



TÍTULO

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SOBRE
NAVE INDUSTRIAL**

AUTOR

Miguel Ángel Monsalve Pardo

Tutor
Curso

ISBN

©

©

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2010

Pedro Pérez Higuera

**POP Tecnología de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica (2008/2009)**

978-84-693-6129-0

Miguel Ángel Monsalve Pardo

Para esta edición, la Universidad Internacional de Andalucía



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 2.5 España.

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
 - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
 - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
-
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
 - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
 - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

I Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCÍA

Máster

Enseñanza Virtual - UNIA:<http://campusvirtual.unia.es/>

MEMORIA:

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SOBRE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR:

MIGUEL ÁNGEL MONSALVE PARDO

TUTOR:

PEDRO PÉREZ HIGUERAS

Índice

1.	Introducción	4
2.	Objetivos.....	4
3.	Descripción y justificación de la solución adoptada	5
4.	Normativa de aplicación	7
5.	Características técnicas de la instalación	8
5.1.	<i>Módulo fotovoltaico propuesto</i>	8
5.2.	<i>Generador</i>	10
5.3.	<i>Configuración de la instalación, seguridad y protecciones</i>	10
5.4.	<i>Características de la estructura soporte. Orientación óptima</i>	14
5.5.	<i>Características más relevantes del inversor.....</i>	15
5.6.	<i>Características de los conductores de corriente continua</i>	16
5.7.	<i>Características de los conductores de corriente alterna.....</i>	17
6.	Cálculos y dimensionamiento	18
6.1.	<i>Radiación solar. Energía generada por la instalación. Productividad.....</i>	18
6.2.	<i>Dimensionamiento del inversor</i>	22
6.3.	<i>Dimensionamiento del generador.....</i>	23
6.4.	<i>Cálculo de las secciones de las líneas de corriente continua</i>	25
6.5.	<i>Cálculo de las protecciones en la red de corriente continua</i>	30
6.6.	<i>Dimensionado de los interruptores de corriente continua</i>	30
6.7.	<i>Cálculo de las secciones de las líneas de corriente alterna.....</i>	32
6.8.	<i>Cálculo de las protecciones en la red de corriente alterna.....</i>	33
7.	Planos	34
8.	Presupuesto	34
9.	Conclusiones.....	35
10.	Bibliografía	36

1. Introducción

En el presente trabajo se realiza el diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a red sobre la cubierta de una nave. La nave pertenece a las instalaciones de una planta de calibrado de cebada situada en Anchuelo, provincia de Madrid. La potencia del generador será de 79.420 Wp y la potencia nominal de la instalación será de 80 kW. La instalación se beneficiaría de una tarifa regulada superior por su integración arquitectónica, además, se utiliza una superficie improductiva que aportará un ingreso adicional a la empresa titular de la nave. La cubierta tiene una superficie aproximada de 855 m², con una pendiente del 20° y orientada al Sur con solo una desviación de unos 2° al este.

2. Objetivos

El objetivo del presente trabajo es el diseño y dimensionamiento de un SFCR, centrándose en el diseño de la tecnología, el dimensionamiento y la configuración, buscando obtener la solución óptima en seguridad y economía.

No se realizarán estudios económicos o financieros, pero el principal objetivo es dimensionar correctamente los elementos del sistema con el fin de utilizar la tecnología justa y necesaria para obtener la potencia deseada sin comprometer la seguridad y vida útil de la instalación. Así mismo, la instalación se diseñará minimizando al máximo el riesgo para las personas.

3. Descripción y justificación de la solución adoptada

Para la elección del módulo fotovoltaico a utilizar en la instalación, se ha realizado una comparativa entre varios productos del mercado que utilizan distintas tecnologías.

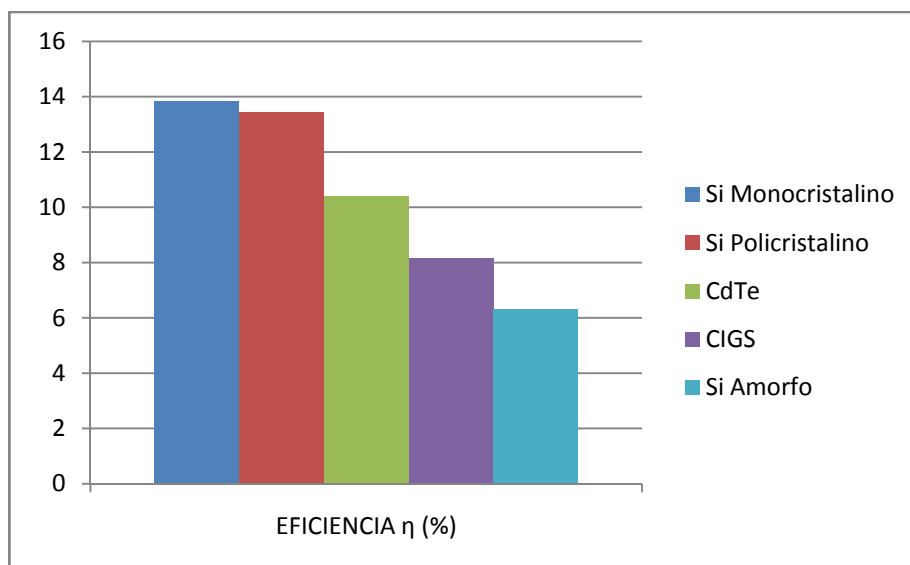


Figura 1: Eficiencia en módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías.

En la tabla se observa el rendimiento de las diferentes tecnologías en productos de alta eficiencia existentes en el mercado actual. Se observa como las tecnologías CdTe, CIGS y Si Amorfo tienen unos rendimientos muy bajos. Estas tecnologías de capa fina o “thin flim” tienen mayor aplicación en otro tipo de instalaciones, en esta instalación no nos serviría para alcanzar 80 kW de potencia nominal.

El panel elegido es el de Si policristalino, que ofrece una eficiencia cercana a la cotas más altas pero con un precio inferior.

La configuración de la instalación será la de un inversor central con tensiones DC altas. Esta configuración ofrece la ventaja de ahorrar en conductores de continua además de simplificar la instalación.

Como contrapartida de este tipo de configuración, las altas tensiones exigen material clase II desde el punto de vista de la seguridad y protecciones. Por otro lado esta configuración es más sensible al sombreado, sin embargo, este no es un problema en nuestra instalación integrada en la cubierta.

Desde el punto de vista de seguridad, elegiremos el esquema de conexiones de generador flotante, ya que en situaciones normales de funcionamiento el generador flotante no presenta riesgo para las personas frente a contactos directos e indirectos. Una persona que toca accidentalmente un conductor activo del generador está protegida por la propia configuración flotante (contacto directo). Defectos de aislamiento tampoco elevan el potencial de las masas de la instalación (contactos indirectos).

Por otro lado, en un generador puesto a tierra se necesita un fallo de aislamiento para producir un cortocircuito mientras que un generador flotante se necesitan dos fallos de aislamiento, por lo tanto el flotante da más garantías y mayor fiabilidad y continuidad de generación frente a averías por fallos de aislamiento.

Utilizaremos además un inversor con controlador permanente de aislamiento o CPI, que ante un fallo de aislamiento, señalice la incidencia. Este dispositivo, integrado en muchos inversores, vigila que la resistencia de aislamiento de la instalación permanezca por encima de unos valores mínimos que impidan que ante contactos directos la corriente por la persona supere los 100 mA.

4. Normativa de aplicación

Para la elaboración del presente proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Normas UNE y recomendaciones UNESA que sean de aplicación.
- Normas particulares de Iberdrola.
- Estructuras de acero en Edificación, EA-95.
- Acciones en la Edificación, AE-88.
- Código Técnico de la Edificación, 2006.
- Instrucción de Hormigón Estructural, EHE-98.
- Normativa de Construcción Sismorresistente, NCSR:02.

5. Características técnicas de la instalación

5.1. Módulo fotovoltaico propuesto

Está constituido por 60 células cuadradas fotovoltaicas de silicio policristalino de alta eficiencia. Las conexiones redundantes múltiples en la parte delantera y trasera de cada célula ayudan a asegurar la fiabilidad del circuito del módulo. El marco de aluminio anodizado y el frente de vidrio de conformidad con estrictas normas de calidad hacen que estos módulos soporten las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su vida útil.

El módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Además cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-viniloacetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio anodizado que provee al perfil de una resistencia mucho mayor a la corrosión.

Las células de alta eficiencia van embutidas en EVA y protegidas contra la suciedad, humedad y golpes por un frente especial de vidrio templado antirreflectante y una lámina de Tedlar en su parte posterior, asegurando de esta forma su total estanqueidad.

El módulo nos garantiza el 80% de la potencia durante 20 años y 2 años contra defectos de fabricación. Además, los módulos y su proceso de producción cumplen las normas UNE/CEI e ISO aplicables y en particular deben cumplir las normas IEC 61215 y UL1703 y ser de Clase II, certificado por TUV. También deben disponer de protección de paso (by-pass diode).

Se muestran a continuación las características técnicas más significativos del módulo en cuestión:

Tipo de módulo	Vidrio – Tedlar (TPT)
Dimensiones (+/-2 mm)	1645 x 995 x 34 mm
Superficie módulo	1,637 m ²
Tipo de célula	Silicio Policristalino
Dimensiones célula	156 x 156 mm

Número de células	60
Espesor de la capa protectora	4 mm
Peso	20 Kg

Tabla 1: Características técnicas del módulo fotovoltaico

Los módulos cumplen las siguientes especificaciones para sus parámetros eléctricos principales en condiciones estándar de operación (Irradiancia: 1.000 W/m² AM: 1,5 Tc: 25 °C (tabla 1):

Potencia pico (Wp)	220 W
Corriente de cortocircuito (Isc)	7,80 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	37,00 V
Tensión punto de máxima potencia (Vmp)	30,01 V
Intensidad punto de máxima potencia (Imp)	7,33 A
Coefficiente de variación de Isc con Temperatura	1,94 mA/°C
Coefficiente de variación de Voc con Temperatura	-125,8 mV/°C
Coefficiente de variación de Pmax con Temperatura	-0,45 %/°C
Temperatura de operación	de -40 a +85 °C
Tensión nominal	30 V
Tensión máxima	1000 V
Índice de tolerancia	+/- 5%

Tabla 2: Características eléctricas del módulo fotovoltaico

5.2. Generador

El generador con una potencia de 79.420 Wp, estará formado por cuatro subgeneradores, tres de ellos compuestos por 5 ramas de 19 módulos y el cuarto compuesto por 4 ramas de 19 módulos.

En total disponemos de 19 ramas con 19 módulos cada una de ellas. Cada subgenerador desemboca en una caja de continua que realiza el paralelo de cada una de sus ramas. En el plano de esquema eléctrico se detalla el diseño del generador con la localización de las ramas y las cajas de continua de cada uno de los subgeneradores.

Sus características principales son las siguientes:

Subgenerador	1	2	3	4
Nº de ramas	5	5	5	4
Nº módulos/rama	19	19	19	19
V_M (V)	570,19	570,19	570,19	570,19
I_M (A)	36,65	36,65	36,65	29,32
P_M (kW)	20,90	20,90	20,90	16,74

Tabla3: Características del generador fotovoltaico

5.3. Configuración de la instalación, seguridad y protecciones

La configuración del generador será de tipo flotante. No se proyectan medidas de protección externa ya que la instalación no está en una zona de alto nivel isocerámico.

En cuanto a protecciones internas, en la red de continua instalaremos descargadores de sobretensión en cada una de las cajas de conexión de los cuatro subgeneradores. En estas además se intalarán interruptores magnetotérmicos para asegurar la protección frente sobreintensidades.

No se ha determinado su instalación a la entrada del inversor ya que suponemos que se escogerá un inversor moderno, ya equipado con dicha protección. En la red de alterna, es conveniente un descargador Clase II a la salida del inversor si este no está protegido, y en el caso de conexión a la red mediante líneas aéreas o en zonas con alto riesgo de caída de rayos, es recomendable la instalación de un dispositivo Clase I lo más cerca posible de la acometida a la red.

La interconexión estará protegida por relés de protección de tensión y frecuencia, un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial.

A continuación se detallan las características de los dispositivos.

Descargadores de sobretensión en las cajas de continua

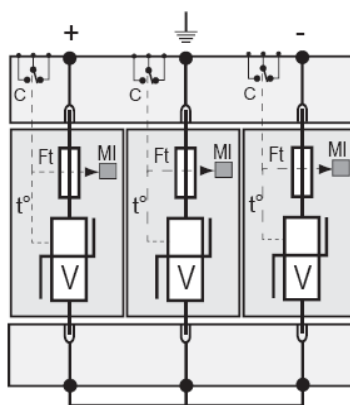
Tensión máxima de régimen permanente U_c	1000 V _{DC}
Corriente de descarga nominal I_n	20 kA
Corriente de descarga máxima I_{max}	40 kA
Nivel de protección a I_n U_p	3 kA
Dimensiones	90 x 67 x 48 mm
Conexión a la red	Por terminales de tornillos
Indicador de desconexión	2 indicadores mecánicos
Montaje	Carril simétrico 35 mm
Temperatura de funcionamiento	-40/+85 °C
Grado de protección	IP20
Material	Termoplástico UL94-V0

Tabla 4: Características de los descargadores de sobretensión de las cajas de continua.

Como observamos en su ficha de características técnicas es adecuado para nuestros subgeneradores ya que posee una tensión máxima de régimen permanente de 1000 V, superior a la tensión de vacío de 896,9 V de los subgeneradores. Además posee un corriente de descarga nominal de 20 kA.

El esquema de conexión es el siguiente, en el que se observa un tercer varistor en serie para alcanzar los 1000 V:

PST31PV



Estos dispositivos se conectarían al electrodo de puesta a tierra de las masas, ya que el objetivo es derivar a tierra dichas sobretensiones peligrosas independientemente de su fuente de procedencia.

Descargador de sobretensión a la salida del inversor

Tipo según IEC 61643-1 y EN 61643-11	I + II
Tensión nominal	3x400/230V/50(60)Hz
Máxima tensión permanente de servicio	3x480/275V/50(60)Hz
Corriente de choque de rayo	12 kA
Corriente máxima de descarga	90 kA
Corriente nominal de descarga	50 kA

Tabla 5: Descargador de sobretensión a la salida del inversor

Interruptores magnetotérmicos en las cajas de continua

	CAJAS 1, 2 y 3	CAJA 4
Polos	2	2
Intensidad de operación media	50 A	40 A
Tensión de operación media	800 V	800 V

Tabla 6: Características de los interruptores magnetotérmicos en las cajas de continua

Interruptor automático magnetotérmico de alterna

Polos	4
Intensidad de operación media	120 A
Tensión de operación media	230/400 V

Tabla 7: Características del interruptor magnetotérmico de alterna

Interruptor diferencial

Polos	4
Intensidad de operación media	120 A
Tensión de operación media	230/400 V
Sensibilidad	30 mA

Tabla 8: Características del interruptor diferencial

Protección externa

La protección se realiza con los siguientes dispositivos equipados en el inversor:

- Relé de protección de máxima y mínima frecuencia, ajustado para operar en frecuencias de 51 y 49 HZ respectivamente.
- Relé de máxima y mínima tensión, ajustado para operar en tensiones de 1,1 y 0,85 Um. Respectivamente.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de actuación de los anteriores relés de protección. Para evitar paradas prolongadas el rearme de dicho interruptor debe ser automático una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

5.4. Características de la estructura soporte. Orientación óptima

En esta instalación se va a utilizar como estructura soporte la propia cubierta de la nave de chapa metálica. La inclinación óptima según "Orientasol" es de 35°, y la orientación óptima es 0° Sur.

La cubierta esta solamente 2° desviada de la orientación óptima. Por otro lado la inclinación es solo de 20°, sin embargo, el tanto por ciento de pérdidas respecto a la inclinación óptima es de tan solo un 3%.

De esta manera, se decide no utilizar estructura portante ya que nos introduciría un coste extra, evitamos problemas de sombreado, no sobrecargamos excesivamente la estructura de la nave y conseguimos una mejor integración arquitectónica.

Como medio de anclaje de los módulos a la chapa de cubierta se proponen perfiles de acero hueco #140.60.4, que se dispondrán en dos aristas opuestas de cada módulo en dirección longitudinal a la pendiente de la cubierta. De esta manera aislamos a los paneles del contacto directo con la cubierta, los dotamos de una estructura de fijación y permitimos la evacuación del agua de lluvia.

5.5. Características más relevantes del inversor

Teniendo en cuenta que la potencia a la entrada del inversor es de 66,71 kW y que la configuración seleccionada es la de inversor central, se debería usar un inversor con una potencia nominal comprendida entre 66,7 kW y 79,42 kW, sin embargo, se ha seleccionado un inversor trifásico con una potencia nominal de 80 kW ya que es el más se aproxima dentro de los disponibles. Esta elección se justifica debido a que el modelo inferior de esta misma serie de inversores (seleccionada por sus dispositivos de seguridad integrados y otras características que se detallan a continuación) de 50 kW de potencia nominal no soportaba la potencia de entrada de 66,71 kW.

Este inversor será específico para sistemas fotovoltaicos conectados a la red y cumplirá la normativa nacional vigente. Entre sus principales características tendrá las siguientes: protección externa o de interconexión, funcionamiento como fuente de corriente mediante IGBT's, seguimiento del punto de máxima potencia, bajo consumo en reposo, incorporación de funciones de monitorización y protección, control del aislamiento del campo de paneles con localización selectiva de fallos y desconexión de seguridad, interfaces estándar de comunicaciones, armarios para montaje directamente sobre el suelo, y ventilación forzada, tiempo medio entre fallos elevado, vida útil superior a los veinte años, etc. Los principales parámetros del inversor se detallan en la siguiente tabla:

Potencia DC máxima	105 kW
Rango de tensiones PMP	430...800 V _{DC}
Tensión de entrada máxima	900 V _{DC}
Corriente de entrada	0...180 I _{DC}
Potencia nominal	80 kW
Potencia AC máxima	88 kW
Tensión de salida	3x400 +10%/-15% V _{AC}
Corriente de salida	0...122 I _{AC}
Factor de potencia	>0,98
Frecuencia	50 +/- 1 Hz

Consumo nocturno	2...7 W
Rendimiento máximo	96%
Rendimiento europeo	94,8%
Temperatura ambiente	-20°C...40°C
Tipo de protección	IP20
Forma de conexión	PWM (IGBT) con transformador
Humedad relativa del aire	0...98%, no hay condensación
Según la CE	EN61000-6-2, EN61000-6-4, EN50178
Símbolo de verificación	TÜV Rheinland
Comunicación de datos	Interfaz RS232/RS485 integrada
Dimensiones (anch x pro x alt)	120 x 80 x 130 cm
Peso	805 kg

Tabla 4: Características del inversor

5.6. Características de los conductores de corriente continua

La sección de todos los conductores de la parte de continua será:

TRAMOS	RAMAS	SECCIÓN DE CABLE (mm ²)	LONGITUD DE CABLE (m)
MÓDULOS-CC DC#1	5	4	10
MÓDULOS-CC DC#2	5	4	16
MÓDULOS-CC DC#3	5	4	16
MÓDULOS-CC DC#4	4	4	16

CC DC#1-INVERSOR	1	10	15
CC DC#2-INVERSOR	1	16	25
CC DC#3-INVERSOR	1	16	35
CC DC#4-INVERSOR	1	16	45

Tabla 5: Características de los conductores CC

El tipo de cable que se usará en el sistema fotovoltaico presenta las siguientes características:

- Tensión normalizada 0.6/1 KV
- Aislamiento polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta exterior: Policloruro de vinilo acrílico “especial interperie” para canalización al aire. Policloruro de vinilo (canalización subterránea)
- Designación: RV 0.6/1 KV canalización subterránea. RV-K 0.6/1 KV resto de canalizaciones.
- Clase 5 (flexible)

El nivel de aislamiento (tensión de ensayo) deberá cumplir las prescripciones de la norma UNE 211123 apartado 14.4 (3.5 KV a frecuencia industrial y $2.4 \times 3.5 = 8.4$ KV para tensión continua).

5.7. Características de los conductores de corriente alterna

Para la parte de corriente alterna se utilizarán conductores de 95 mm² con cable unipolar asilados con polietileno reticulado (XLPE) y con cubierta a base de policloruro de vinilo (PVC), RV 0,6/1kV, de 1x95 mm² Cu para las fases y de 1x50 mm² Cu para el neutro.

6. Cálculos y dimensionamiento

6.1. Radiación solar. Energía generada por la instalación. Productividad.

Los datos de radiación solar utilizados para el cálculo de la energía que generará nuestra instalación han sido obtenidos del programa informático *Meteonorm*. El programa genera un fichero donde se especifica los valores mensuales de radiación horizontal, inclinada, y temperatura ambiente entre otros. Partiendo de los valores de radiación inclinada y temperatura ambiente se genera otra columna con los datos de temperatura del módulo para cada valor de irradiancia y temperatura y, con éstos, utilizando la ecuación simplificada, se calcula los valores de potencia del módulo para cada dato de los valores horarios. A partir de los datos horarios se pueden obtener los mensuales o globales.

Los datos de irradiancia global media diaria mensual en el plano del generador ($\alpha=20^\circ$), temperatura ambiente y velocidad del aire son los siguientes:

MES	$G_{(0, 20^\circ)}$ (kWh/m ²)	Ta (°C)	FF (m/s)
Enero	2,93	6,4	27
Febrero	3,70	7,9	27
Marzo	5,25	11,6	30
Abril	5,67	13,6	36
Mayo	6,51	17,5	30
Junio	7,25	24,3	31
Julio	7,38	26,4	32
Agosto	6,90	26,0	30
Septiembre	5,73	21,3	28
Octubre	4,14	15,7	29

Noviembre	2,90	9,3	29
Diciembre	2,21	6,4	26

Tabla 6: Datos de radiación. Fuente Meteonorm

La expresión de la ecuación simplificada es la siguiente:

$$P_m = P_{m,ref} * \frac{G}{G_{ref}} * [1 + \gamma * (T_c - T_{c,ref})]$$

Donde:

- Pm es la potencia máxima del generador en las condiciones deseadas de irradiancia G y temperatura de la célula Tc.
- Pm,ref es la potencia máxima del generador en las condiciones de referencia (condiciones estándar de medida u otras condiciones en las que se conozca la potencia).
- Gref es la irradiancia en las condiciones de referencia.
- Tc.ref es la temperatura de la célula en las condiciones de referencia.
- γ es el coeficiente de variación del punto de máxima potencia con la temperatura.

Mientras que la temperatura de la célula a partir de la temperatura ambiente la obtenemos mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} * G$$

Donde:

- Tc es la temperatura de célula.
- Ta es la temperatura ambiente.
- TONC es la Temperatura de Operación Nominal del módulo fotovoltaico.
- G es la irradiancia.

Además se han considerado las siguientes pérdidas en la instalación, que suponen un total del 18,32%:

- Pérdidas angulares: Según N. Martín, las pérdidas angulares totales para un módulo cristalino limpio ubicado en Madrid, serían de un 3,78% para una inclinación de 10°, y un 3,15% para 40°. Interpolando para una inclinación de 20°, obtenemos 3,57%.
- Para silicio cristalino en días claros, estas pérdidas pueden llegar a ser del 3%, aunque en días nublados pueden darse ganancias de hasta el 4%. Así vamos a considerar 2,0 % ya que la meteorología de Madrid no se caracteriza por la abundancia de días nublados.
- Cableado: Estas pérdidas suelen ser muy pequeñas si el cableado esta correctamente dimensionado. Vamos a considerar un 0,25%.
- Mismatch: Estas pérdidas suelen asumirse en un 3%.
- No seguimiento del PMP: Consideraremos un 2%.
- Diferencias con la Pn: El rango puede oscilar entre el + - 3% al + - 10%. Consideraremos que las diferencias de Pn van a ser por debajo de la suministrada, considerando así un 3% de perdidas.
- Suciedad: Este valor suele oscilar entre 2-7%. Dado que Madrid no tiene un clima demasiado árido consideraremos un 4%.

Así, se determina la energía producida por la instalación teniendo en cuenta las anteriores pérdidas.

Un módulo generará anualmente 325,85 kWh, multiplicado por el número de módulos de nuestra instalación obtenemos una producción anual de:

$$E = 325,85 \text{ kWh/m}^2 * N_s * N_p * S_m = 325,85 * 19 * 19 \\ = 117.631 \text{ kWh}$$

MES	$G_{(0,20^\circ)}$ (W/m ²)	Tc	Em (kWh)	
			SIN PÉRDIDAS	CON PÉRDIDAS
Enero	122,08	10,4	20,61	16,84
Febrero	154,17	12,9	25,75	21,03
Marzo	218,75	18,7	35,63	29,10
Abril	236,25	21,3	38,05	31,08
Mayo	271,25	26,3	42,71	34,89
Junio	302,08	34,1	45,89	37,48
Julio	307,50	36,4	46,21	37,74
Agosto	287,50	35,3	43,42	35,47
Septiembre	238,75	29,1	37,13	30,33
Octubre	172,50	21,3	27,78	22,69
Noviembre	120,83	13,2	20,15	16,46
Diciembre	92,08	9,4	15,61	12,75

Tabla 7: Energía producida.

La productividad final o Final Yield YF se define como la energía anual producida por el sistema en un cierto periodo de tiempo, por unidad de potencia instalada, expresada en kWh/kWp:

$$Y_F = E_{AC}/P_0 = 325,85 \text{ kWh}/0,220 \text{ kW} = 1481,13$$

La productividad de referencia o Referente Yield YR [5] se define como la irradiación solar anual incidente en el plano del generador fotovoltaico respecto de la radiación nominal de 1 KW/m²:

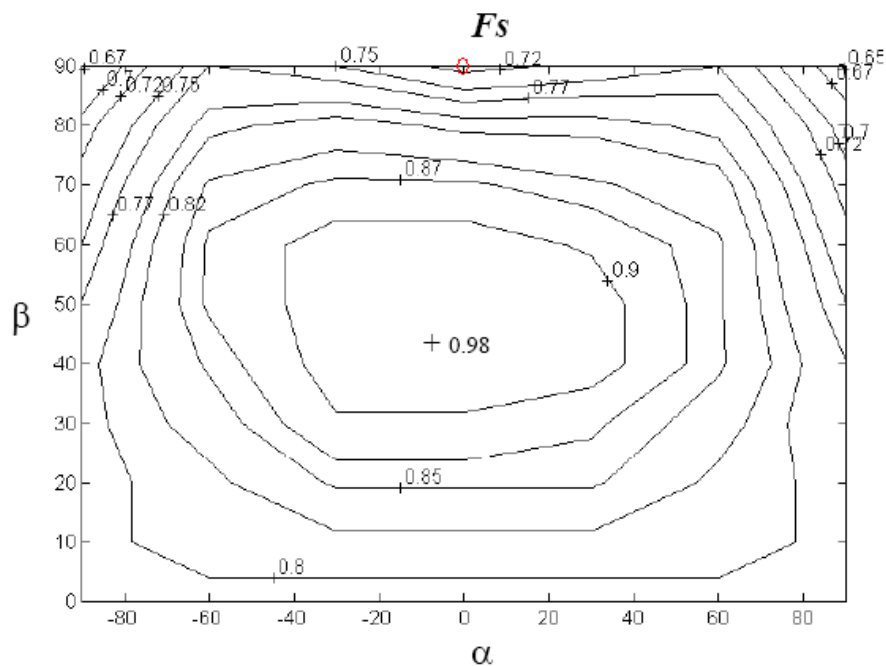
$$Y_R = G_a(\alpha, \beta) / G_{STC} = 1817,1 \text{ kWh} / 1 \text{ kWh} = 1817,1$$

El rendimiento global o Performance Ratio PR es el cociente entre la productividad final y la productividad de referencia:

$$PR = Y_F / Y_R = \frac{1481,13}{1817,1} = 0,815$$

6.2. Dimensionamiento del inversor

Para dimensionar el inversor se parte de la potencia del generador 79,42 kWp y después se obtiene el factor de dimensionado FS. Accediendo a la tabla 10 para un $\alpha = -2^\circ$ y $\beta = 18^\circ$, FS = 0,84.



Así:

$$P_{INV,DC} = P_{GFV,M,STC} * F_S = 79,42 \text{ Kw} * 0,84 = 66,71 \text{ Kw}$$

6.3. Dimensionamiento del generador

Aunque en el dimensionamiento obtendremos la superficie necesaria, realizaremos una comprobación previa: $134,4 \text{ W/m}^2 \times 855 \text{ m}^2 = 114,9 \text{ kW}$.

Primeramente se realiza una primera estimación del número de módulos necesarios:

$$N = \text{Int} \left[\frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] = \text{Int} \left[\frac{80000}{220} \right] = 363 \text{ módulos}$$

Número máximo de módulos conectados en serie, en función de la tensión máxima a la entrada del inversor y la tensión máxima posible generada por los módulos en OC a -10°C :

$$\begin{aligned} \text{máx}(N_{ms}) &= \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_C=-10^\circ\text{C})} \right] \\ &= \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{OC} - \left(35^\circ\text{C} * \frac{(-0,126)\text{V}}{^\circ\text{C}} \right)} \right] \\ &= \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{37\text{V} - \left(35^\circ\text{C} * \frac{(-0,126)\text{V}}{^\circ\text{C}} \right)} \right] \\ &= \text{Int} \left[\frac{900\text{V}}{41,41\text{V}} \right] = 21 \end{aligned}$$

Número mínimo de módulos a conectar en serie en función de la tensión mínima a la que el inversor puede buscar el PMP y la mínima tensión del generador en el PMP, que se da a 70°C .

$$\begin{aligned}
\min(N_{ms}) &= \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m,PMP}}{V_{MOD,m,PMP,(T_C=70^\circ C)}} \right] + 1 \\
&= \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m,PMP}}{V_{MOD,M,PMP} + \left(45^\circ C * \frac{(-0,126)V}{^\circ C} \right)} \right] + 1 \\
&= \text{Int} \left[\frac{430V}{30,01V - 5,67V} \right] + 1 = 18
\end{aligned}$$

Vamos a calcular el número de módulos en paralelo:

$$N_{mp} = \text{Int} \left[\frac{N}{N_{ms}} \right] = \text{Int} \left[\frac{363}{18} \right] = 20$$

$$N_{mp} = \text{Int} \left[\frac{N}{N_{ms}} \right] = \text{Int} \left[\frac{363}{19} \right] = 19$$

$$N_{mp} = \text{Int} \left[\frac{N}{N_{ms}} \right] = \text{Int} \left[\frac{363}{20} \right] = 18$$

$$N_{mp} = \text{Int} \left[\frac{N}{N_{ms}} \right] = \text{Int} \left[\frac{363}{21} \right] = 17$$

En función de la intensidad, el número máximo de módulos en paralelo será:

$$N_{mp} \leq \text{Int} \left[\frac{I_{INV,M,DC}}{I_{MOD,SC,STC}} \right] = \text{Int} \left[\frac{180}{7,80} \right] = 23$$

Por lo tanto escogeremos será 19x19 que es la que más se aproxima a la potencia que se busca:

$$N = N_{ms} * N_{mp} = 19 * 19 = 361 \text{ módulos}$$

Se dispondrán cuatro subgeneradores con la siguiente configuración:

CAJA	RAMAS	LONGITUD DE CABLE RAMAS (m)	LONGITUD DE CABLE CAJA-INVERSOR (m)
CC DC#1	5	24	15
CC DC#2	5	24	25
CC DC#3	5	24	35
CC DC#4	4	23	45
TOTAL	19	95	120

Tabla 8: Características de los subgeneradores

6.4. Cálculo de las secciones de las líneas de corriente continua

Cableado de las 15 ramas de 24 metros:

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo:

$$I_{M,RAMA} = 1,25 * 7,80 A = 9,75 A$$

De acuerdo con las siguientes tablas y tomando del lado de la seguridad una temperatura de funcionamiento de 50 °C, llegamos a la conclusión de que 1,5 mm² es una sección admisible:

$$I = 21 A * 0,9 = 18,9 A > 9,75 A$$

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

Tabla V. Máxima intensidad admisible de cables en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del aire de 40°C (Fuente: norma UNE 20.460-5-523)

Sección (mm ²)	Intensidad admisible (A)
1,5	21
2,5	29
4	38
6	49
10	68
16	91
25	116
35	144
50	175
70	224
95	271
120	314

Ahora comprobaremos que cumple la máxima caída de tensión permisible, suponiendo un 1% (máximo 1,5% según IDAE).

Conductividad cobre (σ) = 56 m•Ω-1•mm-2

$$\begin{aligned}
 S_{m,RAMA\ 50} &= \frac{2 * L_{RAMA} * I_{MOD,M,STC}}{dV_{RAMA} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma} \\
 &= \frac{2 * 24\ (m) * 7,33\ (A)}{0,01 * 19 * 30,01\ (V) * 56\ (m \cdot \Omega - 1 \cdot mm - 2)} \\
 &= 1,10\ mm^2
 \end{aligned}$$

Aunque en los cálculos la sección de 1,5 mm² es admisible, normalmente en la práctica se usa 4 mm² como sección mínima, además esta suele ser la sección de los cables que llevan algunos módulos ya incorporado.

Cableado de las 4 ramas de 23 metros:

Igualmente esta sección de 4 mm² será adecuada para las 4 ramas de 23 m ya que su longitud es menor siendo el mismo número de módulos.

Cableado desde CC DC#1 a inversor:

Estos conductores soportan la intensidad de 5 ramas y tienen 15 metros de longitud.

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo:

$$I_{M,RAMA} = 1,25 * 5 * 7,80 A = 48,75 A$$

De acuerdo con las tablas anteriores y tomando del lado de la seguridad una temperatura de funcionamiento de 50 °C, llegamos a la conclusión de que 10 mm² es una sección admisible:

$$I = 68 A * 0,9 = 61,2 A > 48,75 A$$

Ahora comprobaremos que cumple la máxima caída de tensión permisible, suponiendo un 0,5% (máximo 1,5% según IDEA).

Conductividad cobre (σ) = 56 m•Ω-1•mm-2

$$\begin{aligned} S_{m,RAMA 50} &= \frac{2 * L_{RAMA} * I_{MOD,M,STC}}{dV_{RAMA} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma} \\ &= \frac{2 * 15 (m) * 5 * 7,33(A)}{0,005 * 19 * 30,01 (V) * 56 (m \cdot \Omega - 1 \cdot mm - 2)} \\ &= 6,89 mm^2 \end{aligned}$$

Por lo tanto la sección de 10 mm² es admisible.

Cableado desde CC DC#2 a inversor:

Estos conductores soportan la intensidad de 5 ramas y tienen 25 metros de longitud.

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo:

$$I_{M,RAMA} = 1,25 * 5 * 7,80 A = 48,75 A$$

De acuerdo con las tablas anteriores y tomando del lado de la seguridad una temperatura de funcionamiento de 50 °C, llegamos a la conclusión de que 10 mm² es una sección admisible:

$$I = 68 A * 0,9 = 61,2 A > 48,75 A$$

Ahora comprobaremos que cumple la máxima caída de tensión permisible, suponiendo un 0,5% (máximo 1,5% según IDEA).

Conductividad cobre (σ) = 56 m•Ω-1•mm-2

$$\begin{aligned} S_{m, RAMA 50} &= \frac{2 * L_{RAMA} * I_{MOD, M, STC}}{dV_{RAMA} * N_{ms} * V_{MOD, M, STC} * \sigma} \\ &= \frac{2 * 25 (m) * 5 * 7,33(A)}{0,005 * 19 * 30,01 (V) * 56 (m \cdot \Omega - 1 \cdot mm - 2)} \\ &= 11,48 mm^2 \end{aligned}$$

En este caso la caída de potencial es limitante al ser un conductor de mayor longitud, por lo tanto la sección recomendable será la de 16 mm².

Cableado desde CC DC#3 a inversor:

Estos conductores soportan la intensidad de 5 ramas y tienen 35 metros de longitud.

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo:

$$I_{M, RAMA} = 1,25 * 5 * 7,80 A = 48,75 A$$

De acuerdo con las tablas anteriores y tomando del lado de la seguridad una temperatura de funcionamiento de 50 °C, llegamos a la conclusión de que 10 mm² es una sección admisible:

$$I = 68 A * 0,9 = 61,2 A > 48,75 A$$

Ahora comprobaremos que cumple la máxima caída de tensión permisible, suponiendo un 0,5% (máximo 1,5% según IDEA).

Conductividad cobre (σ) = $56 \text{ m} \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$

$$S_{m,RAMA50} = \frac{2 * L_{RAMA} * I_{MOD,M,STC}}{dV_{RAMA} * N_{ms} * V_{MOD,M,STC} * \sigma}$$

$$= \frac{2 * 35 (m) * 5 * 7,33(A)}{0,005 * 19 * 30,01 (V) * 56 (m \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2})}$$

$$= 16,07 \text{ mm}^2$$

En este caso la caída de potencial es limitante al ser un conductor de mayor longitud. Aunque para reducir la caída de tensión al 0,5% la sección tendría que tener $16,07 \text{ mm}^2$, utilizaremos la sección de 16 mm^2 ya que la diferencia es insignificante y de esta manera obtenemos la misma sección que en la caja de continua 2.

Cableado desde CC DC#4 a inversor:

Estos conductores soportan la intensidad de 4 ramas y tienen 45 metros de longitud.

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo:

$$I_{M,RAMA} = 1,25 * 4 * 7,80 A = 39 A$$

De acuerdo con las tablas anteriores y tomando del lado de la seguridad una temperatura de funcionamiento de $50 \text{ }^\circ\text{C}$, llegamos a la conclusión de que 6 mm^2 es una sección admisible:

$$I = 49 A * 0,9 = 44,1 A > 39 A$$

Ahora comprobaremos que cumple la máxima caída de tensión permisible, suponiendo un 0,5% (máximo 1,5% según IDEA).

Conductividad cobre (σ) = $56 \text{ m} \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$

$$\begin{aligned} S_{m, RAMA 50} &= \frac{2 * L_{RAMA} * I_{MOD, M, STC}}{dV_{RAMA} * N_{ms} * V_{MOD, M, STC} * \sigma} \\ &= \frac{2 * 45 (m) * 4 * 7,33(A)}{0,005 * 19 * 30,01 (V) * 56 (m \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2})} \\ &= 16,52 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

En este caso la caída de potencial es limitante al ser un conductor de mayor longitud. Aunque para reducir la caída de tensión al 0,5% la sección tendría que tener $16,52 \text{ mm}^2$, utilizaremos la sección de 16 mm^2 ya que la diferencia es insignificante y de esta manera obtenemos la misma sección que en las cajas de continua 2 y 3.

6.5. Cálculo de las protecciones en la red de corriente continua

Descargadores de sobretensión

Para su adecuada elección determinaremos la tensión nominal de los subgeneradores (igual en los cuatro), que debe ser superior a la tensión de circuito abierto a 10°C . Además dado que disponemos de protección externa elegiremos un dispositivo de corriente nominal de descarga mayor de 20 kA.

$$V_n = N_s * V_{OC(-10^\circ\text{C})} = 19 * 41,41V * 1,14 = 896,9V$$

6.6. Dimensionado de los interruptores de corriente continua

Interruptor cajas CC DC#1, CC DC#2 y CC DC#3

Debe cumplir el estándar IEC 60364-7-712:

1.- Debe de ser capaz de soportar la tensión máxima que le puede llegar del generador fotovoltaico, cuando las células trabajan a -10°C y están a circuito abierto:

$$V_{MOD,OC,(Tc=-10^{\circ}C)} = V_{MOD,OC,STC} - 35 * \beta_{MOD,Voc}$$

$$= 37V - 35^{\circ}C * \left(-0,126 \frac{V}{^{\circ}C}\right) = 41,41V$$

$$N_{ms} * V_{MOD,OC,(Tc=-10^{\circ}C)} = 19 * 41,41V = 786,79V$$

2.- Debe de ser capaz de soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

$$1,25 * N_{mp} * I_{MOD,SC,STC} = 1,25 * 5 * 7,80 = 48,75A$$

Seleccionaremos un magnetotérmico que soporte 800 V y 48,75 A.

Interruptor caja CC DC#4

Debe cumplir el estándar IEC 60364-7-712:

1.- Debe de ser capaz de soportar la tensión máxima que le puede llegar del generador fotovoltaico, cuando las células trabajan a -10°C y están a circuito abierto:

$$V_{MOD,OC,(Tc=-10^{\circ}C)} = V_{MOD,OC,STC} - 35 * \beta_{MOD,Voc}$$

$$= 37V - 35^{\circ}C * \left(-0,126 \frac{V}{^{\circ}C}\right) = 41,41V$$

$$N_{ms} * V_{MOD,OC,(Tc=-10^{\circ}C)} = 19 * 41,41V = 786,79V$$

2.- Debe de ser capaz de soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

$$1,25 * N_{mp} * I_{MOD,SC,STC} = 1,25 * 4 * 7,80 = 37,44A$$

Seleccionaremos un magnetotérmico que soporte 800 V y 37,44 A.

6.7. Cálculo de las secciones de las líneas de corriente alterna

La línea trifásica alterna del inversor a conexión a red de baja tensión tiene una longitud de 120 metros:

Este debe soportar el 125% de la intensidad nominal de salida del inversor:

$$I_{M,CA} = 1,25 * I_{INV,AC} = 1,25 * 122A = 152,5 A$$

Tabla VI. Máxima intensidad admisible de cables tripolares enterrados en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del terreno de 25°C y una profundidad de los cables de 0,70 m

(Fuente: norma UNE 20.460-5-523)

Sección (mm ²)	Intensidad admisible (A)
1,5	28
2,5	40
4	52
6	66
10	88
16	115
25	150
35	180
50	215
70	260
95	310
120	355

Comprobamos con la sección de 35 mm²:

$$I = 180 A * 0,9 = 162 A > 152,5 A$$

En este tramo dimensionaremos para una caída máxima de tensión permisible de 1,5% y un $\cos \phi = 1$ para trifásica como caso más desfavorable:

$$\begin{aligned}
 S_{m,AC} &= \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{INV,AC} * \cos \phi}{dV_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma} \\
 &= \frac{\sqrt{3} * 120 (m) * 122 A * 1}{0,015 * 400 (V) * 56 (m \cdot \Omega - 1 \cdot mm - 2)} \\
 &= 75,47 mm^2
 \end{aligned}$$

Dada la longitud de la línea de corriente alterna la caída de potencial es limitante por lo tanto deberemos escoger la sección de 95 mm².

6.8. Cálculo de las protecciones en la red de corriente alterna

Descargadores de sobretensión

Nos situaremos en el lado más desfavorable, eligiendo un dispositivo de Clase I+II, considerando suficiente una intensidad nominal de descarga de 50 kA y una tensión nominal de 230 V en trifásica.

Este dispositivo irá conectado al electrodo de puesta a tierra.

Interruptor automático magnetotérmico:

Debe soportar una tensión a la salida del inversor de 400V y $\cos\Phi=1$:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\Phi} = \frac{80000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 115,47 A$$

Debe soportar 115,47 A, 400 V y con curva de disparo C

Interruptor Diferencial:

Debe ser de sensibilidad 30 mA para proteger a las personas

7. Planos

Se adjuntan anexos al presente documento los siguientes planos:

Plano número 1: Localización y emplazamiento

Plano número 2: Esquema eléctrico de la instalación.

Plano número 3: Diseño de la instalación:

- Plano 3-1: Plano de la cubierta
- Plano 3-2: Alzado vista lateral

8. Presupuesto

ELEMENTOS	PRECIOS	UNIDADES	IMPORTE
Módulos 220	440,00 €	361	158.840,00 €
Inversor 80 kW	45.000,00 €	1	45.000,00 €
Estructuras de Sujeción	24.000,00 €	1	24.000,00 €
Cajas de Conexión	140,00 €	4	560,00 €
Cuadros de Protección y Contador de Energía	3.500,00 €	1	3.500,00 €
Cableado Interior	5.500,00 €	1	5.500,00 €
Montaje y Conexionado	60.000,00 €	1	60.000,00 €
Sistemas de Seguridad	10.000,00 €	1	10.000,00 €
Total Presupuesto Ejecución			307.400,00 €
Estudio de Seguridad y Salud	12.000,00 €	1	12.000,00 €
Proyecto de Ingeniería y Dirección de Obra	12.000,00 €	1	12.000,00 €
Tasas y Visados	6.000,00 €	1	6.000,00 €

Base Imponible			337.400,00 €
Importe I.V.A.(16%)			53.984,00 €
Total			391.384,00 €

Tabla 9: Presupuesto

9. Conclusiones

Durante la elaboración del presente trabajo se ha realizado una revisión de todas las materias estudiadas durante la realización del Máster. De esta manera se pone en práctica la combinación de los diferentes elementos que forman un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red para obtener un sistema de generación óptimo desde los puntos de vista de economía y seguridad.

El diseño de los elementos de seguridad, tanto para la instalación como para las personas, ha supuesto una de las partes del proyecto más complejas. La diversidad de dispositivos de seguridad junto con las distintas posibilidades de configuración de un generador fotovoltaico obliga a tener todos los elementos en cuenta a la hora de decidirse por una solución. Además, en el diseño de este SFCR se ha pretendido minimizar al máximo el número de dispositivos y la utilización de las soluciones más modernas.

Por otro lado, la estimación de la energía producida por el sistema también ha presentado dificultad. Esto es debido no tanto a la dificultad de la metodología sino a la elección del procedimiento a seguir. La elección de una de las tantas fuentes de datos de radiación solar, así como del procedimiento para al cálculo de la energía producida por el sistema y los distintos índices de productividad se presentan como una difícil decisión para una persona sin la suficiente experiencia.

La realización del plano de esquema eléctrico y plano de diseño de la instalación también ha supuesto un hándicap importante, fundamentalmente por la falta de experiencia y/o prácticas sobre el terreno.

Para finalizar, se han dejado fuera del presente trabajo dos cuestiones tan importantes como son los aspectos legales y tramitaciones y la evaluación económica. Estos dos aspectos son de vital importancia para el futuro de los SFCR, sin embargo, dado que son aspectos cambiantes y que hay que abordar en el momento exacto de decidir realizar una instalación, se han dejado fuera. Así, el

trabajo se centra en los aspectos tecnológicos, menos volátiles, con el fin de que la realización del presente trabajo sirva para asimilar conocimientos que puedan aplicarse con mayor facilidad en el futuro.

10. Bibliografía

- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a la red. PCT-C. IDAE Febrero 2002
- E. Lorenzo. Retratos de la conexión fotovoltaica a la red IV. Seguidores y Huertas Solares. Era Solar 119, 6-23. 2004.
- M.A. Abella, F. Chenlo. Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Estimación de la energía generada (II). Era Solar 132, 52-67, 2006.
- Meteonorm, METEOTEST, Fabrikstrasse 14, CH 3012 Bern, Suiza. www.meteotest.ch.
- G. Blaesser, D. Munro. Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants. Document B. Analysis and Presentation of Monitoring Data. Report EUR 16339 EN.
- <http://re.jrc.cec.eu.int/pvgis/pv/>
- JRC – Joint Research Centre. Centro de Investigación perteneciente a la Comisión Europea.
- Internacional Energy Agency. <http://www.iea.org/> y <http://www.iea-shc.org/>
- Ecole des Mines de Paris (Armines), Sophia Antipolis, Francia.
- Osterwald C.R. Translation of device performance measurements to reference conditions. Solar cells 18, 269-279, 1986.
- D.L. King, W.E. Boyson, J.A. Kratochvil. Photovoltaic Array Performance Model. Sandia Report N°. SAND2004-3535. Sandia Nacional Laboratorios. August 2004.
- DGS y Ecofys, 2008. Planning and Installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects and engineers. Segunda edición, James & James, Londres
- IDAE, 2002. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas IDAE, Madrid.
- Green, M. A., 2003. Crystalline and thin-film solar cells: state of the art and future potential. Solar Energy 74, 181-192.

- Jantsch M., Schmidt H., Schmid, J., 1992. Results on the concerted action on power conditioning and control. Actas del XI Congreso europeo de Energía solar fotovoltaica,
- Montreux, Suiza, pp. 1589-1592
- Lorenzo E., 2006. Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos. Vol. II, Progensa, Sevilla.
- Luque A., Hegedus S., editores, 2003. Handbook of PV science and engineering. John Wiley & Sons, Chichester.
- Nofuentes G., Almonacid G., 1999. Design tools for the electrical configuration of architecturally-integrated PV in buildings. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 7, 475-488
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto
- Wenham, S., Green, M. A., Watt, M., Corkish, R., 2007. Applied photovoltaics, 2ª Ed. James & James, Padstow (GB).
- UNE 20572-1 CEI 479-1 “Efecto de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Parte 1: Aspectos generales”.
- UNE 20572-2 CEI 479-2 “Efecto de la corriente al pasar por el cuerpo humano Parte 2: Aspectos particulares”
- UNE 20460-4-41 CEI 364-4-41 “Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 47: Protección contra los choques eléctricos”
- UNE 20460-4-44 CEI 364-4-47 “Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 47: Aplicación de medidas de protección para garantizar la seguridad”
- UNE 21185 CEI 1024-1 “Protección de las estructuras contra el rayo y principios generales”
- IEC 60364-7-712 “Electrical installations of buildings” Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems”.
- P.G.Vidal, G. Almonacid. “Measures Used to Protect People Exposed to a PV Generator: the Univer Project”. Progress in Photovoltaics: Research and Applications; 9:57-67
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto y por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias.

- Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Capítulo VIII “Instalaciones Fovoltaicas Conectadas a las Redes de Distribución en Baja Tensión” .Normas particulares de Sevillana-Endesa
- DEHN IBERICA “ Protección integral contra rayos y sobretensiones”
- Commission European. Directorate-General for Energy and Transport “Lightning and Overvoltage protection in photovoltaic and solar thermal systems”.

I Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCÍA

Máster

Enseñanza Virtual - UNIA:<http://campusvirtual.unia.es/>

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD:

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SOBRE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR:

MIGUEL ÁNGEL MONSALVE PARDO

TUTOR:

PEDRO PÉREZ HIGUERAS

Índice

1.	Objeto del estudio	4
2.	Designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud	4
3.	Principios generales aplicables al proyecto y a la instalación ...	5
4.	Características de la instalación	6
4.1.	Descripción y situación	6
4.2.	Presupuesto, plazos de ejecución y mano de obra	6
4.3.	Unidades constructivas que componen la instalación	7
5.	Riesgos	7
5.1.	Riesgos profesionales.....	7
5.2.	Riesgos de daños a terceros	9
5.3.	Otros riesgos.....	9
6.	Planificación de la acción preventiva	10
6.1.	Prevención de riesgos profesionales.....	10
6.1.1.	Prevención de riesgos individuales	10
6.1.2.	Prevención de riesgos colectivos.....	12
6.2.	Normas generales de seguridad para el personal.....	13
6.3.	Formación	14
6.4.	Medicina preventiva y primeros auxilios	14

Pliego de Condiciones Técnicas

1. Objeto del estudio

Este Estudio de Seguridad y Salud establece, durante la construcción de la presente instalación, las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes, enfermedades profesionales y los derivados de los trabajos de reparación, conservación, entretenimiento y mantenimiento.

En aplicación del presente Estudio, el o los Contratistas elaborarán el Plan de Seguridad y Salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la instalación. Con este Estudio y con el Plan de Seguridad elaborado por el Contratista, se pretende dar cumplimiento a lo dispuesto en el Real Decreto 1.627/1997, de 24 de octubre. *“Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción”* (B.O.E. de 25 de octubre de 1997).

2. Designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud

En la instalación objeto de este Proyecto, el promotor designará un coordinador en materia de seguridad y de salud durante la elaboración de la misma. En este sentido, y en aplicación de lo dispuesto en el art. 3 del Real Decreto 1.627/1997,

el Coordinador en materia de seguridad y de salud durante la elaboración del Proyecto ha sido el Ingeniero que lo suscribe.

Si en la ejecución de la instalación interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos, el promotor, antes del inicio de los trabajos o tan pronto como se constate dicha circunstancia, designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la instalación.

La designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud durante la elaboración del proyecto de instalación y durante su ejecución podrá recaer en la misma persona. La designación de los coordinadores no eximirá al promotor de sus responsabilidades.

3. Principios generales aplicables al proyecto y a la instalación

1. En la redacción del presente Proyecto, y de conformidad con la "Ley de Prevención de Riesgos Laborales", han sido tomados los principios generales de prevención en materia de seguridad y salud previstos en el artículo 15, en las fases de concepción, estudio y elaboración del proyecto de la instalación y en particular:

- a) Al tomar las decisiones constructivas, técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que se desarrollarán simultáneamente o sucesivamente.
- b) Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.

2. Asimismo, y de conformidad con la "Ley de Prevención de Riesgos Laborales", los principios de la acción preventiva que se recogen en su artículo 15 se aplicarán durante la ejecución de la instalación y, en particular, en las siguientes tareas o actividades:

- a) El mantenimiento de la instalación en buen estado de orden y limpieza.

- b) La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- c) La manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- d) El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la instalación, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- e) La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- f) La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- g) El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- h) La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.

4. Características de la instalación

4.1. Descripción y situación

La instalación objeto del presente proyecto se encuentra situada en una nave industrial de Anchuelo (Madrid). Esta instalación queda descrita en la Memoria y en los Planos adjuntos.

La instalación en cuestión es un sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR) de aproximadamente 80 Wp de potencia que generará una energía de aproximadamente de 117 MWh al año.

4.2. Presupuesto, plazos de ejecución y mano de obra

El presupuesto de ejecución por contrata de la instalación es el indicado en el presupuesto adjunto

El plazo de ejecución previsto quedará definido en el contrato.

El personal de construcción podrá oscilar en el curso de la ejecución de los trabajos entre un máximo de 5 personas y un mínimo de 2 simultáneamente.

4.3. Unidades constructivas que componen la instalación

- Montaje de la estructura metálica.
- Colocación de los módulos fotovoltaicos.
- Colocación de los inversores, caja de protecciones y caja de protección y medida.
- Cableado y grapeado.

5. Riesgos

5.1. Riesgos profesionales

En montaje de la estructura metálica:

- Caídas de altura.
- Deslizamientos.
- Caída de objetos. Trabajos superpuestos.
- Manejo de grandes piezas.
- Propios de soldaduras eléctricas y cortes con soplete.
- Electrocutaciones.
- Golpes y atrapamientos.
- Intoxicaciones por humos, resinas y pinturas especiales.
- Chispas, cortes, punzamientos y demás accidentes propios del uso de desbarbadoras, sierras y taladros.

- Propios de grúas.
- Derrumbamientos.
- Hundimientos.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.

En colocación de los módulos fotovoltaicos:

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.
- Desprendimientos y aplastamientos.
- Contactos eléctricos (directos y/o indirectos).
- Caídas de objetos (herramientas y materiales).

En colocación de los inversores, caja de protecciones y caja de protección y medida:

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.

En cableado y grapeado:

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.

- Contactos eléctricos directos (contactos con parte de la instalación habitualmente en tensión):
 - Manipulación de instalaciones, cuadros, equipos, etc.
 - Reparación de equipos bajo tensión.
- Contactos eléctricos indirectos (contactos con partes o elementos metálicos accidentalmente puestos en tensión):
 - Defectos de aislamientos en máquinas cuyos sistemas de protección se encuentran mal calibrados o diseñados.
 - Defectos de aislamiento en máquinas cuyos elementos de protección se encuentran puenteados.

5.2. Riesgos de daños a terceros

Únicamente cabe señalar los posibles riesgos derivados por razones del propio acceso de la maquinaria y transportes a la obra (las normales interferencias con respecto a la vía pública), así como la posibilidad de terceras personas en la zona de trabajo.

5.3. Otros riesgos

- Riesgos producidos por los agentes atmosféricos (condiciones climáticas adversas).
- Riesgos eléctricos (en general).
- Riesgos de incendio (en general).
- Derivados de deficiencias en maquinarias o instalaciones.

6. Planificación de la acción preventiva

6.1. Prevención de riesgos profesionales

Todas las prendas de protección personal o elementos de protección colectiva, tendrán fijado un periodo de vida útil, desechándose a su término.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido en una determinada prenda o equipo, se repondrá ésta, independientemente de la duración prevista o fecha de entrega.

Toda prenda o equipo de protección que haya sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fue concebido (por ejemplo, por un accidente), será desechado y repuesto al momento.

Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido más holguras o tolerancias de las admitidas por el fabricante, serán repuestas inmediatamente.

El uso de una prenda o equipo de protección nunca representará un riesgo en sí mismo.

6.1.1. Prevención de riesgos individuales

Todo elemento de protección personal dispondrá de marca CE siempre que exista en el mercado.

En aquellos casos en que no exista la citada marca CE, serán de calidad adecuada a sus respectivas prestaciones.

El encargado del Servicio de Prevención dispondrá en cada uno de los trabajos en obra la utilización de las prendas de protección adecuadas.

El personal de obra deberá ser instruido sobre la utilización de cada una de las prendas de protección individual que se le proporcionen.

PROTECCIONES DE LA CABEZA

- Cascos de protección: Cuando exista riesgo de golpe en la cabeza. Lo utilizarán todas las personas que participen en la instalación, incluidas las visitas.
- Protectores auditivos: Para trabajar con nivel de ruido elevado (cuando superen los 80 dBA).
- Gafas contra impactos y antipolvo: Para trabajos con proyecciones de partículas y/o polvo.
- Gafas pantalla de soldadura (cristales inactivos): Para trabajos de soldadura.
- Mascarillas y filtros recambiables: Para trabajos en ambientes contaminables (polvo, humo de soldadura, etc.).

PROTECCIONES DEL CUERPO

- Monos o buzos de trabajo: Para todo tipo de trabajos (se tendrán en cuenta las reposiciones que marca el convenio colectivo provincial del sector).
- Impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.
- Mandil de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Chalecos reflectantes: Ropa de alta visibilidad para uso de señalización y posibles trabajos en vías de circulación.

PROTECCIONES DE EXTREMIDADES INFERIORES

- Polainas de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Calzado de seguridad (puntera y suela metálica): Para trabajos con riesgo de punzamiento y/o aplastamiento.
- Calzado de seguridad (puntera metálica): Para trabajos con riesgo de aplastamiento.
- Botas impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.

6.1.2. Prevención de riesgos colectivos

SEÑALIZACIÓN GENERAL

La señalización de Seguridad se ajustará a lo dispuesto en el RD 485/1997 de 14 de abril, y durante la ejecución del presente Proyecto, se dispondrán, al menos:

- Obligatorio uso de cascos, cinturón de seguridad, gafas, mascarillas, protectores auditivos, botas y guantes, etc.
- Riesgo eléctrico, caída de objetos, caída a distinto nivel, maquinaria en movimiento, cargas suspendidas.
- Prohibido el paso a toda persona ajena a la obra, prohibido encender fuego, prohibido fumar y prohibido aparcar.
- Señal informativa de localización de botiquín y extintor, cinta de balizamiento.

INSTALACIÓN ELÉCTRICA

- Conductor de protección y pica puesta a tierra.
- Interruptores diferenciales de 30 mA.

ESTRUCTURA METÁLICA

- Redes horizontales.
- Vallas de limitación y protección.
- Cables de sujeción de cinturones de seguridad.
- Ganchos para reparaciones, conservación y mantenimiento de cubiertas.

6.2. Normas generales de seguridad para el personal

NORMAS GENERALES PARA LA PREVENCIÓN DE ACCIDENTES.

- Respetarán las consignas de Seguridad e Higiene.
- Seguirán las instrucciones dadas por los responsables.
- No utilizarán la maquinaria o herramientas ni harán ningún trabajo sin saberlo hacer correctamente (preguntarán siempre antes).
- Usarán las herramientas adecuadas en su trabajo, y cuando finalice las limpiarán y guardarán.
- Ayudarán a mantener el orden y limpieza en la obra.
- Advertirán inmediatamente a sus mandos superiores de cualquier peligro que observen en la obra.
- Observarán la señalización de obra y cumplirán su mensaje.
- No consumirán bebidas alcohólicas en su trabajo ni antes de incorporarse a él.
- No realizarán operaciones mecánicas ni eléctricas. Para ello avisarán a sus mandos para que envíen a las personas especializadas.
- Es obligatorio usar el equipo de protección individual necesario para cada trabajo, en especial el casco de seguridad y sobre todo el cinturón de seguridad en trabajos con riesgo de caída de altura, así como cuidar por su conservación.
- Es obligatorio observar y mantener todos los medios colectivos de protección dispuestos en la obra. Si por necesidades de trabajo tienen que retirar una protección, antes de irse del lugar deberán ponerla de nuevo en su sitio. De igual manera se procederá en el caso de la señalización.
- Deben comprometerse a divulgar entre sus compañeros la importancia y trascendencia del fiel cumplimiento de estas normas con el único fin de contribuir a la continua mejora de las condiciones de seguridad.

NORMAS PARA EL MANEJO DE MATERIALES

- Realizar el levantamiento de cargas a mano, flexionando las piernas sin doblar la columna vertebral.

- Para transportar pesos a mano es preferible ir equilibrado llevando dos (uno en cada mano de igual peso cada uno).
- No hacer giros bruscos cuando se está cargado.
- Al girar o descargar materiales o maquinaria por rampas, nadie debe situarse en la trayectoria de la carga.

6.3. Formación

Se impartirá formación en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo al personal de la obra, según lo dispuesto en la “Ley de Prevención de Riesgos Laborales” y los Reales Decretos que la desarrollan.

6.4. Medicina preventiva y primeros auxilios

Botiquín:

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en el RD 486/1997 de 14 de abril.

Asistencia a accidentados:

Se deberá informar a los empleados del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.), donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es muy conveniente disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

I Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCÍA

Máster

Enseñanza Virtual - UNIA:<http://campusvirtual.unia.es/>

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS:

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SOBRE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR: MIGUEL ÁNGEL MONSALVE PARDO

TUTOR: PEDRO PÉREZ HIGUERAS

Índice

1.	Objeto	4
2.	Generalidades	5
3.	Definiciones	6
3.1.	Radiación solar	6
3.2.	Instalación.....	6
3.3.	Módulos.....	7
3.4.	Integración arquitectónica	8
4.	Diseño.....	9
4.1.	Diseño del generador fotovoltaico	9
4.1.1.	Generalidades.....	9
4.1.2.	Integración arquitectónica	9
5.	Componentes y materiales.....	10
5.1.	Generalidades.....	10
5.2.	Sistemas generadores fotovoltaicos.....	11
5.3.	Estructura soporte.....	12
5.4.	Inversores	13
5.5.	Cableado.....	15
5.6.	Conexión a red.....	15
5.7.	Medidas.....	15
5.8.	Protecciones.....	16
5.9.	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	16
5.10.	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	16
6.	Recepción y pruebas	16
7.	Requerimiento técnicos del contrato de mantenimiento	18
7.1.	Generalidades.....	18
7.2.	Programa de mantenimiento	18
7.3.	Ámbito general de garantía.....	20
7.4.	Plazos	20
7.5.	Condiciones económicas.....	21
7.6.	Lugar y tiempo de la prestación	21

Pliego de Condiciones Técnicas

1. Objeto

1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

2. Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

3. El ámbito de aplicación de este pliego de condiciones técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

4. En determinados supuestos para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

5. Este Pliego de Condiciones Técnicas se encuentra asociado a las líneas de ayudas para la Promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el

ámbito de Plan de Fomento de Energías Renovables. Determinados apartados hacen referencia a su inclusión en la memoria a presentar con la solicitud de la ayuda o en la memoria de diseño o proyecto a presentar previamente a la verificación técnica.

2. Generalidades

Este pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Normas UNE y recomendaciones UNESA que sean de aplicación.
- Normas particulares de Iberdrola.
- Estructuras de acero en Edificación, EA-95.
- Acciones en la Edificación, AE-88.
- Código Técnico de la Edificación, 2006.

- Instrucción de Hormigón Estructural, EHE-98.
- Normativa de Construcción Sismorresistente, NCSR:02.

3. Definiciones

3.1. Radiación solar

Radiación solar: es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: la densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo. Se mide en kW/m².

Irradiación: la energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m².

3.2. Instalación

Instalaciones fotovoltaicas: aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas o conectadas a red: aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

Línea y punto de conexión y medida: la línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión: dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor frontera: dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica: subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie – paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Potencia nominal del generador: es la suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: es la suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante).

3.3. Módulos

Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Módulo o panel fotovoltaico es un conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM) son unas determinadas condiciones de irradiación y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente;

Irradiancia solar 1000 W/m²

Distribución espectral AM 1,5 G

Temperatura de célula 25 °C

Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

TONC: temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5G, la temperatura ambiente es de 20 ° y la velocidad del viento de 1 m/s.

3.4. Integración arquitectónica

Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

Revestimiento: cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

Cerramiento: cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanqueidad y aislamiento térmico.

Elementos de sombreado: cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

4. Diseño

4.1. Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1. Generalidades

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

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

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2. Integración arquitectónica

En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico, la memoria de solicitud y la memoria de diseño o proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

5. Componentes y materiales

5.1. Generalidades

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

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

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

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

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la memoria de diseño o proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos respecto a la memoria de solicitud. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

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

5.2. 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 ó logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del +/- 5% de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

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.

5.3. Estructura soporte

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 NBE.

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 generador el fotovoltaico y 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 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.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y /o anclajes.

La estructura soporte será calculada según 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.

5.4. Inversores

Será del tipo conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz 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 Autoconmutado
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará 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 AC.

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 .

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en “stand-by” o “modo nocturno” deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida 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.

El inversor deberá inyectar en red, para potencias mayores del 10 % de su potencia nominal.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 32 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 0% a 85% de humedad relativa.

5.5. Cableado

os 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 DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5% y los de la parte AC para que la caída de tensión sea inferior del 2% teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable DC y AC. 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 adecuados para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6. 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.

5.7. 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.

5.8. 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.

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

5.9. 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.

5.10. 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.

6. Recepción y pruebas

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

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

Las pruebas a realizar por el instalador, serán como mínimo las siguientes:

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

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

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

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

Toda la instalación en su conjunto, estarán protegida frente a defectos de instalación o diseño por una garantía de tres años.

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

7. Requerimiento técnicos del contrato de mantenimiento

7.1. Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

7.2. Programa de mantenimiento

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

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

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir

mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

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

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3. y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

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

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas,...
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

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

7.3. Ámbito general de garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

7.4. Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un periodo mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

7.5. Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo o contratar a un tercero para realizar las oportunas reparaciones, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

7.6. Lugar y tiempo de la prestación

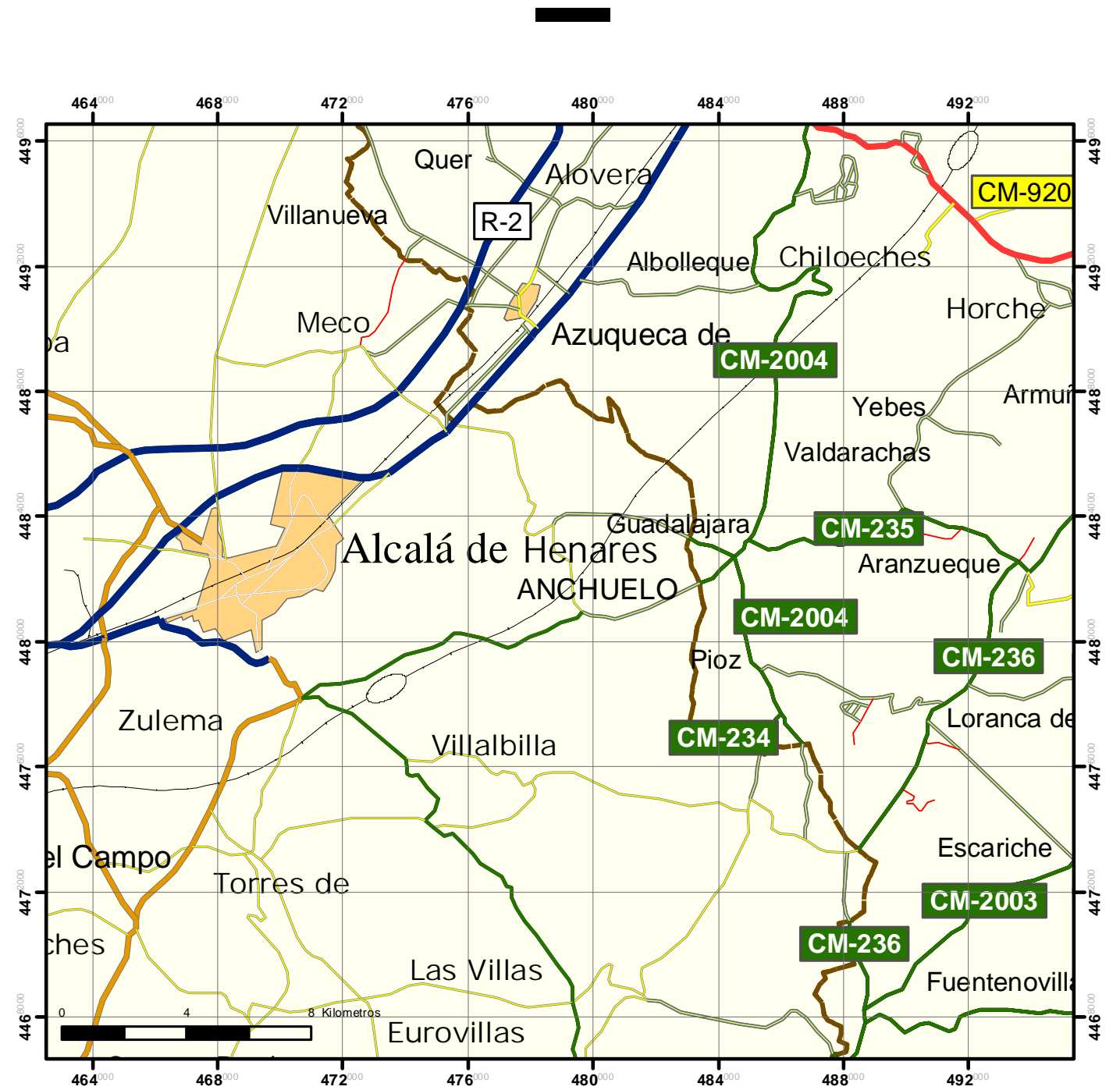
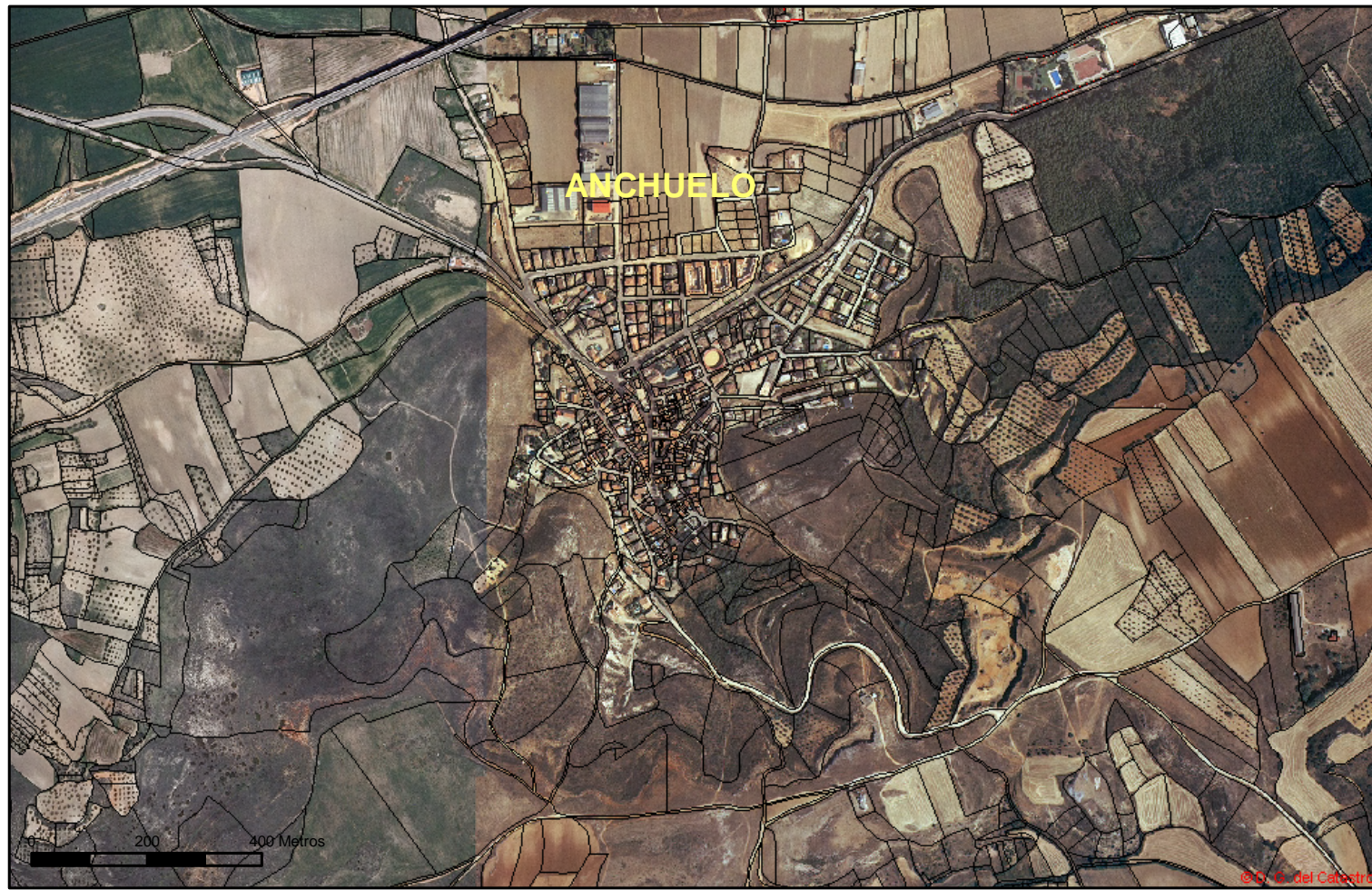
Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación, lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

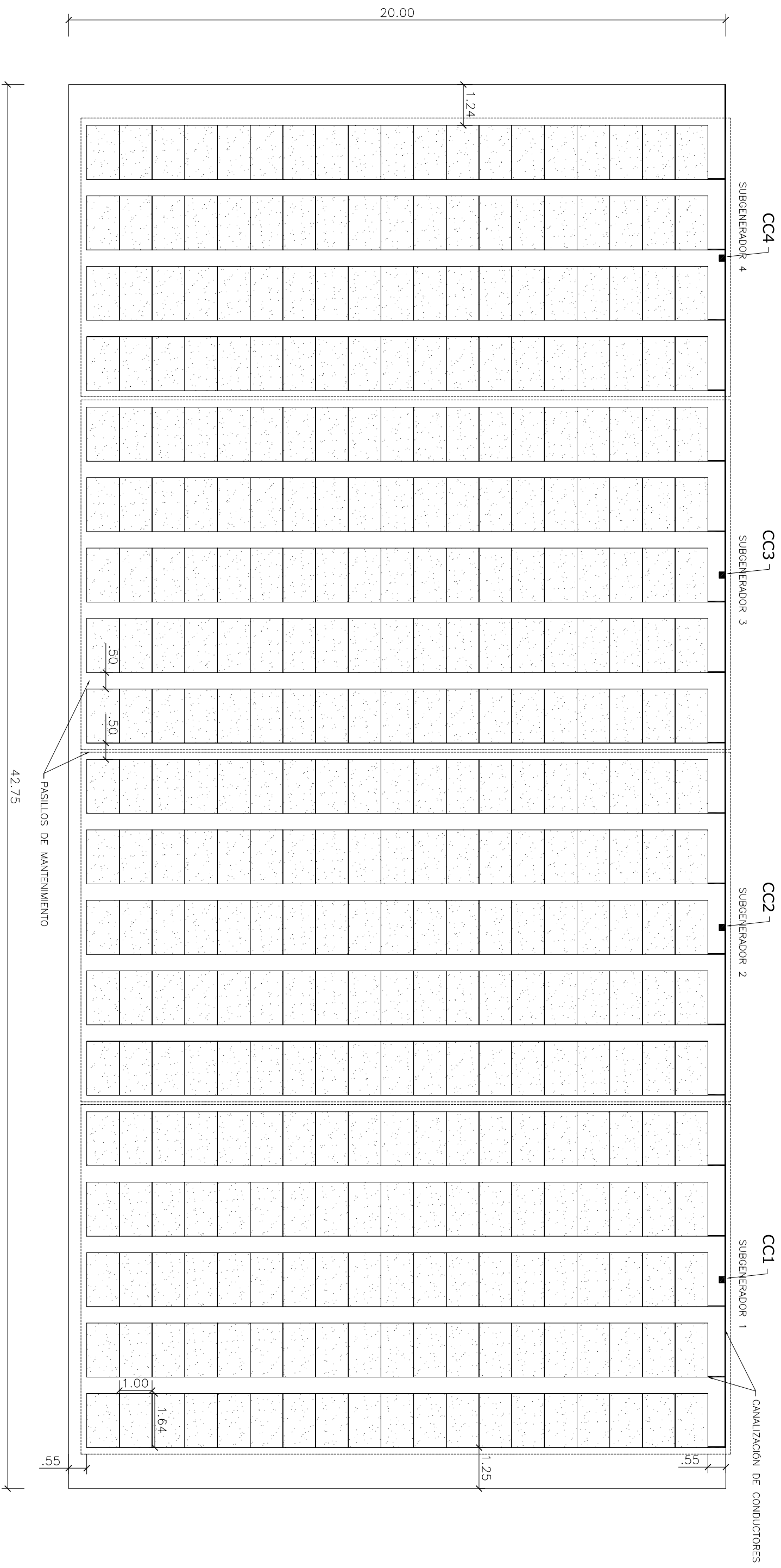
Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará

de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

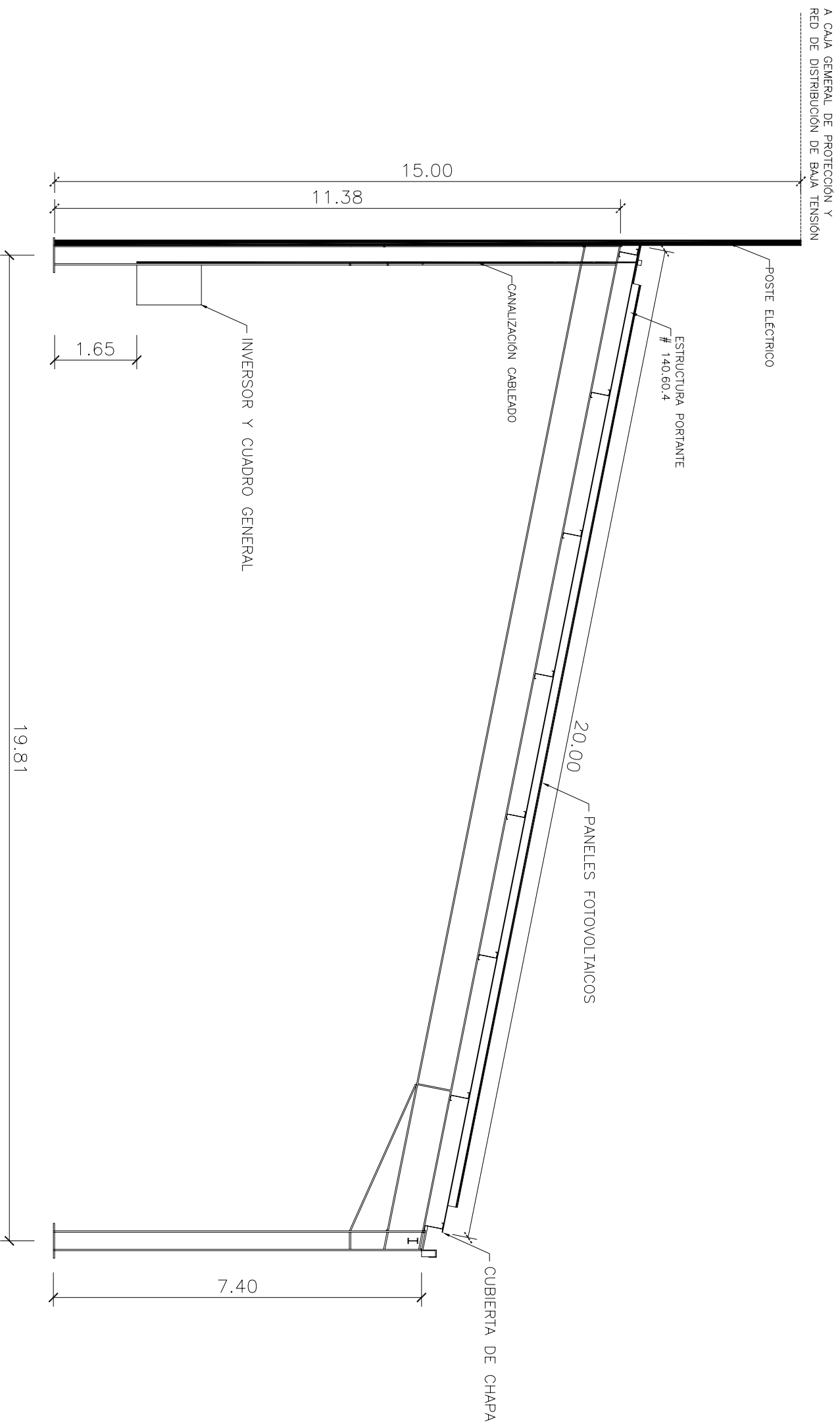


PLANO DE LA CUBIERTA



EL INGENIERO Miguel Ángel Monsalve	PROMOTOR UNIA	TÍTULO DEL PROYECTO SFCR SOBRE NAVE INDUSTRIAL	EMPLAZAMIENTO T.M. DE ANCHUELO (MADRID) POLIGONO 7, PARCELA 166	FECHA Noviembre de 2009	ESCALA 1/125	PLANO DISEÑO DE LA INSTALACIÓN: PLANO DE LA CUBIERTA	3
							1

ALZADO VISTA LATERAL



EL INGENIERO
Miguel Ángel Monsalve

PROMOTOR
UNIA

TÍTULO DEL PROYECTO
SFCR SOBRE NAVE INDUSTRIAL

EMPLAZAMIENTO
T.M. DE ANCHUELO (MADRID)
POLIGONO 7, PARCELA 166

FECHA
Noviembre de 2009

ESCALA
1/100

PLANO
DISEÑO DE LA INSTALACIÓN:
ALZADO VISTA LATERAL

3

2