante total al que asciende la obra es de VENTITRÉS MILLONES OCHOCIENTOS SETENTA Y SIETE MIL SETECIENTOS DIECINUEVE €

En la siguiente gráfica observaremos la distribución del coste del proyecto



Gráfica 6.2 Porcentaje del coste del proyecto

## BIBLIOGRAFIA Y NORMATIVA

---

**INDICE**

|     |                                   |   |
|-----|-----------------------------------|---|
| 1   | Bibliografía escrita .....        | 3 |
| 1.1 | Libros y revistas .....           | 3 |
| 1.2 | Instituciones y asociaciones..... | 3 |
| 1.3 | Foros y bloques.....              | 3 |
| 1.4 | Empresas comerciales.....         | 3 |
| 2   | Programas informaticos.....       | 4 |
| 3   | Normativa.....                    | 4 |
| 3.1 | Eléctrica.....                    | 4 |
| 3.2 | Solar.....                        | 5 |
| 3.3 | Seguridad y salud laboral .....   | 6 |
| 3.4 | Medio ambiente .....              | 6 |

## 1 BIBLIOGRAFIA ESCRITA

### 1.1 Libros y revistas

- ICAEN Atlas de Radiación Solar a Cataluña. Edición 2001. Albert Mitjà i Sarvisé
- IDAE, Resumen plan de energías renovables en España 2005 – 2010, 21 Julio 2005
- UNE 157001 –febrero 2002-Criterios generales para la elaboración de proyectos
- Greenpeace, Renovables 2050, José Luis García Ortega y Alicia Cantero, Noviembre 2005
- Schneider, Manual teórico-práctico Instalaciones de baja tensión, Diciembre 2007
- Energías renovables. Edición 2004 Antonio Creus Soler
- Instalaciones eléctricas, McGraw Hill, edición 2007. Antonio Jesús Conejo Navarro

### 1.2 Instituciones y asociaciones

- [www.ametllamar.cat](http://www.ametllamar.cat)
- [www.greenpeace.org/espana](http://www.greenpeace.org/espana)
- [www.icc.cat](http://www.icc.cat)
- [ovc.catastro.meh.es](http://ovc.catastro.meh.es)
- [www.icaen.net](http://www.icaen.net)
- [www.asif.org](http://www.asif.org)
- [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [re.jrc.ec.europa.eu/pvgis](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis)
- [www.endesa.es](http://www.endesa.es)
- [www.bde.es](http://www.bde.es)
- [www.boe.es](http://www.boe.es)
- [cataleg.upc.edu](http://cataleg.upc.edu)

### 1.3 Foros y bloques

- [www.voltimum.es](http://www.voltimum.es)
- [energiasolarfotovoltaica.blogspot.com](http://energiasolarfotovoltaica.blogspot.com)
- [www.foro-industrial.com](http://www.foro-industrial.com)
- [www.solarweb.net/forosolar](http://www.solarweb.net/forosolar)
- [www.energias-renovables.com](http://www.energias-renovables.com)
- [www.voltimum.es](http://www.voltimum.es)

### 1.4 Empresas comerciales

- [www.ades.tv](http://www.ades.tv)
- [www.prysmian.es](http://www.prysmian.es)



- [www.ormazabal.com](http://www.ormazabal.com)
- [www.hager.es](http://www.hager.es)
- [www.suntech-power.com](http://www.suntech-power.com)
- [www.safybox.com](http://www.safybox.com)
- [www.circuitor.es](http://www.circuitor.es)
- [www.mechint.es](http://www.mechint.es)

## 2 PROGRAMAS INFORMATICOS

- PVSYST V5.06 - Simulación instalaciones fotovoltaicas
- MaxDesign – Diseñador fotovoltaico de SolarMax

## 3 NORMATIVA

### 3.1 Eléctrica

- **RD 842/2002** de 2 de Agosto, por el que se aprueba el **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión** e instrucciones técnicas complementarias ITC BT 01 a 051.
- **RD 1955/2000** de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Ley 54/1997** de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico
- **Orden de 16 de abril de 1991** por la que se modifica el punto 3.6 de la instrucción técnica complementaria MIE-RAT 06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas subestaciones y centros de transformación. BOE de 24 de abril de 1991.
- **Orden de 6 de julio de 1984** de Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y centros de Transformación.
- **Orden de 23 de julio de 1988** que por la que se actualizan las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT del Reglamento sobre condiciones técnicas garantías de seguridad en centrales eléctricas subestaciones y centros transformación. BOE de 5 de julio de 1988.
- **Orden de 27 de noviembre de 1987** por la que se actualizan las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT13 y MIE-RAT 14 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas subestaciones y centros de transformación.
- **Orden de 18 de octubre de 1984** complementaria a la de 6 de julio que aprueba instrucciones técnicas complementarias el reglamento sobre condiciones técnicas garantías de seguridad en centrales eléctricas subestaciones y centros transformación.
- **RD 3272/1982** de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y Garantías Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. BOE del 1 de diciembre de 1982.

### 3.2 Solar

- **R. D. 661/2007, de 25 de mayo**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Resolución de 27 de septiembre de 2007**, de la Secretaria General de Energía, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del R.D.661/2007, de 25 de mayo.
- **R.D. 1578/2008**, de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del R.D. 661/2007, de mayo, para dicha tecnología
- **Instrucción 5/2006** sobre la evacuación de energía de instalaciones fotovoltaicas individuales compartiendo infraestructuras de interconexión (Parques Solares).
- **RD 1454/2005** de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- **RD 436/2004** de 12 de Marzo sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- **RD 385/2002** de 26 de abril, por el que se modifica el RD 2018/1997, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.
- **RD 841/2002** de 2 de agosto, por el que se regulan las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas Obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los Comercializadores de su energía eléctrica producida. BOE de 2 setiembre de 2002.
- **Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a Red** del I.D.A.E. (PTC-C Rev.- Octubre 2002).
- **RD 1433/2002** de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en el Régimen Especial. BOE de 21 de diciembre de 2002.
- **Resolución de 31 de mayo de 2001**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- **NTP Instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red de media tensión** de FECSA ENDESA (NTP-FVMT. Junio 2009)
- **RD 1663/2000** de 29 de Septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- **RD 2818/1998** de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- **Ley 54/1997** de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, publicada en el BOE de 28 De noviembre de 1997. Modificado en cuanto a las referencias al Ministerio de Industria y Energía y al Ministro de Industria y Energía han de entenderse hechas al Ministerio de Industria, y al Ministro de Industria , Turismo y Comercio respectivamente por el artículo 10 del RD 553/2004 de 17 de abril.
- **RD 2018/1997** de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.
- **Corrección** de errores de **R.D. 1578/2008**, de septiembre.

- **Orden ITC 1522/2007**, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables.
- **RD 2818/1998**, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- **Resolución de 31 Mayo de 2001**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de la factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- **Orden, 5 de septiembre de 1985**, por la que se establecen normas administrativas y técnicas por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5kVA y centrales de autogeneración eléctrica.

### 3.3 Seguridad y salud laboral

- **Ley 54/2003** de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- **RD 486/1997** de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- **RD 1627/1997** de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- **RD 1627/1996** por las que se establecen las Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- **Ley 31/1995** de 8 de noviembre sobre la prevención de riesgos laborales. BOE de 10 de noviembre de 1995.
- **RD 1403/1986** de 9 de mayo, por el que se establece la Señalización de seguridad en los centros y locales de trabajo. BOE de 8 de julio de 1986.
- **Orden del 7 de Abril de 1970** por el que se establece la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- Reglamento de Seguridad y Salud en el trabajo en la industria de la Construcción, del Ministerio de Trabajo.

### 3.4 Medio ambiente

- **Decreto 143/2003**, ley sobre la Intervención Integral de la Administración (LIIAA).
- **Ley 1/2001**, por el que se establece la evaluación del Impacto Ambiental.
- **RDL 9/2000**, de 6 de Octubre, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de Evaluación de Impacto Ambiental.
- **Ley 5/1999**, de 8 de Abril, sobre evaluación del impacto ambiental.
- **Orden de 15 marzo de 1963**, del Ministerio de Gobernación, por el que se establecen las Instrucciones Complementarias para la aplicación del Reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas. BOE de 2 de abril de 1963.
- **RD 2414/1961** de 30 de noviembre de 1961, por el que se establece el Reglamento de actividades molestas, insalubre, nocivas y peligrosas. BOE de 7 de marzo de 1962.

## CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

---

**INDICE**

|   |                    |   |
|---|--------------------|---|
| 1 | CONCLUSIONES.....  | 3 |
| 2 | PERSPECTIVAS ..... | 3 |

## 1 CONCLUSIONES

Tras la realización de este proyecto se ha podido obtener una visión completa de los puntos que lo conforman. Analizando los aspectos técnicos, medioambientales y normativos de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, en nuestro caso las huertas solares. Llegando a la conclusión de que a todos los efectos, el diseño de la central solar resulta técnica y económicamente viable.

Nos hemos interesado especialmente en los elementos que conforman el grupo generador, como son el seguidor solar de doble eje que al situar a los paneles en la posición óptima, al disponer de una estructura móvil, para obtener la radiación solar aumentamos la máxima producción eléctrica. Los paneles fotovoltaicos de alto rendimiento y el seguidor solar cuyas características técnicas exprimen los paneles para extraer la máxima energía posible en cada momento.

La configuración de la instalación ha sido pensada para la optimización y obtener el máximo rendimiento económico, con seguidores de gran capacidad de instalación de paneles y un único inversor al que verter toda la energía generada a la red. Aunque la situación de los inversores teóricamente no es la opción más eficiente, por las dimensiones que estos alcanzan imposibilitan la situación en el interior del tronco de los seguidores y se aumentan las pérdidas en corriente alterna, a la práctica es la configuración que mejor se adapta a nuestras circunstancias.

El dimensionado de los paneles es sumamente importante ya que además de determinar los valores teóricos de entrada del inversor representan a nivel económico la mayor porción, 49%, del coste de la instalación.

Económicamente estas instalaciones requieren de una fuerte inversión inicial la cual es retornada a los pocos años de su implementación generando una gran cantidad de beneficios al final de su vida útil, la cual se puede estimar alrededor de los 25 años.

Aunque actualmente el rendimiento de los módulos fotovoltaicos es bajo, gracias al incentivo económico al que se dotan las instalaciones generadoras en régimen especial estas tienen una gran rentabilidad económica. Comportando actualmente que se haya producido un aumento espectacular de la potencia fotovoltaica instalada, contribuyendo al beneficio social y ambiental.

Como hemos podido comprobar anteriormente la reducción de emisiones a la atmósfera de gases invernadero es uno de los puntos a favor para la utilización de esta tecnología. Además del bajo impacto ecológico que se produce al realizar la instalación, pudiendo aprovechar el terreno restante para la práctica de la agricultura o dejándolo libre para la utilización de este por la fauna y flora de la zona.

## 2 PERSPECTIVAS

Este tipo de instalación, como todas las que se alimentan de energías limpias y renovables, es a día de hoy el camino a seguir para poder seguir alimentando una sociedad que día a día sigue creciendo aumentando el consumo energético. El despertar de los gigantes asiáticos está provocando el aumento de precios del crudo y al mismo tiempo reduciendo drásticamente sus reservas. La mengua de combustibles fósiles comporta el aumento del precio, provocando que en un futuro no muy lejano no sea viable su utilización, relegándolos en un segundo plano.

Es primordial el aumento del rendimiento de los paneles para optimizar la generación de energía eléctrica, mediante la utilización de nuevos materiales para su construcción. La tendencia actual es que disminuya el precio del kWh producido siendo necesario que evolucione la tecnología para disminuir el coste de los paneles y siga siendo rentable su producción.

Si se cumplen las circunstancias anteriormente citadas el futuro de las energías renovables será muy halagüeño. A nivel estatal se ha realizado el plan PANER (Plan de acción nacional de energías renovables de España) en el cual se prevé aumentar las instalaciones generadoras de energía vía energías renovables en detrimento de las no renovables, produciendo una disminución de la dependencia energética de otros países y disminuyendo las emisiones generadas, cumpliendo con el protocolo de Kyoto.

El sector automovilístico ya ha visto las orejas al lobo y está centrando todos sus esfuerzos en la disminución del consumo y la generación de vehículos impulsados por motores eléctricos (mediante la conversión de combustible en energía eléctrica o la conexión a la red eléctrica para cargar sus baterías). Estos avances repercutirán a las instalaciones de poca potencia destinadas a la electrificación de edificios mejorando el rendimiento de las baterías utilizadas.