



UNIVERSITAT JAUME I

ESCUELA SUPERIOR DE TECNOLOGÍA Y CIENCIAS

EXPERIMENTALES

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

***PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE
99,84 kW_p DE UNA PLANTA
INDUSTRIAL***

TRABAJO FIN DE GRADO

AUTOR: Ángel Palacios Saura

DIRECTOR: Néstor Aparicio Marín

Castellón, julio de 2018

MEMORIA

ESTUDIO DE VIABILIDAD

ANEXOS

PLIEGO DE CONDICIONES

PRESUPUESTO

PLANOS

ÍNDICE

Memoria	7
1. Introducción	9
2. Objeto y datos del proyecto	9
3. Alcance	10
4. Antecedentes	10
5. Normas aplicadas	11
6. Programas de diseño y cálculo	15
7. Bibliografía	15
8. Tipo de instalación de energía solar fotovoltaica de autoconsumo	16
9. Requisitos de diseño	19
9.1. Datos de partida	19
9.2. Ubicación y características emplazamiento	19
9.3. Datos meteorológicos	19
10. Análisis y propuesta de la instalación	21
10.1. Análisis Irradiancia	21
10.2. Análisis Irradiación	26
10.3. Análisis demanda de energía	28
11. Descripción de elementos empleados	31
11.1. Generador fotovoltaico	31
11.2. Módulos fotovoltaicos	32
11.3. Fijación módulos	36
11.4. Inversor	41
11.5. Monitorización de los inversores	46
11.6. Cableado	47
11.7. Canalización	49
11.8. Puesta a tierra	52

11.9.	Protecciones.....	54
11.10.	Cuadros eléctricos.....	61
12.	Planificación.....	63
13.	Conclusión.....	65
Estudio de Viabilidad.....		67
Anexos.....		81
Anexo I: Curva de Consumo, Cálculo del Generador Fotovoltáico e Inversor.....		83
1.	Curva de consumo.....	85
2.	Cálculo de generador fotovoltaico.....	86
3.	Cálculo del inversor.....	88
Anexo II: Cálculo de la Irradiación Solar, Energía Generada y Parámetros de Eficiencia.....		89
1.	Irradiación solar.....	91
2.	Energía generada.....	92
3.	Simulación informática (PVSYST V6.43).....	93
Anexo III: Cálculo de Cableado y Protecciones Eléctricas.....		95
1.	Cableado.....	97
2.	Protecciones eléctricas.....	105
3.	Cálculo del sistema de protección contra contactos indirectos.....	106
4.	Puesta a tierra.....	107
Anexo IV: Aspectos Legales y Tramitación.....		109
1.	Proceso de conexión.....	111
2.	Solicitud del promotor.....	111
3.	Aprobación del proyecto por la CC.AA.....	112
4.	Ejecución del proyecto.....	112
5.	Suscripción del contrato técnico de acceso.....	112
6.	Contratación.....	113
7.	Instalación de la medida y conexión a la red.....	113

8. Percepción del régimen retributivo específico: Proceso de liquidaciones.	113
Anexo V: Documentación Técnica.....	115
1. Módulo: Exiom EXP260-60.....	117
2. Inversor: AFORE.....	119
3. Estructuras	121
Estudio de seguridad y salud.....	127
1. Justificación	129
2. Datos del proyecto	130
3. Objetivos del Plan de SS de seguridad y Salud.....	133
4. Datos de interés para la prevención de los riesgos laborales durante la realización de la obra.....	135
5. Plazo ejecución y número máximo trabajadores.....	139
6. Instalaciones provisionales para los trabajadores y áreas auxiliares de empresa....	140
7. Prevención de riesgos de daños a terceros.....	145
8. Fases críticas para la prevención.....	145
9. Análisis y evaluación inicial de riesgos.....	146
10. Protección colectiva a utilizar en la obra	149
11. Equipos de protección individual a utilizar en la obra	150
12. Señalización de los riesgos	151
13. Medidas emergencia. Prevención asistencial en caso de accidente laboral	151
14. Documentos de nombramientos para el control del nivel de la seguridad y salud, aplicables durante la realización de la obra adjudicada	158
15. Formación e información en seguridad y salud	159
16. Presencia de los recursos preventivos	159
17. Trabajos posteriores.....	162
Pliego de condiciones	171
1. Objeto.....	173

2. Generalidades	173
3. Definiciones.....	174
4. Instalación	175
5. Módulos	176
6. Integración arquitectónica	177
7. Componentes y materiales	179
8. Recepción y pruebas	184
9. Cálculo de la producción anual esperada	186
Presupuesto	195
1. Presupuesto Material.....	197
2. Resumen del Presupuesto.....	201
Planos.....	203

Memoria

1. Introducción

En el presente proyecto se realiza el diseño y dimensionado de un sistema fotovoltaico conectado a red sobre la cubierta de una planta industrial, realizándose la conexión sobre la red interior de la planta, ya que el destino de la energía generada por nuestro sistema fotovoltaico será el autoconsumo.

La planta industrial se compone:

- Secadero de jamones: tiene una parte donde están las cámaras frigoríficas y otra zona donde se realizan las labores de fabricación de embutido.
- Oficina y tienda

La planta industrial está situada en el polígono industrial La Esperanza de Segorbe (Castellón). La cubierta de las naves sobre la que se situará el generador fotovoltaico no es transitable y tiene superficie suficiente para la instalación del mismo.

2. Objeto y datos del proyecto

El objeto del presente proyecto es el de servir como Trabajo final de Grado en Ingeniería Eléctrica de la Universitat Jaume I de Castellón (UJI).

Como proyecto técnico en sí, el objeto del presente trabajo es el de realizar el diseño, seleccionar los diferentes componentes de la instalación, materiales e instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red interior, para cumplir con las exigencias indicadas en el Reglamento vigente de España, contribuyendo así a una mejor sostenibilidad energética, social y medioambiental.

Objetivos conseguidos con el sistema fotovoltaico diseñado:

- Reducción de emisiones de efecto invernadero (CO_2 , NO_x , SO_x): Mediante el empleo de la energía eléctrica generada por nuestro sistema fotovoltaico conseguiremos reducir la emisión de gases de efecto invernadero, como los que se generan en centrales eléctricas tipo no renovable. Además de que utilizaremos un recurso natural y local como la

energía solar, disminuyendo la dependencia de energía procedente de otras fuentes contaminantes.

- Reducción de la facturación eléctrica: la energía eléctrica generada por nuestro sistema se destinaría al consumo directo en la propia instalación industrial.
- Mejora de la Imagen Pública de la Empresa: la imagen de la empresa Jamones Garcerán S.L. dedicada a la alimentación, está enfocada al producto ecológico, sensibilizándose con el medio ambiente al obtener la energía de fuentes renovables.

3. Alcance

El alcance del proyecto se reparte de la siguiente forma:

- Descripción de la instalación solar fotovoltaica diseñada y los componentes.
- Dimensión de la instalación sobre la cubierta de la planta, teniendo en cuenta la ubicación de los paneles.
- Estudio económico sobre la viabilidad de la instalación.
- Presupuesto de la instalación.

4. Antecedentes

Con la aprobación el 8 de diciembre de 2011 del Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, se realizaba la trasposición de la legislación española de la Directiva Europa 2009/28/CE, relativa al fomento de las de energías renovables (EERR), teniendo como finalidad simplificar la tramitación exigida para acelerar la entrada en el sistema eléctrico de instalaciones de pequeño tamaño regulando las condiciones administrativas y técnicas básicas para la conexión de las instalaciones de fuentes renovables y de cogeneración de pequeña potencia.

Así, se pretende el desarrollo de la generación distribuida, que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversores en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

Del mismo modo, mediante este RD se regula el suministro de la energía eléctrica para autoconsumo de una manera competitiva, pues el coste de la instalación se ha reducido considerablemente en los últimos años. A esto hay que sumarle que la tecnología fotovoltaica se puede expandir como Generación Distribuida modular pues presenta una naturaleza distribuida, que sumada a la facilidad de instalación gracias a la modularidad de los sistemas, hace que su aparición en el consumo del usuario final sea muy factible.

Hasta entonces todo parecía encaminado a un desarrollo del autoconsumo fotovoltaico en España, pero nada más lejos de la realidad, con la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 1/2012, que ha supuesto la paralización, por tiempo indefinido, del sistema de fomento de las EERR existente hasta la fecha en España (basado en tarifas de inyección a red), así como la entrada en vigor de la ley 24/2013 del sector Eléctrico, que contiene un punto muy desfavorable para el desarrollo de la fotovoltaica, ya que impone una tasa de respaldo para contribuir al coste de la infraestructura eléctrica.

Se aprueba el RD 900/2015, donde se impone un nuevo peaje, “impuesto al sol”, donde las instalaciones mayores de 10kW deben pagar por kWh producido, este impuesto se aplica al estar conectado a la red distribuidora, por gastos de servicio, que ya están aplicados en las facturas mediante el impuesto por término fijo y el término variable que se usa de la red. Este impuesto aún no se ha aplicado y no cumple con las medidas impuestas por la UE en el desarrollo de energías renovables, con lo que va a terminar derogándose sin llegar a aplicarse.

5. Normas aplicadas

Para el desarrollo y diseño de este proyecto ejecutivo se ha tenido en cuenta cada uno de los siguientes reglamentos:

- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Resolución de 4 de noviembre de 2002 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se desarrolla la Orden de 9 de septiembre de 2002, de la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio, por la que se adoptan medidas de

normalización en la tramitación de expedientes en materia de Industria, Energía y Minas. (Suplemento BORM nº 284, de 10/12/2002).

- RD 1578/2008 de 26 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 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología (B.O.E. nº 234 de 27 de septiembre).
- CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 1578/2008, de 26 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 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Orden ITC/82/2009 de 30 de enero, por la que se pospone el cierre del plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas al registro de pre-asignación de retribución, establecido en el RD 1578/2008, de 26 de septiembre, publicado el día 31 de enero, número 27, página 10.431.
- NORMAS TÉCNICAS DE IBERDROLA: ESQUEMAS UNIFILARES DE CONEXIÓN A LA RED DE IBERDROLA (Edición marzo de 2016)
- Real Decreto 661/2007 de 26 de mayo (entrada en vigor el 1 de junio de este mismo año), por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Introduciendo particularidades que afectan a los procedimientos de autorización administrativa, régimen especial, acceso y conexión a la red de distribución, de las instalaciones solares fotovoltaicas. En el punto 1.5 se desarrolla en profundidad este real decreto, comentando los cambios sustanciales que él introduce en el sector fotovoltaico.
- Ley 48/1998 de 30 de diciembre sobre procedimientos de contratación en los sectores del agua, la energía, los transportes y las telecomunicaciones, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español las directivas 93/38 CEE y 92/13 CEE.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Al tratarse de conexión en Media Tensión, dicho Real Decreto no es de aplicación directa, sin embargo, se tomará como referencia para determinar las características técnicas de la instalación.
- Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre de 2000, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de agosto, publicado en el BOE nº 224 del 18 de setiembre de 2002.
- Código Técnico de la Edificación: Seguridad Estructural: Bases de Cálculo y Acciones en la Edificación.
- Reglamento de Seguridad e Higiene en el trabajo (L31/95).
- Instalaciones de enlace de Iberdrola. Cajas de protección y medida NI 42.72.00.
- UNE EN 62 052-11: Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Parte 11: equipos de medida.
- Normas UNE relacionadas con las instalaciones fotovoltaicas
- UNE- EN 9488 2001 Energía solar. Vocabulario (ISO 9488:1999)
- UNE-EN-60891 1994 Procedimiento corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 60904-1 2007 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad tensión de los módulos fotovoltaicos.
- UNE- EN 60904-2 1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE- EN 60904-2/A1 1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE- EN 60904-3 1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- UNE- EN 60904-5 1996 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente de dispositivos fotovoltaicos por el método de la tensión de circuito abierto.
- UNE- EN 60904-6 1997 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE- EN 60904-7 1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por el desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.
- UNE- EN 60904-8 1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico.

- UNE- EN 60904-10 1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- UNE- EN 61173 1998 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.
- UNE- EN 61194 1997 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos autónomos
- UNE- EN 61215 2006 Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. Cualificación del diseño y aprobación del tipo
- UNE- EN 61277 2000 Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía
- UNE- EN 61345 1999 Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos
- UNE- EN 61683 2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE- EN 61701 2000 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos
- UNE- EN 61702 2000 Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico de acople directo.
- UNE- EN 61721 2000 Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico al daño por impacto accidental (resistencia al impacto)
- UNE- EN 61724 2000 Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE- EN 61725 1998 Expresión analítica para los perfiles solares diarios
- UNE- EN 61727 1996 Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a tierra.
- UNE- EN 61829 2000 Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el silicio de características I-V.
- UNE- EN 61646 1997 Módulos de capa de lámina delgada. Cualificación del diseño y aprobación del tipo.
- UNE- EN 61835 2006 Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- Reglamento de alta Tensión RD 223, 2008 de 15 de febrero.
- REAL DECRETO LEGISLATIVO 2/2008, de 20 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la ley de suelo.
- Ley 4/2009, de 14 de mayo, de Protección Ambiental Integrada.
- Decreto 48/1998 de protección del medio ambiente frente al ruido.

6. Programas de diseño y cálculo

Para la realización del diseño y cálculo del sistema fotovoltaico del presente proyecto se han utilizado los siguientes programas de diseño y cálculo:

- MICROSOFT OFFICE EXCEL 2013:
Se trata de un programa informático de tablas de cálculo. Se ha utilizado para realizar los cálculos del generador fotovoltaico y del inversor, la estimación de la energía eléctrica generada, el cálculo de cableados y de las protecciones eléctricas.
- PVSYST 6.0:
Se trata de un software de simulación de sistemas fotovoltaicos, mediante el cual se ha realizado un estudio de la disposición geográfica de nuestro sistema fotovoltaico en la cubierta de la nave industrial, con el objeto de minimizar al máximo las sombras que se pudieran proyectar en el mismo, definiendo así la disposición de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta.

7. Bibliografía

- Apuntes de la asignatura ENERGÍAS RENOVABLES impartido en la UJI.
- REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN, aprobado por Real Decreto 842/2002, 2 de agosto.
- CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA CONECTADA A LA RED DE IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U., MT 3.53.01 Edición 05, marzo 2016
- IDAE, 2011. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red. IDAE, Madrid.

Enlaces web:

- <http://www.idae.es/>
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- <http://www.schneider.es/>

- <http://www.cahors.es/>
- <http://www.generalcable.es/>
- <https://www.iberdroladistribucion.es/gestiones-online-soporte/conexion-productores/documentacion-tecnica>

8. Tipo de instalación de energía solar fotovoltaica de autoconsumo

Basándonos en el RD 900/2015 por el que se regulan las condiciones técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, la instalación que vamos a proyectar es TIPO 2 y cumple los siguientes requisitos:

Clasificación de la instalación (Art. 41), Autoconsumo TIPO 2:

- Estar inscritas en el Registro de producción.
- Pueden cobrar los vertidos a la red.
- No se puede conectar a varios consumidores.
- Inscripción: (Art 19, 20 y 21) Deben inscribirse en la sección 2ª

Requisitos generales:

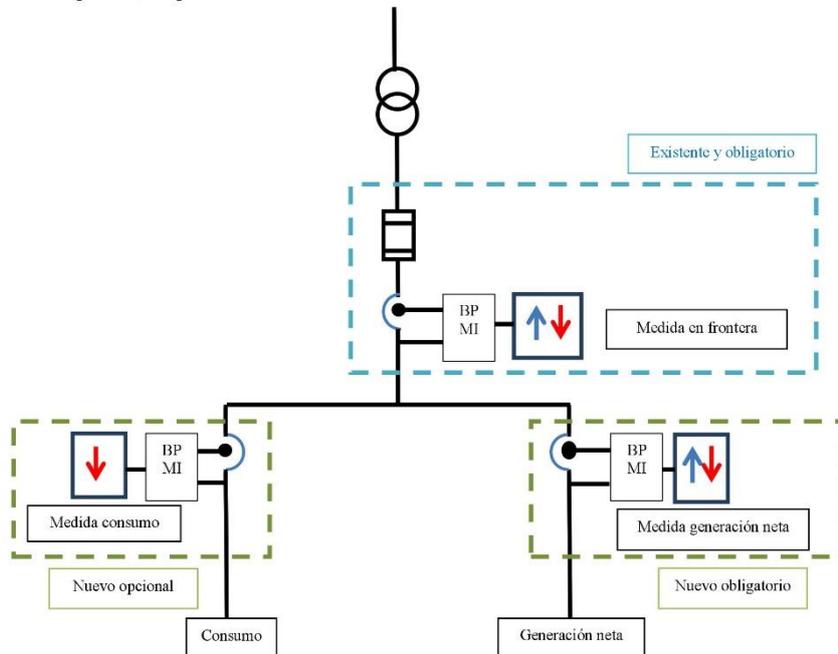
- La potencia será inferior o igual a la contratada.
- Los titulares del consumo y de la producción pueden ser distintos, pero si existen varias instalaciones de producción, el titular será el único para todas ellas.
- Cumplirá requisitos técnicos generales y los del RD 1699/2011 que regula la instalación < 100 kW y RD 1955/2000 Y RD 413/2014.
- La distribuidora puede cortar suministro por incumplimiento normativo o peligro.
- **INSTALACIÓN DE BATERÍAS:** Están permitidas si comparten el equipo de medida de la generación neta o de la energía horaria consumida.
- **Disposición adicional 5ª, Quedan excluidas de autorización administrativa previa las de menos de 100 kW de potencia.**

Este tipo de instalación nos pide la empresa suministradora un esquema específico de conexión según la MT 3.53.01 (16-2003) de Iberdrola:

50/60

MT 3.53.01 (16-03)
ANEXO I

2.9 Tipo 2.b, esquema 3. Suministro en AT con medida en BT



Notas:

- 1.- Ejemplo para configuración de Medida indirecta en BT para potencias contratadas entre 50 kW y 100 kW según MT 2.80.13 considerando esquema básico 3.
- 2.- Para instalaciones de medida directa monofásica debe aplicarse el esquema básico 1 con la misma configuración de obligatorio y opcional que el diagrama representado.
- 3.- Para potencias contratadas entre ≤ 50 kW deberá ser Medida directa según MT 2.80.13. Debe aplicarse el esquema básico 2 con la misma configuración de obligatorio y opcional que el diagrama representado.
- 4.- Pueden darse de casos de distintos tipos de medida en cada una de las instalaciones (frontera o cabecera, generación y consumo), en los que deberá aplicarse en cada caso las notas 1,2 y 3 respetando la clase de precisión más elevada.

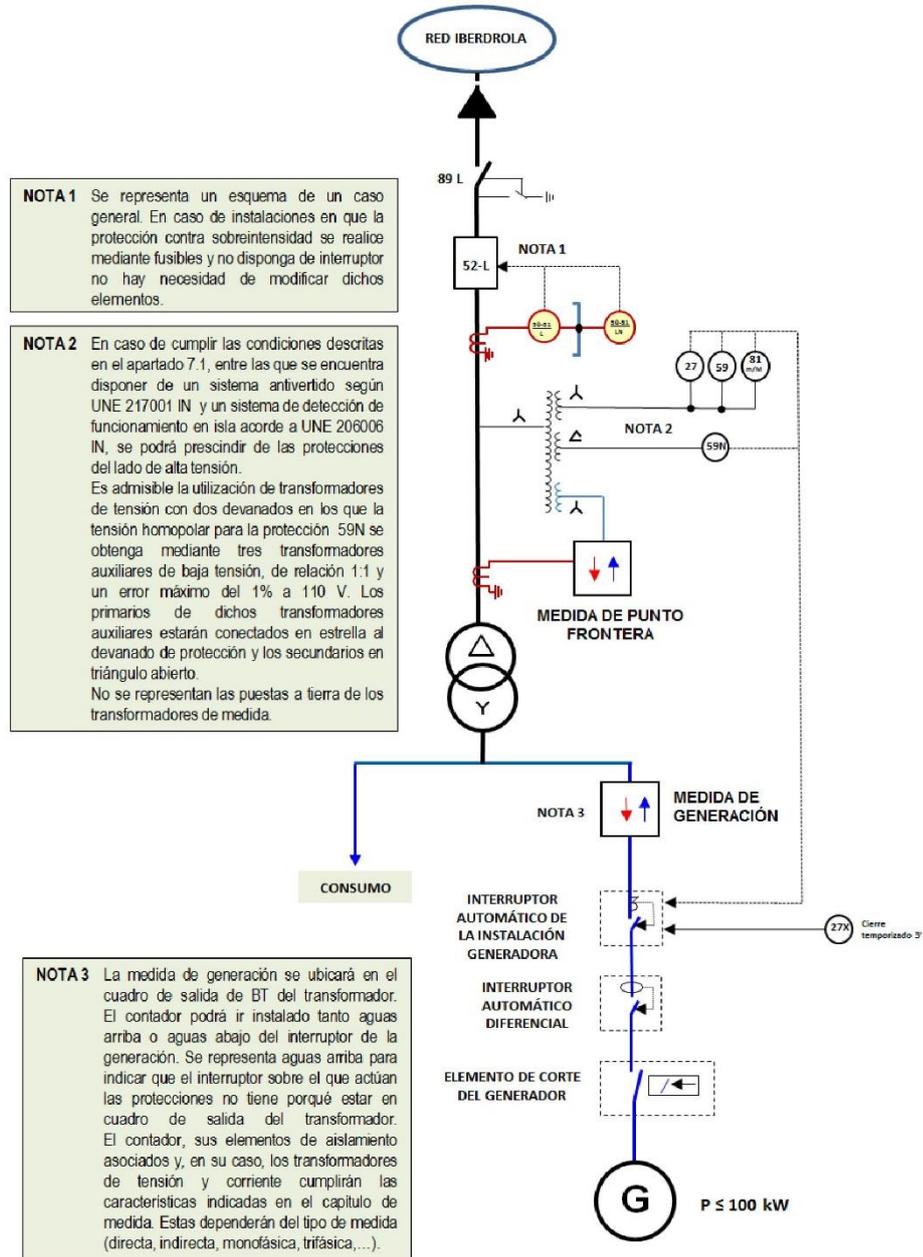
Figura 1. Esquema conexión Iberdrola

59/60

MT 3.53.01 (16-03)

ANEXO III

ESQUEMA UNIFILAR TÍPICO PARA INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO TIPO 1 O TIPO 2, CONECTADAS A RED >1 KV Y CON POTENCIA DE GENERACIÓN ≤ 100 KW. (SIN FUNCIONAMIENTO EN ISLA Y CON DOS CONTADORES)



Unifilar 2

Figura 2. Esquema unifilar Iberdrola

9. Requisitos de diseño

9.1. Datos de partida

Los datos de partida son el del Proyecto de Instalación Eléctrica de la planta comercial, Planos de Distribución y Superficies y consumo eléctrico del cliente mediante las facturas de todo el año 2016.

9.2. Ubicación y características emplazamiento

La Planta Industrial se encuentra situada en Segorbe, a unos 60 km de Castellón (Capital de provincia). Su emplazamiento está en el Polígono Industrial La Esperanza, c/ Santísimo Cristo de la luz, s/n. Las coordenadas del mismo se dan a continuación:

Huso UTM 30 (ETRS89)	
Latitud:	39° 8138083 N
Longitud:	0° 4521127 W
Coordenada X:	713.806 m
Coordenada Y:	4.415.746 m

En el apartado de Planos, concretamente en el Plano nº 1, se pueden apreciar tanto la situación como el emplazamiento de nuestra instalación.

9.3. Datos meteorológicos

Los datos meteorológicos necesarios para el diseño y desarrollo del sistema fotovoltaico que nos ocupa son los de irradiación y temperatura ambiente principalmente. Estos datos han sido consultados en las siguientes fuentes:

- Irradiación:

Obtenida a través del denominado PVGIS, es decir, del “Photovoltaic Geographical Information System” desarrollado por la Comisión Europea a través del “Joint Research Centre-Institute for Energy and Transport”, con objeto de contribuir a la implantación

de las energías renovables en la Unión Europea. La aplicación PVGIS nos proporciona valores medios de la irradiación diaria, mensual y anual global, en superficies horizontales e inclinadas. Siendo una fuente de total confianza y consideración dentro del mundo fotovoltaico.

- Temperatura ambiente

Para ello se ha recurrido a las temperaturas aportadas por la estación meteorológica de Segorbe, se trata de:

Código de Estación: 3

Coordenadas UTM:

X: 715427.0

Y: 4410510.0

Altitud: 358 m



Siendo los datos aportados por la misma los siguientes:

Tabla 1. Temperatura ambiente

TEMPERATURAS MEDIAS (°C)			
Medición	Media	Máxima	Mínima
Anual	16.78	37.68	-3.07

En la Tabla 1, nos interesa el valor de la temperatura mínima más extrema, ya que esta influye en la temperatura de célula y concretamente en la tensión de circuito abierto de nuestro sistema.

Un aspecto importante con respecto a la temperatura de la célula es que debemos tener en consideración la velocidad del viento, aunque en nuestro caso el sistema fotovoltaico se encuentra pegado a la cubierta, no tendrá la ventilación suficiente, con lo que pueden alcanzar mayores temperaturas en la célula y perder eficiencia.

10. Análisis y propuesta de la instalación

En este punto se realiza un análisis la irradiancia e irradiación sobre las cubiertas de la nave, para poder recibir la mayor cantidad de energía posible y decidir el tipo de estructura a instalar.

Según la ubicación y forma del edificio, le aconsejamos al cliente 3 posibles configuraciones de montaje de la instalación.

- A) Superpuesta sobre cubierta con los módulos orientados en la misma orientación que el edificio, -52° SE y una inclinación de 11° que tiene el tejado.
- B) Superpuesta sobre cubierta con los módulos en la misma orientación que el edificio y con una inclinación óptima de 36° .
- C) Superpuesta sobre cubierta con los módulos orientados al Sur y con una inclinación óptima de 36° .

10.1. Análisis Irradiancia

Primeramente, cabe explicar que para el cálculo de la potencia y la energía del sol se han utilizado dos ángulos de inclinación para las placas solares. El primero es 11° , es decir, la misma inclinación que la cubierta de la nave, los módulos irán apoyados y anclados a la chapa de la cubierta.

El segundo ángulo que se estudia es 36° . Este es el ángulo óptimo que indica el programa PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) y con el que se obtiene la mayor irradiancia, que es lo que interesa para una instalación fotovoltaica. Hay muchas fórmulas para calcular la inclinación óptima, pero en ningún caso se obtenía más potencia que con el ángulo obtenido con el PVGIS.

Por lo tanto, vamos a estudiar tres alternativas, módulos apoyados (inclinación de 11°), módulos con una inclinación de 36° mediante estructura, éstas dos con una orientación al SE de 51° y una tercera opción de inclinación a 36° y una orientación al S. A continuación, vamos a ver la potencia y la energía que obtenemos con estos dos ángulos en un día normal.

La irradiancia se ha calculado con el PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Se han obtenido datos de tres meses: diciembre, que es el mes con menor irradiancia del año, julio el mes con más irradiancia del año y el mes de marzo que tiene una irradiancia intermedia.

A) Irradiancia módulos apoyados en cubierta (11° , 51° SE)

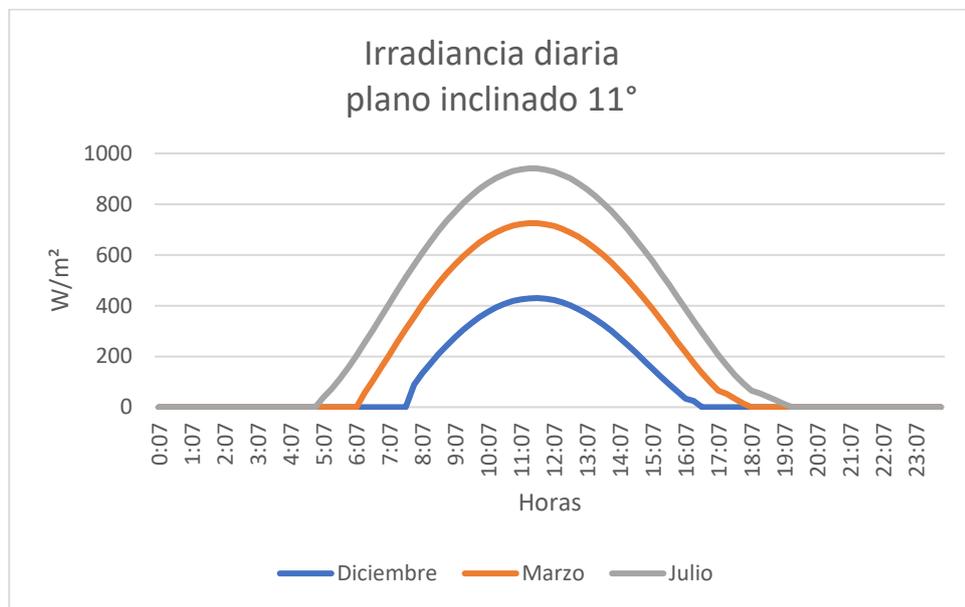


Figura 3. Irradiancia diaria plano inclinado 11°

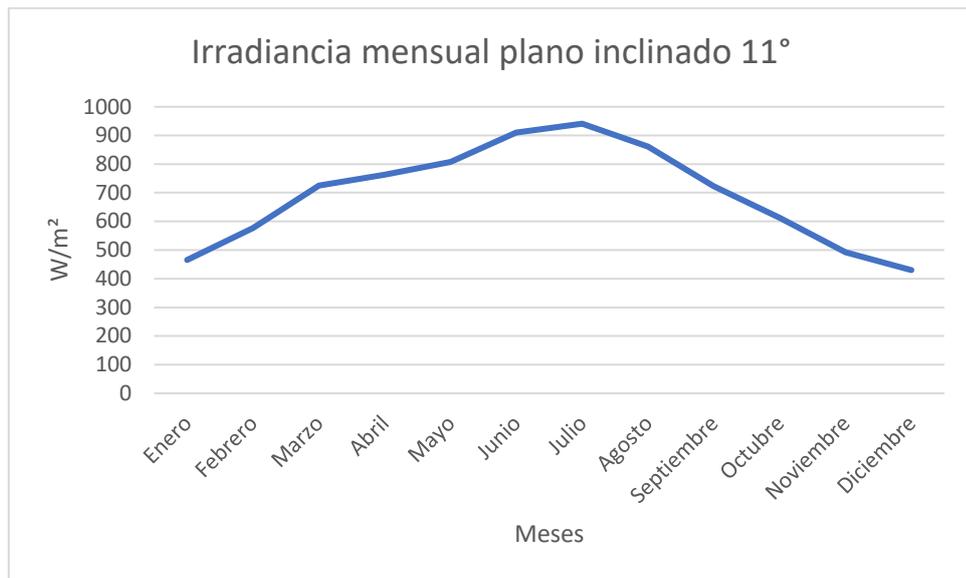


Figura 4. Irradiancia mensual plano inclinado 11°

B) Irradiancia módulos apoyados en cubierta (36°, -52 SE)

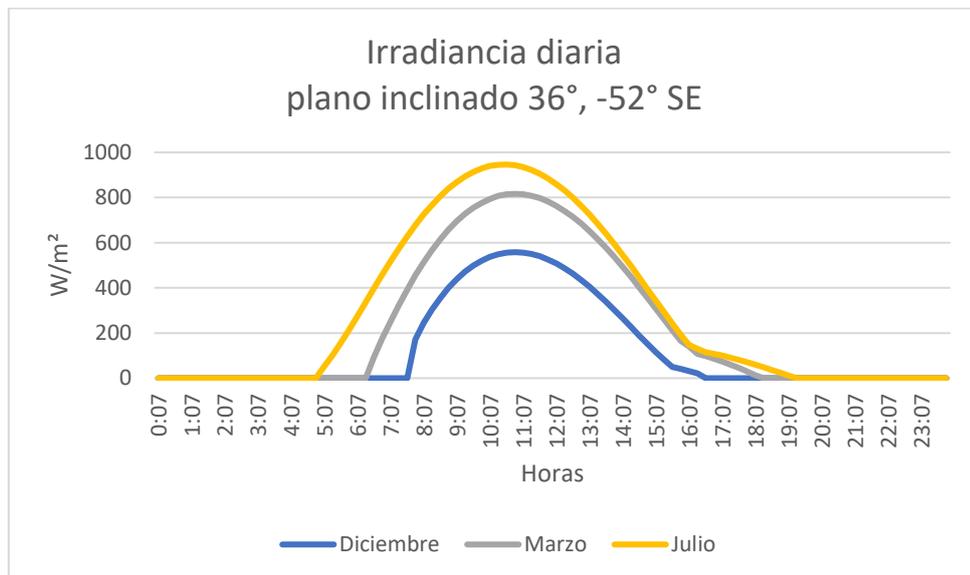


Figura 5. Irradiancia diaria plano inclinado 36°

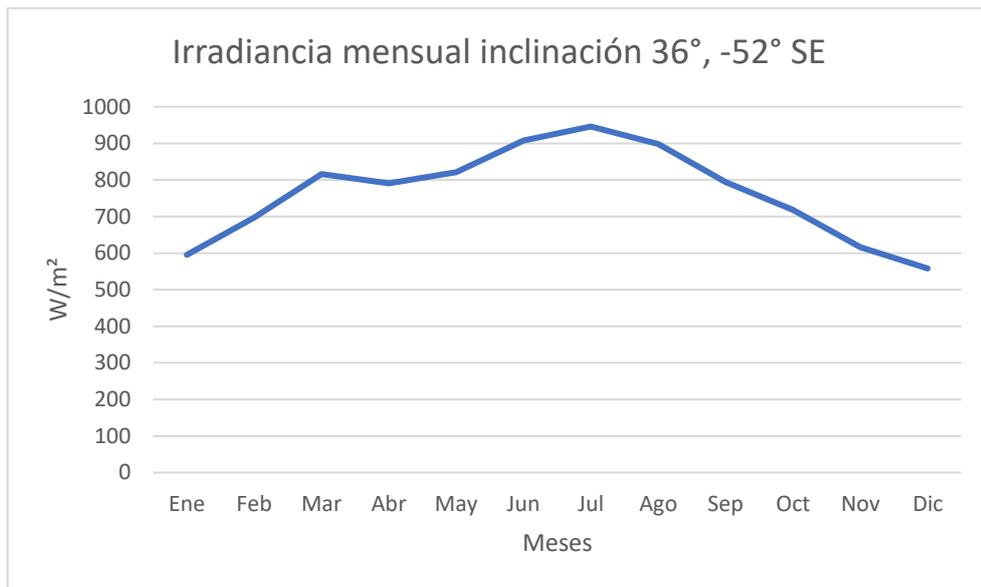


Figura 6. Irradiancia mensual plano inclinado 36°

C) Irradiancia módulos apoyados en cubierta (36°, S)

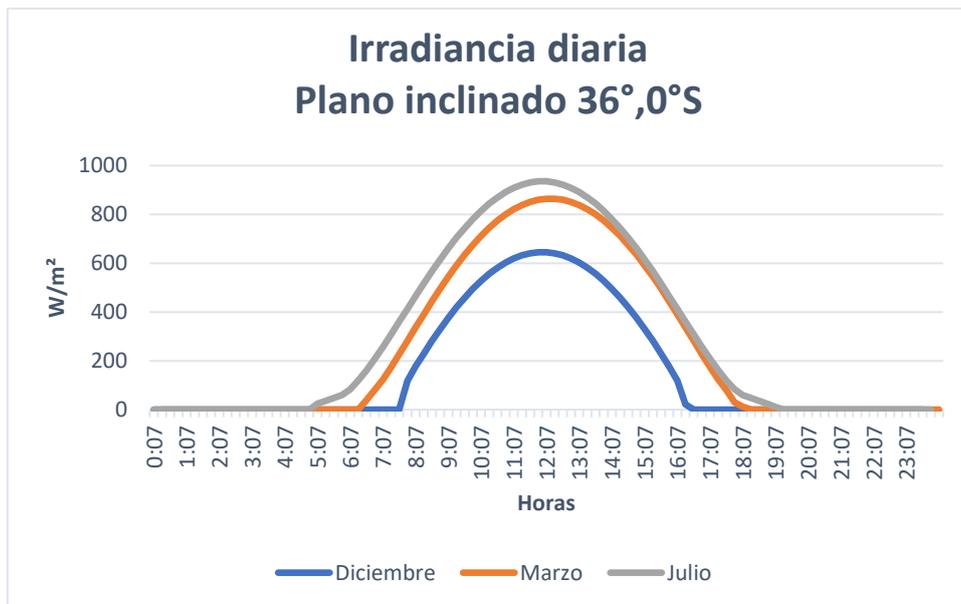


Figura 7. Irradiancia diaria plano inclinado 36°, 0° S

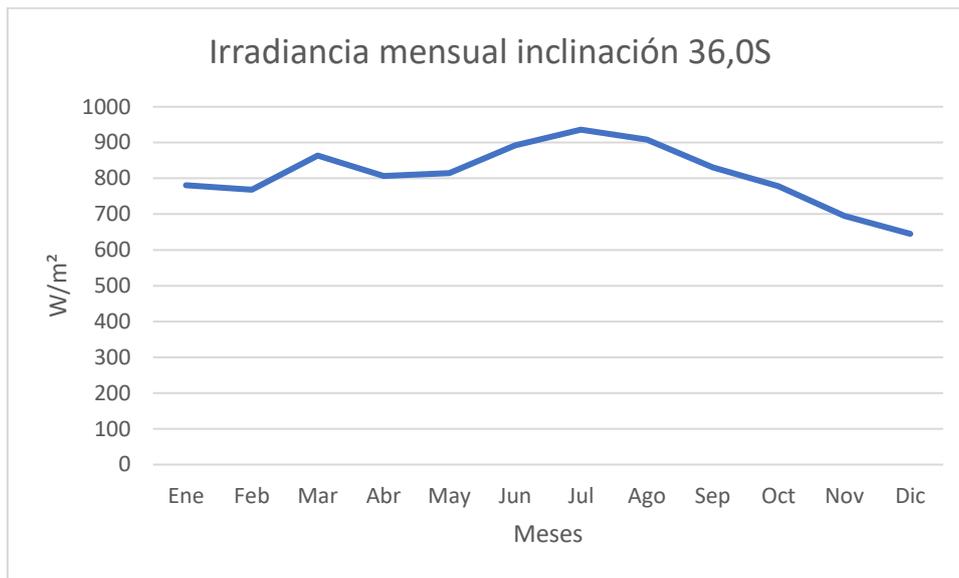


Figura 8. Irradiancia mensual inclinación 36°, 0° S

D) Comparativa irradiancia

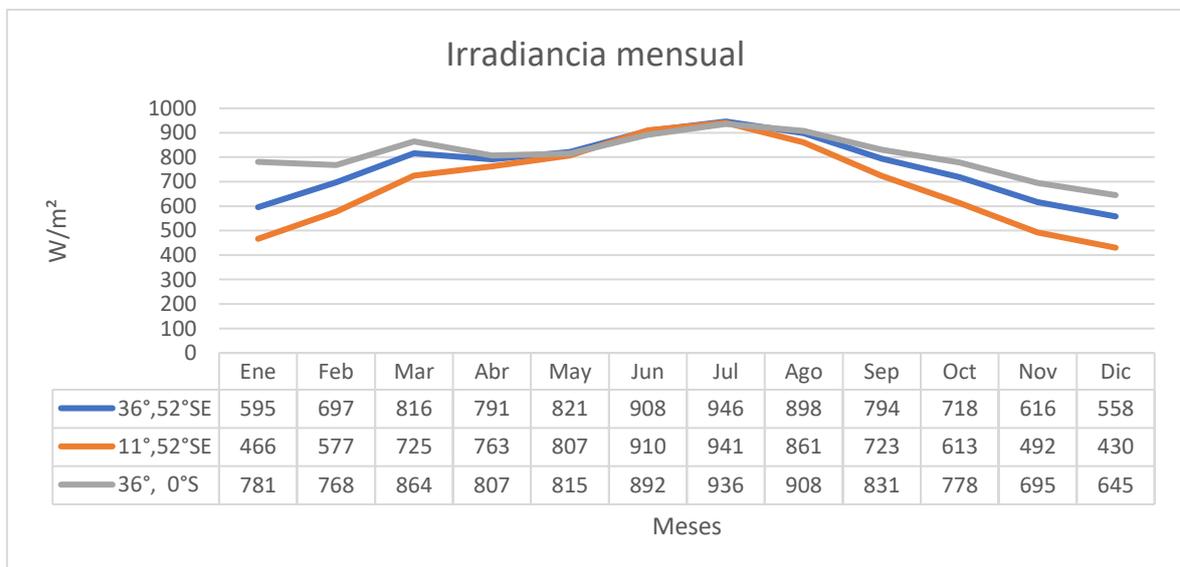


Figura 9. Comparativa Irradiancia mensual

Como se puede observar en las diferentes estaciones del año, tenemos más irradiancia en los meses de invierno con la inclinación de 36° mientras en que en verano está más igualado.

10.2. Análisis Irradiación

La irradiación es la energía que obtenemos del Sol y vamos a estudiar ahora la irradiación que podemos conseguir en nuestra localización. Los datos están obtenidos del PVGIS con una inclinación de 11° y 36°.

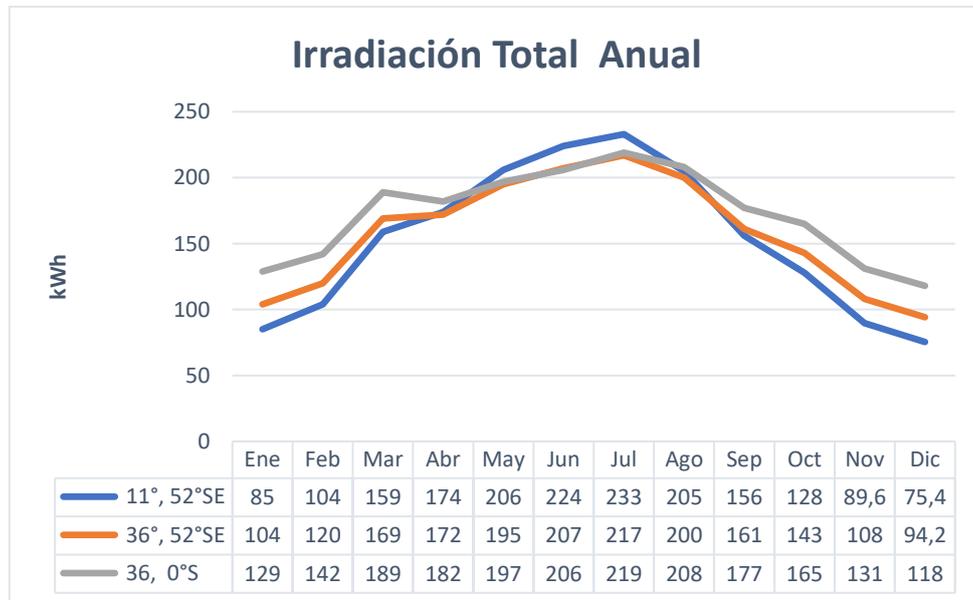


Figura 10. Irradiación mensual

Como se observa en la Figura 10, en los meses de invierno tenemos mayor irradiación con la inclinación de los módulos a 36°, pero a medida que nos aproximamos a mitad de marzo, casi coincidiendo con la primavera hasta el mes de septiembre, tenemos mayor irradiación con los módulos con la inclinación de 11°. Esto es debido a que los rayos del sol inciden perpendicularmente sobre la Tierra.

Tabla 2. Irradiación total anual

	kWh/día	kWh/año
Irradiación 52°SE, 11°	5,04	1840
Irradiación 52°SE, 36°	5,20	1900
Irradiación 0°S, 36°	5,66	2060

La Tabla 2 indica la irradiación total del año con paneles a 11° y con paneles a 36°. En el primer caso recibiríamos una energía de 1840 kWh/año, en el segundo caso 1900 kWh/año y en el tercero 2060 kWh/año. Por lo tanto, con una inclinación de los paneles a 36° obtendríamos mayor irradiación.

Para saber la energía generada estimada a lo largo del año por cada instalación, utilizamos la fórmula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot F_s \cdot P_R}{G_{CEM}}$$

Mediante este cálculo obtenemos la potencia total de la instalación según el sistema de instalación adoptado.

Tabla 3. Energía total generada

	Instalación A	Instalación B	Instalación C
Nº módulos	384	232	231
Potencia instalación kWp	99,840	60,320	60,060
Pérdidas orientación	8%	9%	1%
PR	0,85	0,85	0,85
Gdm (kWh/m ²)	1,840	1,900	2,060
Ep (kWh/año)	143,657	88,649	105,165

Aunque se obtenga mayor irradiación con $\beta = 36^\circ$, para conseguir esta inclinación necesitamos elevar los paneles mediante una estructura, esta elevación hace que tengamos sombras en los

paneles con lo cual se necesita una distancia entre estructuras que disminuye el número de módulos fotovoltaicos instalados en cubierta.

En el apartado de viabilidad se justifica el sistema de montaje seleccionado.

10.3. Análisis demanda de energía

Para poder adaptar la energía generada a los consumos del cliente, estudiamos los gastos de la planta.

La empresa se dedica al secado, producción y elaboración de productos cárnicos, con lo que tiene diferenciadas tres zonas de consumo eléctrico.

- Cámaras frigoríficas, que siempre están en funcionamiento 24 horas al día los 365 días al año.
- Maquinaria industrial, lavadora, recuperador de sal, báscula, etc. funcionan durante la jornada laboral de los operarios.
- Tienda y oficina, equipos informáticos y cámara frigorífica de pequeño tamaño.

Los datos se han obtenido de las facturas aportadas por el cliente durante el año 2016.

A) Consumo mensual

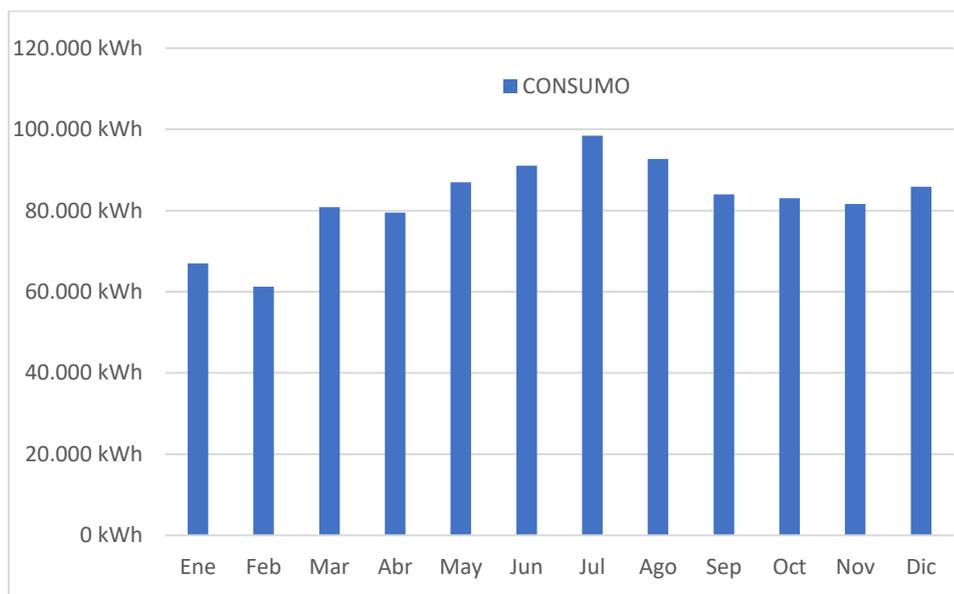


Figura 11. Consumos mensuales

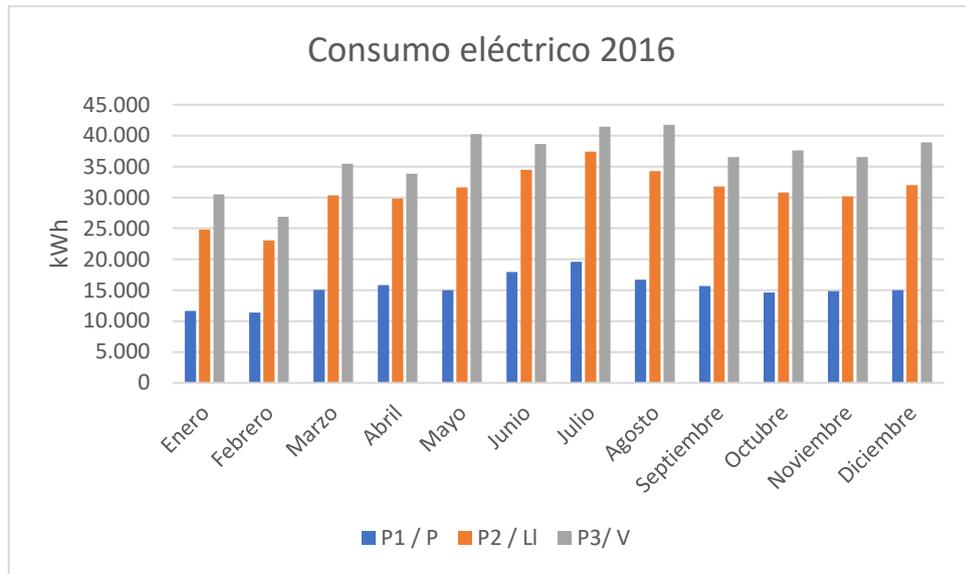


Figura 12. Consumo por periodos

B) Consumo anual

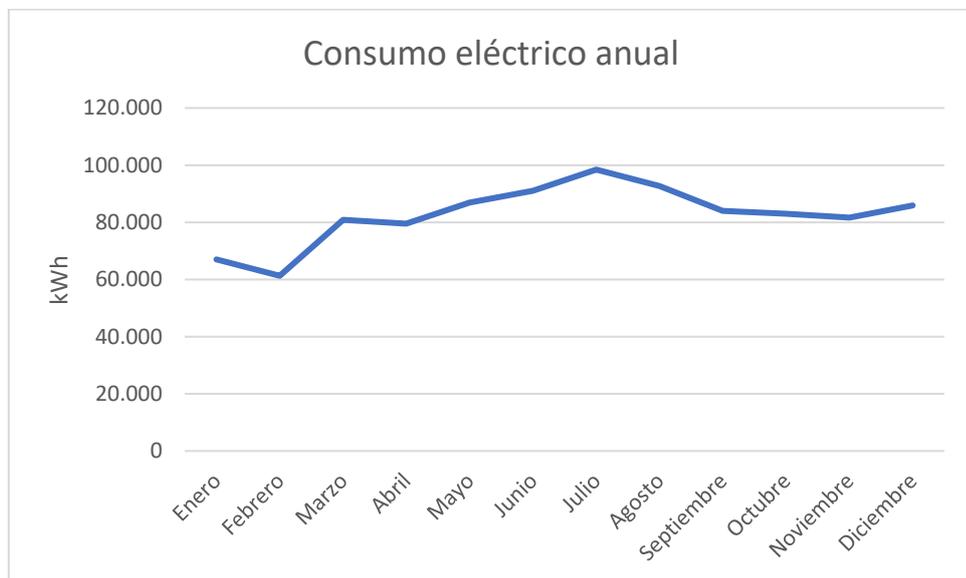


Figura 13. Consumo eléctrico anual

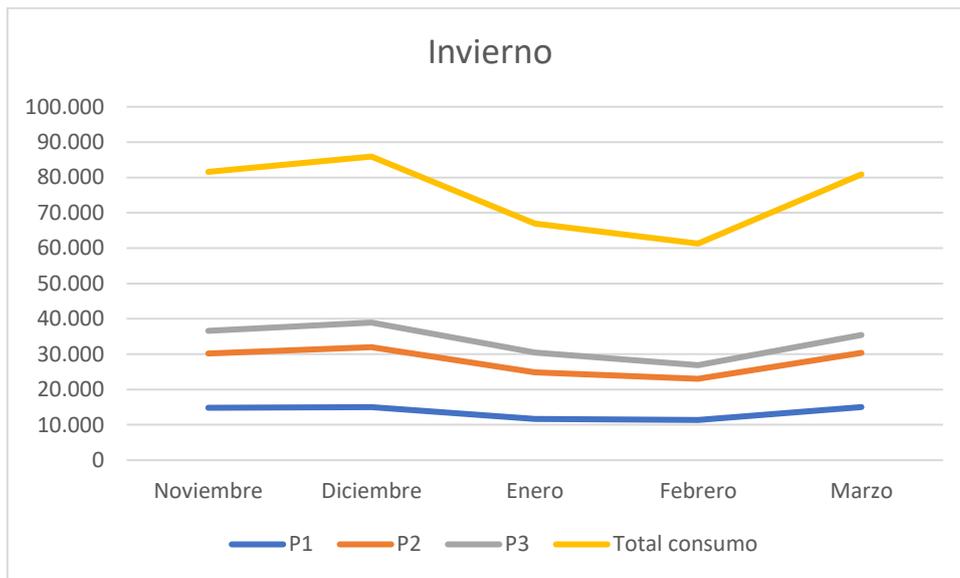


Figura 14 Consumo en periodo de invierno

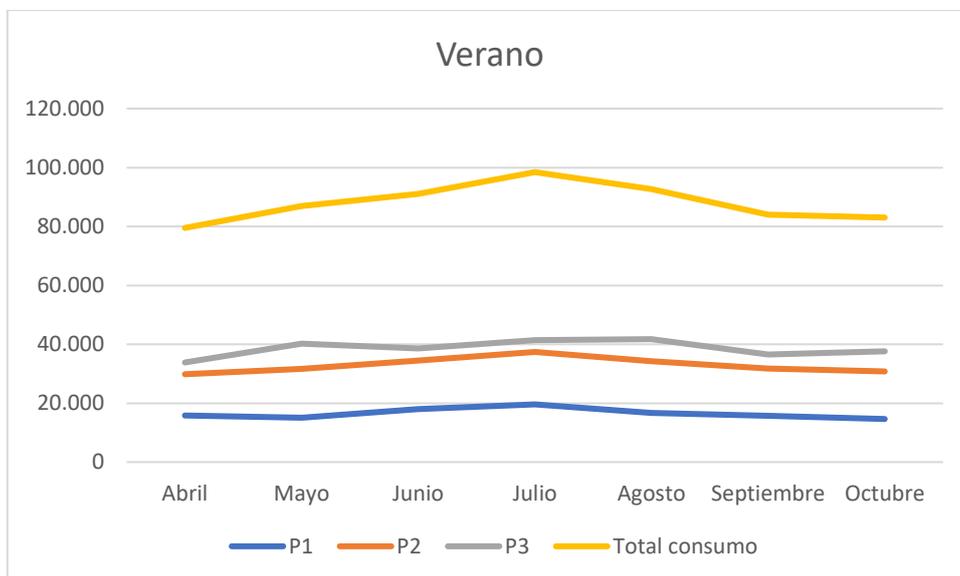


Figura 15. Consumo en periodo de verano

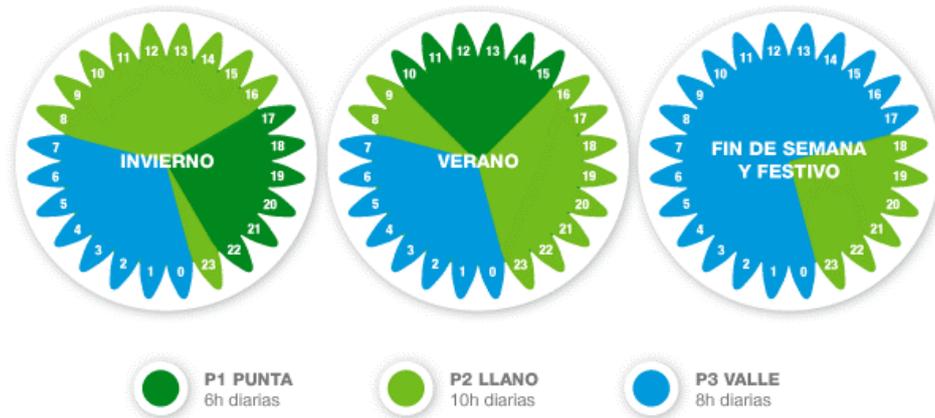


Figura 16 - Periodos horarios tarifa 3.1

Mediante la Figura 14, 15 y 16 podemos saber los horarios que más consumo tenemos en la planta, ya que nos guiamos mediante las facturas, con lo cual como se puede observar, los periodos de más consumo se tienen en verano.

11. Descripción de elementos empleados

11.1. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico se dispondrá en la cubierta de la nave, solo teniendo acceso de forma privada.

Nuestro generador está configurado con 16 ramas en paralelo con 24 módulos fotovoltaicos EX260M en serie cada rama. Esto hace un total de 384 módulos fotovoltaicos a instalar, y una potencia nominal total de 99,84 kWp. De esta manera, las principales características de nuestro generador fotovoltaico serán las siguientes:

- Potencia pico: $P = 384 \times 260 = 99840 \text{ Wp} = 99,84 \text{ kW}$
- Tensión en circuito abierto: $V_{oc} = 24 \times 38,2 = 916,8 \text{ V}$
- Intensidad de cortocircuito: $I_{sc} = 16 \times 8,91 = 142,56 \text{ A}$
- Tensión en el punto de máxima potencia: $V_{ppm} = 24 \times 30,7 = 736,8 \text{ V}$
- Intensidad en el punto de máxima potencia: $I_{ppm} = 16 \times 8,47 = 135,52 \text{ A}$

El generador se dispondrá con una orientación $\alpha = -52^\circ$ (Sureste) y una inclinación $\beta = 11^\circ$.

La cubierta donde se dispondrá el generador fotovoltaico no se encontrará libre de obstáculos, debido a la presencia de aireadores de cubierta y una estructura del edificio, por lo que hay que estudiar la disposición del mismo con objeto de minimizar las sombras que se puedan generar sobre el mismo. No obstante, se trata de una cubierta no transitable y apta para instalar nuestro generador.

11.2. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos a emplear en el presente proyecto serán del fabricante Exiom, concretamente el modelo EX260P-60, que emplean tecnología de células de silicio Policristalino.

El principal motivo de la elección de este módulo fotovoltaico es debido a que con esta tecnología de Silicio Policristalino conseguimos una buena relación rendimiento-precio de coste de instalación y de mantenimiento, ya que se trata de una de las tecnologías fotovoltaicas que mayor madurez tecnológica posee en la actualidad.

Los módulos EX260P-60 tendrán las siguientes características generales:

Tabla 4. Datos mecánicos módulo

Datos mecánicos	
Célula Solar	Silicio Policristalino
Dimensiones	1640 x 992 x 40 mm
Peso	20 kg
Caja de conexiones	6 diodos bypass
Condiciones de trabajo	
Máximo voltaje del sistema	1000 V
Fusible en serie	15
Carga mecánica	>5400 Pa
Temperatura funcionamiento	-40 – +85 °C
Aplicación	Clase A
Garantía	
10 años de garantía de producto	
12 años al 90% de producción	
25 años al 80% de producción	

Tabla 5. Características eléctricas del módulo con Irradiancia 1000 W/m²

Características Eléctricas: Comportamiento en STC: Irradiancia 1000 W/m ² , temperatura de célula 25 °C, AM 1.5	
Potencia nominal	260 Wp
Tensión en Circuito abierto	37,2 V
Corriente de Cortocircuito	8,91 A
Tensión en el punto de máxima potencia	30,7 V
Corriente en el punto de máxima potencia	8,47 A
Eficiencia	16,2 %
Tolerancia de potencia (%)	0 – 3%

Tabla 6 – Características eléctricas del módulo con Irradiancia 800 W/m²

Características Eléctricas: Comportamiento en STC: Irradiancia 800 W/m ² , temperatura de célula 20 °C, AM 1.5	
Potencia nominal	196,9 Wp
Tensión en Circuito Abierto	33,7 V
Corriente de Cortocircuito	7,63 A
Tensión en el punto de máxima potencia	28 V
Corriente en el punto de máxima potencia	7,03 A

Los coeficientes y las curvas características I-V del módulo EX260P-60 con respecto a la temperatura se muestran en la siguiente figura, junto a las dimensiones del módulo:

Tabla 7. Coeficientes temperatura módulo

Coeficientes de temperatura	
Potencia máxima	-0,442%/°C
Corriente de Cortocircuito	0,088%/°C
Tensión en Circuito Abierto	-0,352%/°C
NOCT	45 ± 2°C

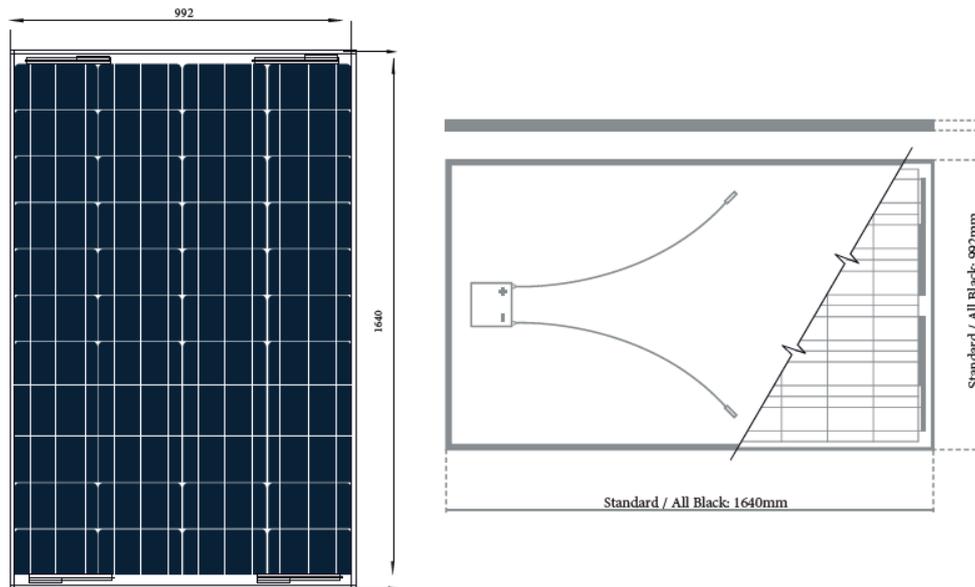


Figura 17 - Dimensiones módulo

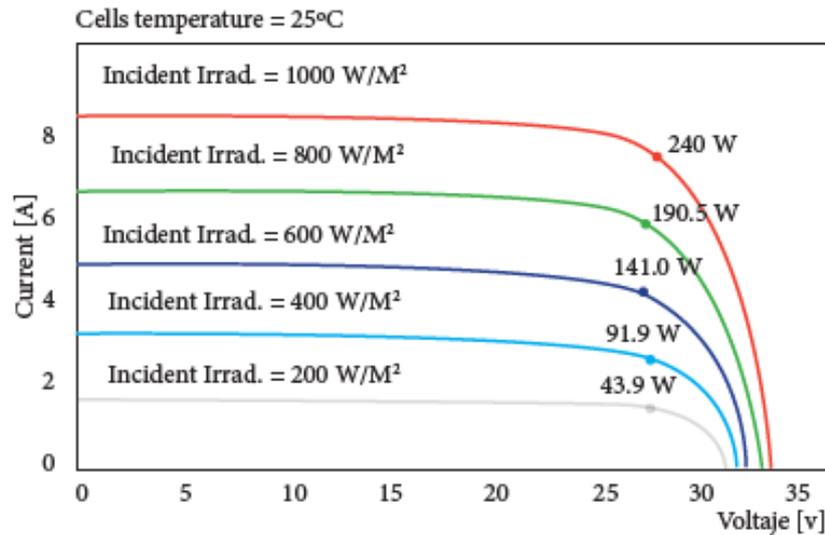


Figura 18 - Curva I-V/Potencia

Los módulos EX260P-60 cuentan con la homologación de TÜV Rheinland (IEC 61.215 e IEC 61.730), así como tienen el certificado de producto CE.

El conexionado entre los módulos fotovoltaicos se realizará mediante el empleo de cableado con conectores tipo multicontact MC4 o similar, que ya incorporan los módulos directamente desde fábrica.

No obstante, si se desea obtener, más información de los módulos fotovoltaicos se puede consultar la correspondiente ficha técnica de los mismos adjunta en el Anexo VII del presente proyecto.

11.3. Fijación módulos

El sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permitirá las dilataciones térmicas, sin transmitir las cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

El material a utilizar es de aluminio bruto capaz de resistir la carga producida por el peso de los módulos, con ellos instalados deben ser capaces de aguantar sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación, Parte II, DB SE y DB SE-AE.

Los módulos irán colocados en la cubierta, con lo que la sujeción estará integrada en ésta, se colocarán guías trapezoidales interfaces a una distancia de 33 cm de los extremos de los paneles, cuatro por panel, que irán atornilladas a la chapa simple de la nave mediante los 4 tornillos SB-

8X64/50. Encima de la guía trapezoidal, van colocados los soportes End clamp kit e Inter clamp kit que sujetan los paneles solares a la guía trapezoidal mediante tornillo M8x40.

A continuación, se adjuntan fotos:

Main Components and Parts List		
		
Inter Clamp Kits	End Clamp Kits	Trapezoidal interfaces

Figura 19. Soportes sujeción cubierta

- 1) Inter Clamp Kits
- 2) End Clamp Kits
- 3) Trapezoidal interfaces



Figura 20. Instalación soportes



Figura 21. Soporte trapezoidal interface

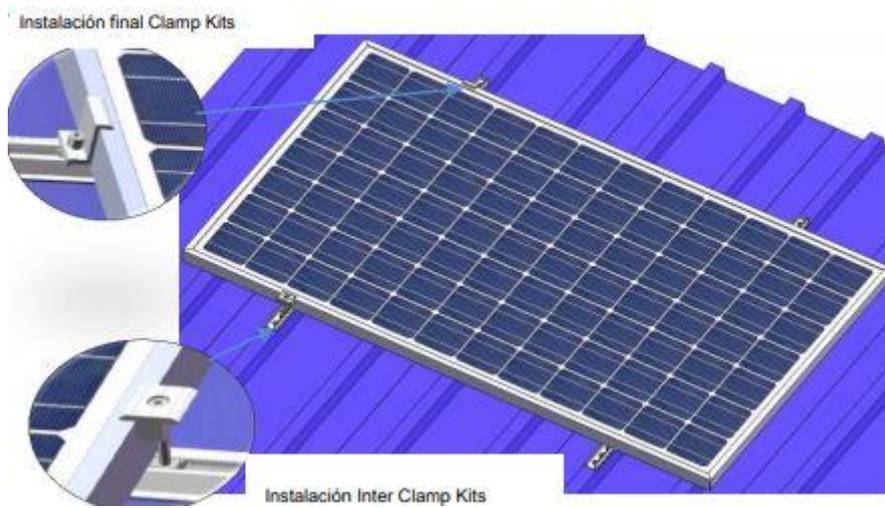


Figura 22. Secuencia instalación integrada

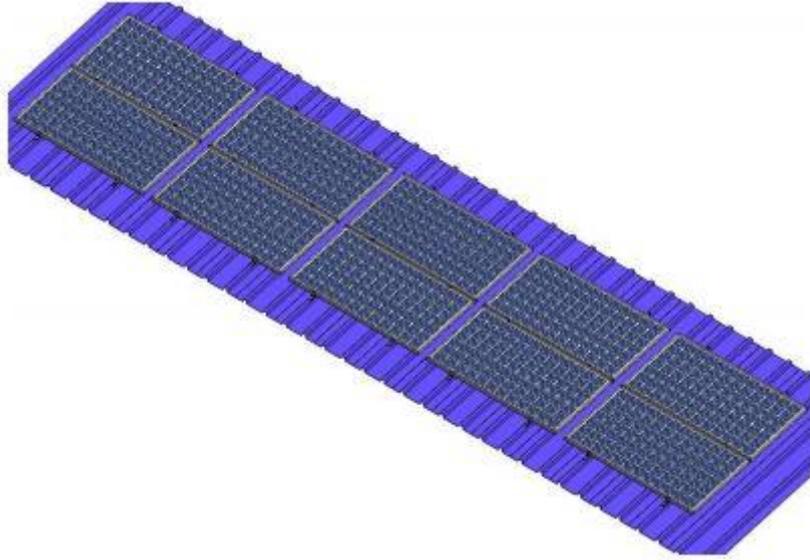


Figura 23. Finalización anclaje módulos



Figura 24 - Ejemplo de sujeción integrada en cubierta

Seguidamente, presentamos la justificación de la resistencia estructural de las naves:

- Módulo: EX260P-60
Peso unitario: 19,20 kg
- Aluminio:
Peso unitario: 0,625 kg/mL
- Tornillería:
Peso unitario: 0,013 kg
- Cableado y demás equipos eléctricos
Peso unitario: 0,190 kg

Para ello se analizará la resistencia estructural de la nave con situación de cargas más desfavorable.

Primero calcularemos el peso por unidad de área:

Tabla 8. Cargas en la cubierta

PESOS	CANTIDAD	SUBTOTAL PESO
Placas fotovoltaicas	384 Ud.	7372,80 kg
Guías planas módulo (m. de aluminio)	540	400,00 kg
Tornillería, amarres (m. de aluminio)	800	10,40 kg
Cableado y demás equipos eléctricos (m. de cable y parte proporcionales)	2210	420 kg
TOTAL		8203,20 kg
Superficie sobre la que se distribuyen los pesos (m2)		650
Peso por unidad de área (kg/m ²)		12,62

Como podemos observar el peso por unidad de área, 12,62 kg/m², está muy por debajo de los 100 kg/m² de sobrecarga de uso que establece el CTE para cubiertas accesibles para conservación con inclinación inferior a 20º (SE-AE-5, Tabla 3.1). Con lo que queda justificado que la estructura de la nave no se verá alterada por la instalación.

11.4. Inversor

El inversor será el encargado de convertir la corriente continua generada por el generador fotovoltaico en corriente alterna de las mismas características que la de la red interior donde inyectará la energía nuestro sistema.

El rendimiento del inversor es de un 98%, con lo que la potencia del generador será como mínimo 1,1 veces superior a la del inversor.

El sistema fotovoltaico seguirá el modelo de configuración con inversor central, se ha diseñado la instalación para que se instalen 3 inversores de 30 kW cada uno, a 2 inversores irán 5 strings y a otro inversor llegarán 6 strings. Se ha repartido la instalación entre tres inversores para que en caso de tener alguna avería, no deje de funcionar toda la planta fotovoltaica, además, de su peso reducido, se puede instalar en la cubierta sin problemas.

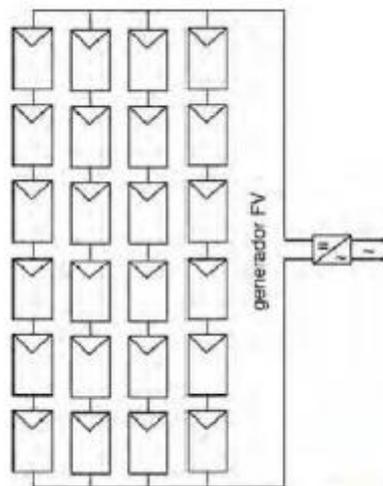


Figura 25 - Configuración inversor central

El inversor a utilizar en el presente proyecto será del fabricante AFORE, concretamente el modelo BNT030KTL, con una potencia nominal de salida del inversor Pac de 30,2 kW, orientado a sistemas solares en cubiertas y suelo de mediana potencia.

El inversor actúa como fuente sincronizada con la red y dispone de microprocesadores de control y de un PLC de comunicaciones.

Trabaja conectado por su lado de CC a un generador voltaico, y por su lado CA a un transformador que adapta la tensión de salida del inversor a la de la red. Este transformador permite además el aislamiento galvánico entre la parre de CC y la CA.

Dispone de un microprocesador encargado de garantizar una curva senoidal con una mínima distorsión. La lógica de control empleada garantiza además de un funcionamiento automático completo, el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y evita las posibles pérdidas durante periodos de reposo (Stand-by).

Es capaz de transformar en corriente alterna y entregar a la red la potencia que el generador fotovoltaico genera en cada instante, funcionando a partir de un umbral mínimo de radiación solar.

Además, permite la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, evitando el funcionamiento en isla, garantía de seguridad para los operarios de mantenimiento de la compañía eléctrica distribuidora. Los umbrales permitidos son:

- En frecuencia: 50 Hz
- En tensión: 1´1 Um a 0,85 Um

También actúa como controlador permanente de aislamiento para la desconexión conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de resistencia de aislamiento. Junto con la configuración flotante para el generador fotovoltaico garantiza la protección de las personas.

Posee un Datalogger interno para el almacenamiento de datos de hasta 3 meses. El mismo se puede controlar desde un PC remoto o in situ desde el teclado frontal del inversor. Dispone LEDs indicadores de estado y alarmas. Incluye además las aplicaciones AFORE SOLAR y su versión para Smartphone APP AFORE SOLAR para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

El inversor AFORE BNT030KTL cuenta con el marcado CE en virtud del cumplimiento de las siguientes directivas:

- Directiva de Baja Tensión 2006/95/CE: ya que cumple las partes aplicables a los inversores de la norma EN 50.178: Equipo electrónico para uso en instalaciones de potencia.

- Directiva de Compatibilidad Electromagnética 2004/108/CE: ya que cumple las partes que le son aplicables de las normas armonizadas:
 - EN 61000 – 6 – 2: Compatibilidad Electromagnética. Parte 6-2: Normas genéricas-Inmunidad para entornos industriales.
 - EN 61000 – 6 – 4: Compatibilidad Electromagnética- Parte 6-3: Normas genéricas-Emisión para entornos industriales.

El fabricante dispone de los correspondientes certificados necesarios para que la compañía distribuidora acepte que las protecciones eléctricas estén incorporadas en el inversor sin necesidad de añadir protecciones adicionales.



Figura 26 - Inversor AFORE BNT036KTL

Las características técnicas de nuestro inversor son:

Tabla 9 – Características inversor

AFORE BNT036KTL	
VALORES ENTRADA (DC)	
Potencia nominal DC	30 kW
Rango de tensión MPP	300 – 800 V
Tensión Máxima DC	1000 V
Corriente Máxima	66
Nº Entradas DC	6
MPPT	1
VALORES SALIDA (AC)	
Potencia nominal AC	30 kW
Corriente Máxima AC	45 A
Tensión Nominal AC	230 / 400 V
Frecuencia Nominal AC	50 / 60 Hz
Coseno Phi	0,95
THD	< 3%

RENDIMIENTO	
Eficiencia máxima	97,2 %
Euroeficiencia	96,1 %
DATOS GENERALES	
Refrigeración por aire	Ventilador
Consumo en stand-by	< 15 W
Consumo nocturno	< 1 W
Temperatura de funcionamiento	-20 °C – 55 °C
Humedad relativa	4 – 100 %
Grado de Protección	IP65
DIMENSIONES Y PESO	
Altura	730 mm
Ancho	465 mm
Fondo	222 mm
Peso	42 kg

No obstante, se puede consultar la ficha técnica del inversor AFORE BNT036KTL adjunta en el Anexo VII del presente proyecto.

Los inversores irán alojados en el exterior de la planta, al aire libre resguardados mediante un tejado. Se asegura la ventilación, la protección del sol y de la lluvia que pudiera incidir sobre ellos, estarán anclados a la estructura del edificio mediante un soporte de pletinas de hierro galvanizado de 40 mm x 5 mm, a éstas se atornillaran los soportes de anclaje que suministra el inversor, entre los inversores habrá una separación de 0,30 metros para la disipación del calor entre ellos.

11.5. Monitorización de los inversores

El inversor tiene integrado un sistema wifi de monitorización que actúa como interfaz entre la instalación de energía solar y el mundo exterior. Es posible visualizar mediciones e informaciones acerca del estado del inversor en la pantalla LCD del dispositivo.

Con la monitorización se podrá saber el estado del sistema para observar una situación de cambios que se pueda producir con el tiempo. Para esto, se precisa de un monitor o dispositivo de medición.

La instalación se monitorizará mediante navegador de PC, Android e IOS:

Visualización monitorización en PC

- A) Entrar en la dirección <http://af.mgantech.com/>:
- B) Introducir el email/usuario y contraseña que les ha correspondido y se podrá acceder a los datos de su instalación. Se podrá visualizar:
 - Monitorización de datos históricos/ en tiempo real: aparecen gráficos que muestran la potencia de salida, generación de electricidad y subsidios de ingresos, etc.
 - Alarma de fallo: ayuda a los usuarios a conocer la situación operativa anormal del sistema de manera conveniente y oportuna.

Visualización mediante APP

- A) Descargar la aplicación AFORE SOLAR
- B) Hacer clic en el icono de la aplicación en su dispositivo y entrar en la interfaz de inicio de sesión de la aplicación del monitor. Selecciona el idioma tocando el cuadro de diálogo en la esquina superior izquierda.

- C) Ingresa el “Nombre de usuario” y la “Contraseña” y haz clic en “Iniciar sesión para acceder a la interfaz principal.
- D) Al tocar el icono para ingresar a “mis sitios”, se puede obtener la información relacionada.

11.6. Cableado

A. Cableado corriente continua

Para la elección del cableado de la parte de corriente continua (CC) seguiremos lo indicado en la especificación AENOR EA 0038 y en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

La especificación EA 0038 desarrolla el cableado a utilizar tanto en la conexión entre los módulos fotovoltaicos y al inversor.

Los cables de la parte de continua serán cables diseñados para condiciones severas y de larga duración (superiores a 25 años), adecuados para equipos de aislamiento de clase II, resistentes a temperaturas extremas (entre -40 °C y +90 °C) como a la intemperie y diseñados para una temperatura máxima en el conductor de 120 °C. Serán de alta seguridad (AS), es decir, no propagadores de llama, ni fuego y de baja emisión de humos y gases corrosivos.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos elevados. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 % en toda la parte de corriente continua de nuestra instalación.

Los cables deberán indicar el fabricante o marca comercial, la designación del cable, la sección del mismo, la tensión asignada y las dos últimas cifras del año de fabricación. La grabación deberá ser legible y cumplir las especificaciones de los apartados 3.2, 3.3 y 3.4 de la parte 1 de la Norma UNE 21207.

La tensión asignada por los cables serán 1,8 kV D.C. (conductor – conductor, sin puesta a tierra, circuito sin carga).

Los cables a emplear serán del fabricante GENERAL CABLE o similar, en concreto los denominados comercialmente como Exzhellent Solar. Así los tipos empleados son:

- Conexionado entre los Módulos Fotovoltaicos: Se empleará el cable designado ZZ-F (AS) 1,8 kV DC.
- Conexionado entre los Módulos Fotovoltaicos y el Inversor: Se empleará el cable designado XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC.

En la parte de continua se utilizará el siguiente código de colores:

- Polo positivo: de color rojo
- Polo negativo: de color negro
- Protección: amarillo-verde

No obstante, la ficha técnica de los cables arriba mencionados puede consultarse en el Anexo VII del presente proyecto.

B. Cableado de corriente alterna

Para la elección del cableado de la parte de corriente alterna (CA) seguiremos con lo indicado en la ITC BT-19, 20 y 28 del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

La caída de tensión máxima vendrá impuesta según lo estipulado en la ITC-BT 40 punto 5, es decir, 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.

El cableado de la parte de alterna irá desde la salida de nuestro Inversor hasta el Cuadro de Protección de alterna junto a los inversores, en la cubierta de la nave. Será instalado en montaje sobre Bandeja de tipo rejilla.

Los cables serán diseñados para resistir temperaturas extremas (entre -40 °C y +90 °C). Serán de alta seguridad (AS), es decir, no propagadores de llama, ni fuego y de baja emisión de humos y gases tóxicos.

Los cables a emplear serán del fabricante GENERAL CABLE o similar, en concreto los denominados comercialmente como Exzhellent XXI 1000 V, cuya designación es RZ1 – K(AS) 0,6/1 kV.

No obstante, la ficha técnica de los cables arriba mencionados puede consultarse en el Anexo VII del presente proyecto.

11.7. Canalización

A. *Canalización de la parte de corriente continua*

Para la elección de las canalizaciones de la parte de continua (CC) seguiremos lo indicado en la especificación AENOR EA 0038.

En esta parte diferenciamos dos tipos:

a) Interconexión entre módulos fotovoltaico:

En este caso los conductores dispondrán fijados directamente sobre la estructura portante.

Como los conductores empleados serán de doble aislamiento, los mismos se dispondrán aprovechando el interior de los perfiles metálicos de la estructura, evitando en la medida de lo posible su exposición al sol y el paso por aristas cortantes, teniendo en cuenta las siguientes prescripciones de montaje y ejecución:

- Se fijarán a la estructura mediante bridas, abrazaderas o collares de forma que no dañen las cubiertas de los cables.
- Se dispondrán puntos de fijación sucesivos cada 0,40 m de cableado, con objeto de evitar el doblado por su propio peso.
- El radio de doblado no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable.
- Los cruces con cables de canalizaciones no eléctricas se realizarán por la parte posterior o anterior de las mismas, dejando una distancia mínima de 3 cm entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando el cruce se efectúe por la parte anterior.

-

b) Conexión Strings – Inversor:

El cableado de este tramo de corriente continua será de doble aislamiento con armadura y adecuado para su uso en intemperie, de acuerdo con la norma UNE 21123, se dispondrá canalización de bandeja portacables.

Así se dispondrán bandejas tipo rejilla con tapa metálica modelo REJIBAND del fabricante AEMSA o similares. Dichas rejillas cumplirán los requisitos exigidos por la norma europea UNE-EN-61537 “Sistemas de bandejas y bandejas de escalera para la conducción de cables” y contarán con el marcado CE.

Las bandejas Rejiband se tratan de bandejas metálicas de varillas electrosoldadas con borde de seguridad, para evitar el dañado del cableado y del instalador. Con este tipo de bandejas se ofrece un máximo de ventilación y limpieza del cableado, proporcionando gran resistencia al sistema de canalización.

Con objeto de que nuestro sistema de canalizaciones cumpla la norma UNE-EN-61537 con respecto a la resistencia de la corrosión, deberemos utilizar bandejas Rejiband de tipo “Galvanizado en Caliente (G.C.)”, ya que este tipo de acabado es el apto para instalación al exterior con condiciones agresivas o húmedas.

Las dimensiones de las canalizaciones a utilizar serán las siguientes:

Tabla 10 – Rejilla tramo Ramas- Inversor

Tramo	Tipo Bandeja	Dimensiones	Longitud necesaria
Ramas - Inversor	Rejiband	100 x 35	35 m

El fabricante nos asegura además que la bandeja Rejiband posee una buena continuidad eléctrica entre tramos de bandeja, no obstante, y como medida de seguridad, cada tramo de bandeja se dispondrá a tierra de forma independiente.

En todo momento se deberá respetar la capacidad de carga de cada tramo acorde a lo indicado por el fabricante y conforme a la norma UNE-EN-61537, así como las recomendaciones del mismo en cuanto a soportes, curvas y accesorios a utilizar.

El tramo de canal que va sobre la cubierta estará soportada a las omegas de la estructura de sujeción de los módulos, atornilladas a estas.

B. Canalizaciones de la parte de corriente alterna

Para la elección de las canalizaciones de la parte de corriente alterna (CA) seguiremos lo indicado en la ITC BT-20 y 21 del REBT, ya que tenemos un tramo de canalización sobre bandeja superficial, otro en tubo sobre la superficie de la fachada y un tramo enterrado bajo tubo.

Según la tabla 10 de la ITC BT-20 y al disponer conductores de tipo unipolar con cubierta se podrán utilizar “Bandejas de Escalera o Bandejas Soportes”, por lo que dispondremos Bandejas de tipo rejilla con tapa metálica del modelo REJIBAND del fabricante AEMSA o similares (es decir,

las mismas descritas anteriormente en la parte de corriente continua). Siendo su montaje de tipo superficial, como así determina la tabla 2 de la misma instrucción técnica.

Tabla 11 - Situación de las canalizaciones en bandeja

Situaciones		Sistemas de instalación							
		Sin fijación	Fijación directa	Tubos	Canales y molduras	Conductos de sección no circular	Bandejas de escalera Bandejas soportes	Sobre aisladores	Con fiador
Huecos de la construcción	accesibles	+	+	+	+	+	+	-	0
	no accesibles	+	0	+	0	+	0	-	-
Canal de obra		+	+	+	+	+	+	-	-
Enterrados		+	0	+	-	+	0	-	-
Empotrados en estructuras		+	+	+	+	+	0	-	-
En montaje superficial		-	+	+	+	+	+	+	-
Aéreo		-	-	(*)	+	-	+	+	+
+ : Admitido - : No admitido 0 : No aplicable o no utilizado en la práctica (*) : No se utilizan en la práctica salvo en instalaciones cortas y destinadas a la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida									

Un tramo de canalización será mediante tubo fijado en la fachada, deberá cumplir según la Tabla 12 - Resistencia tubos canalización y

Tabla 13 - Diámetro tubo canalización de la ITC BT-21.

Tabla 12 - Resistencia tubos canalización

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

Tabla 13 - Diámetro tubo canalización

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

11.8. Puesta a tierra

Con objeto de proporcionar una protección de las personas contra contactos directos e indirectos de nuestro sistema fotovoltaico, se dispondrá el generador fotovoltaico en esquema “flotante”, es decir, la red de corriente continua del generador fotovoltaico se encuentra aislada en tierra y existe una tierra de protección a la que se unirán las masas metálicas del sistema, así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones.

Así, se dispondrá una conexión equipotencial a tierra a la que se unirán todas las partes metálicas de los componentes de nuestro sistema fotovoltaico. Esta red de tierra tendrá los objetivos siguientes:

- La protección de las personas frente a contactos indirectos, al impedir que las masas adquieran potencial en el caso de defectos de aislamiento.
- Permitir la correcta actuación de los limitadores de corriente y sobretensión de la protección interna.

Se cumplirá el artículo 15 del RD 1.699/2011 y la ITC BT-40, por lo que el electrodo de puesta a tierra de nuestra instalación será independiente del electrodo del neutro de la empresa distribuidora, así como también dispondrá de una separación galvánica entre la parte de corriente alterna y la de continua en nuestra instalación, que se logrará a través del transformador existente en nuestro inversor.

Los conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de corriente continua y de corriente alterna de nuestra instalación. La sección mínima de dichos conductores vendrá dada según la tabla 2 de la ITC BT-18 y cumplirá la norma UNE 20.460-5-54. Así se dispondrá los siguientes conductores de protección:

- 4 mm² para la conexión de los marcos, partes metálicas, etc... del generador fotovoltaico.
- 25 mm² en el descargador de sobretensiones de CA del Inversor.
- 50 mm² para el enlace de barra de equipotencialidad con pica.

Los conductores de protección serán del mismo tipo y modelo que los empleados en sus respectivos tramos, descritos en el apartado correspondiente del presente proyecto.

El conductor de tierra que unirá la barra de equipotencialidad con la puesta a tierra será de cobre desnudo de 50 mm² de sección nominal con una longitud total de 60 m, 10 metros estarán enterrados hasta enlazar con una pica de acero cobrizado de 250 u de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud total, que se dispondrá hincada al terreno.

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

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación.

Dado que la resistencia de un electrodo depende de la resistividad del terreno en el que se establece y esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, previa a la entrega deberá ser obligatoriamente comprobada por el Instalador Autorizado. En caso de que no cumpla con lo establecido se incrementará el número de picas separadas un metro entre sí y unidas por cable de cobre enterrado hasta conseguir que la resistencia a tierra adecuada.

11.9. Protecciones

A) *Protección contra contactos directos*

La protección principal contra contactos directos se logrará principalmente mediante la aplicación de medidas para impedir el contacto de las personas con las partes activas de la instalación. Siendo estas medidas las siguientes:

- Recubrimiento de las partes activas con material aislante.
- Interposición de barreras o envolvente.
- Interposición de obstáculos.
- Puesta fuera de alcance por alejamiento

La protección auxiliar consistirá en:

a) Parte de corriente continua:

Nuestro inversor dispondrá de un controlador de aislamiento de la parte de corriente continua, con el objeto de que si la resistencia de aislamiento de nuestra instalación disminuye por debajo de los valores de seguridad desconectará el inversor y accionará una alarma. Como norma general, el valor de ajuste de la resistencia de aislamiento será mayor o igual a 10 veces la tensión de circuito abierto del generador.

b) Parte de corriente alterna:

Igualmente, nuestro inversor dispondrá de un dispositivo de corriente diferencial residual de sensibilidad igual a 30 mA, asociado al interruptor general de salida CA.

B) *Protección contra contactos indirectos*

Las dos protecciones contra contactos indirectos a utilizar serán las siguientes:

- Protección por corte automático de la alimentación.
- Protección por el empleo de materiales de clase II o aislamiento equivalente.

a) Parte de corriente continua:

En generadores con esquema flotante, se cumplirá que:

$$R_t \times I_d < U_L$$

Siendo:

R_t = Resistencia eléctrica de la toma de tierra de las masas

I_d = Intensidad de defecto

U_L = Tensión límite convencional de seguridad en emplazamientos mojados = 50 Vdc

Teniendo en cuenta que en esta parte de la instalación no contamos con un dispositivo de corte por corriente diferencial residual, la única forma de limitar el valor de la intensidad de defecto será mantener la resistencia de aislamiento (R_{iso}), sea mayor o igual que 10 veces la tensión de generación (V_{OC}).

Así, el inversor escogido dispondrá de un controlador de aislamiento de la parte de corriente continua, con el objeto de que si la resistencia de aislamiento de nuestra instalación disminuye por debajo de los valores de seguridad desconectará el inversor y accionará una alarma.

Se emplearán en la instalación materiales de clase II o aislamiento equivalente (módulos, cajas, cables, inversor, etc..).

b) Parte de corriente alterna:

El corte automático de la instalación se realizará mediante el empleo de un dispositivo de corriente diferencial residual de sensibilidad regulable entre 0-30 mA, asociado al interruptor automático general en la salida de CA del inversor, de forma que se cumplirá:

$$R_T \times I_d \leq U_L \quad \rightarrow \quad R_T \leq 50 / 0,03 = 1666,66 \Omega$$

Ya que, U_L = Tensión límite convencional de seguridad en emplazamientos secos en corriente alterna = V_{AC} .

No obstante, la Guía BT-26 referente al REBT, hace unas recomendaciones entre las que figura que se consiga que la resistencia de puesta a tierra $R_T < 37 \Omega$ para edificios sin pararrayos, como es nuestro caso. Esta recomendación viene siendo exigida por

el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por lo que dispondremos de una puesta a tierra con un valor de resistencia a tierra inferior a los 37Ω .

C) Protección frente a sobretensiones

Para la protección frente a sobretensiones se utilizará un sistema interno de protección, con el objeto de reducir y evitar los efectos de las sobretensiones originadas por la descarga del rayo y los campos electromagnéticos asociados, así como las sobretensiones transmitidas por las líneas de conexión.

El sistema interno de protección empleado consistirá en las siguientes medidas:

- Conexión equipotencial: se basa en conseguir la equipotencialidad de las tierras utilizando un único electrodo de puesta a tierra para toda la instalación. Esto evita que, ante una descarga del rayo, aparezcan diferencias de potencial entre los distintos elementos del sistema.
- Instalación de descargadores de sobretensión: encargadas de limitar el valor de las sobretensiones que se pueden presentar en la instalación.

a) Parte de corriente continua:

En la parte de corriente continua se deben proteger los componentes del generador fotovoltaico y el inversor.

Así, se dispondrán en el cuadro de protección descargadores de sobretensiones de corriente continua clase 2 hasta 1000Vdc.

b) Parte de corriente alterna

Con objeto de proteger nuestra instalación frente a sobretensiones procedentes de la red eléctrica se dispondrá en la salida de corriente alterna del inversor un descargador de sobretensiones.

Como la acometida a la planta industrial se realiza en alta tensión de forma aérea, solo será necesario que nuestros descargadores sean de Clase C. Teniendo en cuenta que en España se utiliza el esquema de distribución TT, el descargador a utilizar se instalará entre las fases y neutro y entre neutro y conductor de protección.

Así, el descargador de sobretensiones de la parte de corriente alterna dispuesto en el inversor cumplirá como mínimo las siguientes condiciones:

- Clase C (Tipo 2 según EN 61643-11).
- Tensión nominal: $U_n = 350 \text{ V}$.
- Tensión máxima de funcionamiento: $U = 385 \text{ V}_{AC}$
- Corriente nominal de descarga: $I_{sn} \geq 20 \text{ kA}$.
- Corriente máxima de descarga: $I_{max} \geq 40 \text{ kA}$.
- Nivel de protección: $U_p < 1,7 \text{ kV}$. Inferior a tensión soportada a impulsos 1,2/50 kV por los elementos del generador fotovoltaico, según tabla 1 de la ITC BT-23, que tiene un valor de Categoría III = 4 kV.

D) Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades en la parte de corriente continua

Protección de entrada del inversor:

Con objeto de proteger contra sobreintensidades la entrada de corriente continua del inversor, se colocará un cuadro de protección de 320x210x150mm con bases portafusibles y fusibles.



Figura 27. Cuadro protección CC UNF1-32-3S-CIL10-ST

El mismo inversor incorpora un fusible tanto para el polo positivo como para el polo negativo.

Así, se utilizarán fusibles aptos para su uso en corriente continua y curva gPV, según IEC 60.269-6, adecuada a instalaciones fotovoltaicas.

La tensión asignada mínima de los fusibles deberán ser 1,1 veces superior a la tensión máxima de circuito abierto del generador ($V_{GFV,OC,max}$) en condiciones estándar de medida.

La corriente asignada del fusible se escogerá de forma que los fusibles de cada rama cumplirán:

$$I_n \geq 1,25 \times N_{mp} \times I_{MOD,SC,SCT}$$

Time-current characteristics acc. VDE 0636-2; IEC/EN 60269-2

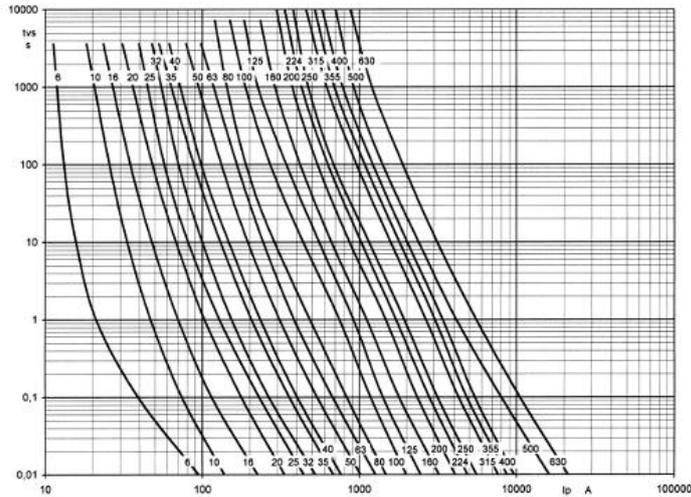


Figura 28 - Curva Tiempo-Intensidad Fusibles NH Curva gPV

Además, con objeto de cumplir lo indicado en la IEC 60.634-7-712, se deberá disponer de un interruptor de corte en carga con objeto de llevar a cabo los trabajos de reparación y/o mantenimiento.

Así, en la entrada de corriente continua del inversor, el mismo inversor dispone de un interruptor seccionador de corte en carga del fabricante AFORE, concretamente del modelo DC" – 1000V_{DC}, con accionamiento a través de mando en el exterior del inversor.

E) Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades en la parte de corriente alterna

Para evitar sobreintensidades que puedan dañar nuestro circuito se corriente alterna tenemos que disponer de los correspondientes elementos de protección.

Así, a la salida de los inversores se dispondrán de un interruptor automático magnetotérmico C120N -4P-60A-curva D-A9N18391 por cada uno de ellos, en su salida se unirán en una protección mediante un interruptor automático diferencial con relé toroidal asociado.

Dicho interruptor automático diferencial será de intensidad asignada 250 A curva B, asociado a un relé diferencial de sensibilidad 30 mA.



Figura 29. Relé diferencial



Figura 30. Toroide

Para evitar paradas en la instalación por disparos intempestivos, el relé diferencial será de alta inmunidad o bien con reconexión automática.



Figura 31 - Protección contra sobrecargas general

F) Protección de la interconexión

La conexión del generador fotovoltaico a la red no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa. Asimismo, su funcionamiento no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada.

Al tener nuestra instalación fotovoltaica una potencia superior a 5 kW, la conexión será trifásica.

La variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no podrá ser superior al 2,5 % de la tensión nominal.

El factor de potencia de la energía suministrada debe ser lo más próximo a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 % de su potencia nominal, como así cumple el inversor escogido.

- Condiciones específicas para la conexión en redes interiores:

Se dispondrá de un transformador de propiedad del consumidor para la alimentación de la planta industrial con medida de alta tensión y su correspondiente cuadro de baja tensión a la salida del transformador.

Atendiendo a lo indicado en el RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (≤ 100 kW), como es nuestro caso, el artículo 14 de dicho RD fija las protecciones y relaciona los elementos de maniobra y protección que se deben incluir en la red de baja tensión de salida de nuestra instalación fotovoltaica

Por lo que, las protecciones con las que debemos contar en la interconexión serán las siguientes:

- a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la

red, junto a un relé de enclavamiento. La función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo, como así ocurre en nuestro caso.

- d) Protecciones de la máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1 del artículo 14 del RD 1699/2011, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado de red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menos o igual a 50 Hz.

Contando nuestro inversor con dichas protecciones.

11.10. Cuadros eléctricos

A) Cuadro general de maniobra y protección

Se utilizarán cajas de conexiones de la firma Cahors, de doble aislamiento según IEC 60.439-1, fabricados en material higroscópico autoextinguible y elevada resistencia a la polución y la corrosión, tapa frontal de policarbonato, ventilación para asegurar la no existencia de condensación en el interior, pantallas de protección para evitar el contacto directo, con grado de protección y resistencia IP55 e IK09.



Figura 32 - PCA Cahors

B) Cuadro de protección y medida

El modelo a empotrar utilizado será del fabricante Cahors O255520-MD, que irá ubicado lo más próximo al contador de la compañía, en este caso en una hornacina junto al centro de transformación del cliente.



Figura 33 - Caja de protecciones y medida mod. O255520-MD

Es de obligado cumplimiento incluir un interruptor de corte en carga, que será un interruptor seccionador. Este interruptor, que se ubica 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. El equipo de medida será por cuenta del titular, tal y como dicta la compañía suministradora, IBERDROLA. Al tratarse de una instalación superior a 15 kW, el equipo de medición será mediante telemedida.

En suministros de tipo 3 (potencia contratada mayor de 50 kW y menor o igual de 450 kW) se instalará MEDIDA INDIRECTA (con transformadores de Intensidad) y será el modelo Landis ZMG410CTSRE (contador+modem).

El resto de condiciones técnicas cumplirán con lo establecido en la O.M. y en el M.T. de Iberdrola sobre condiciones Técnicas de la Instalación de Autoprodutores.

Los contadores cumplirán todo lo recogido en la ITC-BT-16 y en el RD 1663/2000. Se instalará un contador bidireccional ajustado a la normativa metrológica vigente y su precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la de clase de precisión 2, regulada por el Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo.

Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica encuentre entre el 50 por 100 de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo-

En el caso de estudio:

$$0,5 I_{\text{nominal}} \text{ de precisión} < 64,5 < I_{\text{max}} \text{ de precisión}$$

Los contadores serán seleccionados entre las marcas homologadas por la compañía eléctrica distribuidora, siendo, además, certificados por la misma.

12. Planificación

La duración de la ejecución de las obras se estimará en 9 días repartidas las tareas como se muestra a continuación.

Tabla 14

ACTIVIDAD	Semana 1					Semana 2			
	L	M	M	J	V	L	M	M	J
Trabajos medidas de seguridad	■								
Material en obra y planificación	■								
Instalación anclajes paneles		■	■						
Instalación bandejas y tubos			■						
Realización de zanja tubo enterrado			■						
Instalación cubierta encima inversores			■						
Instalación cuadros de protección y medida				■					
Cableado CC, desde paneles a CP				■					
Instalación módulos				■	■	■			
Instalación inversores						■			
Cableado CA desde inversor a CP							■		
Cableado CA desde CP hasta CPM							■		
Puesta en marcha								■	■

13. Conclusión

Con este documento se entiende que se ha descrito adecuadamente y en profundidad para su correcta ejecución, las instalaciones de referencia, sin el perjuicio de cualquier ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

Castellón, junio de 2018

El Ingeniero Eléctrico:

Ángel Palacios Saura

Nº de colegiado: -----

Estudio de Viabilidad

La realización del presente estudio se ha efectuado de acuerdo a los datos de demanda energética facilitados por el cliente:

TARIFA	
Tarifa contratada	3.1
Potencia contratada (kW)	160

CONSUMOS	
Energía total anual consumida (kWh)	992.348
Facturación Término Energía (€)	80.963

Precios en tarifa €/kWh	
Tarifa P1	0.094015
Tarifa P2	0.0847020
Tarifa P3	0.062891

La proposición de la solución técnica económica es sobre la proposición de los módulos sobre cubierta con diferentes tipos de instalación.

Con los datos de producción, podemos obtener la energía realmente aprovechada por la instalación y la energía potencialmente utilizable:

A. Instalación sobre cubierta: Inclinación 11°, orientación 52° SE

	Generada	Aportada
Enero	6.806 kWh	6.806 kWh
Febrero	9.275 kWh	9.275 kWh
Marzo	12.663 kWh	12.663 kWh
Abril	13.929 kWh	13.929 kWh
Mayo	15.702 kWh	15.702 kWh
Junio	17.379 kWh	17.379 kWh
Julio	17.253 kWh	17.253 kWh
Agosto	15.227 kWh	15.227 kWh
Septiembre	12.219 kWh	12.219 kWh
Octubre	9.877 kWh	9.877 kWh
Noviembre	7.313 kWh	7.313 kWh
Diciembre	6.015 kWh	6.015 kWh
Total	143.658 kWh	143.658 kWh

		CONSUMO	FV AUTOCONSUMIDA	FV EXCEDENTES	AHORRO	Impuesto al sol
Enero	P1	11.655 kWh	136 kWh	0 kWh	12,79	3,08
	P2	24.837 kWh	5.853 kWh	0 kWh	511,67	88,38
	P3	30.476 kWh	817 kWh	0 kWh	51,38	11,60
Febrero	P1	11.378 kWh	278 kWh	0 kWh	26,14	6,30
	P2	23.033 kWh	7.884 kWh	0 kWh	689,22	119,05
	P3	26.881 kWh	1.113 kWh	0 kWh	70,00	15,80
Marzo	P1	15.027 kWh	633 kWh	0 kWh	59,51	14,34
	P2	30.354 kWh	10.510 kWh	0 kWh	918,78	158,70
	P3	35.445 kWh	1.520 kWh	0 kWh	95,59	21,58
Abril	P1	15.840 kWh	7.939 kWh	0 kWh	746,42	179,90
	P2	29.840 kWh	4.457 kWh	0 kWh	389,63	67,30
	P3	33.832 kWh	1.532 kWh	0 kWh	96,35	21,75
Mayo	P1	15.020 kWh	8.636 kWh	0 kWh	811,96	195,69
	P2	31.647 kWh	5.339 kWh	0 kWh	466,74	80,62
	P3	40.271 kWh	1.727 kWh	0 kWh	108,61	24,52
Junio	P1	17.948 kWh	9.559 kWh	0 kWh	898,74	216,61
	P2	34.492 kWh	6.083 kWh	0 kWh	531,78	91,85
	P3	38.646 kWh	1.738 kWh	0 kWh	109,30	24,68
Julio	P1	19.597 kWh	9.489 kWh	0 kWh	892,16	215,02
	P2	37.397 kWh	5.866 kWh	0 kWh	512,81	88,58
	P3	41.455 kWh	1.898 kWh	0 kWh	119,37	26,95
Agosto	P1	16.693 kWh	8.832 kWh	0 kWh	830,38	200,13
	P2	34.272 kWh	4.720 kWh	0 kWh	412,62	71,27
	P3	41.749 kWh	1.675 kWh	0 kWh	105,34	23,79
Septiembre	P1	15.697 kWh	7.332 kWh	0 kWh	689,35	166,14
	P2	31.777 kWh	3.544 kWh	0 kWh	309,82	53,51
	P3	36.516 kWh	1.344 kWh	0 kWh	84,52	19,08
Octubre	P1	14.634 kWh	6.321 kWh	0 kWh	594,30	143,23
	P2	30.800 kWh	2.469 kWh	0 kWh	215,84	37,28
	P3	37.605 kWh	1.086 kWh	0 kWh	68,30	15,42
Noviembre	P1	14.852 kWh	146 kWh	0 kWh	13,73	3,31
	P2	30.209 kWh	6.289 kWh	0 kWh	549,78	94,96
	P3	36.560 kWh	878 kWh	0 kWh	55,22	12,47
Diciembre	P1	15.007 kWh	60 kWh	0 kWh	5,64	1,36
	P2	31.972 kWh	5.233 kWh	0 kWh	457,47	79,02
	P3	38.934 kWh	722 kWh	0 kWh	45,41	10,25

TOTAL	12.557 €	2.603,56 €
--------------	-----------------	-------------------

Evolución económica de la inversión					
Coste instalación :		117.126,31 €		IPC:	2,50%
Año	Pago instalación	Ahorro	Mantenimiento	Cash Flow	Balance
Año 0	0 €	0 €	0 €	0 €	-117.126 €
Año 1	-117.126 €	12.557 €	-250 €	12.307 €	-104.820 €
Año 2		13.059 €	-256 €	12.803 €	-92.017 €
Año 3		13.581 €	-263 €	13.319 €	-78.698 €
Año 4		14.125 €	-269 €	13.855 €	-64.843 €
Año 5		14.690 €	-276 €	14.414 €	-50.429 €
Año 6		15.277 €	-283 €	14.994 €	-35.435 €
Año 7		15.888 €	-290 €	15.598 €	-19.837 €
Año 8		16.524 €	-297 €	16.227 €	-3.610 €
Año 9		17.185 €	-305 €	16.880 €	13.270 €
Año 10		17.872 €	-312 €	17.560 €	30.829 €
Año 11		18.587 €	-320 €	18.267 €	49.096 €
Año 12		19.330 €	-328 €	19.002 €	68.099 €
Año 13		20.104 €	-336 €	19.767 €	87.866 €
Año 14		20.908 €	-345 €	20.563 €	108.429 €
Año 15		21.744 €	-353 €	21.391 €	129.820 €
Año 16		22.614 €	-362 €	22.252 €	152.072 €
Año 17		23.518 €	-371 €	23.147 €	175.219 €
Año 18		24.459 €	-380 €	24.079 €	199.298 €
Año 19		25.437 €	-390 €	25.048 €	224.345 €
Año 20		26.455 €	-400 €	26.055 €	250.401 €
Año 21		27.513 €	-410 €	27.104 €	277.504 €
Año 22		28.614 €	-420 €	28.194 €	305.698 €
Año 23		29.758 €	-430 €	29.328 €	335.026 €
Año 24		30.949 €	-441 €	30.507 €	365.533 €
Año 25		32.187 €	-452 €	31.734 €	397.268 €
Año 26		33.474 €	-463 €	33.011 €	430.278 €
Año 27		34.813 €	-475 €	34.338 €	464.616 €
Año 28		36.205 €	-487 €	35.719 €	500.335 €
Año 29		37.654 €	-499 €	37.155 €	537.489 €
Año 30		39.160 €	-512 €	38.648 €	576.137 €
		TIR	14%		
		PRC	9,33 años		
		Coste FV	3,05 c€/kW		

B. Instalación sobre cubierta: Inclinación 36°, orientación 52° SE

	Generada	Aportada
Enero	4457,63	4457,63
Febrero	5626,30	5626,30
Marzo	7045,40	7045,40
Abril	7245,74	7245,74
Mayo	7813,38	7813,38
Junio	8447,80	8447,80
Julio	8464,49	8464,49
Agosto	7779,99	7779,99
Septiembre	6611,32	6611,32
Octubre	5759,86	5759,86
Noviembre	4657,98	4657,98
Diciembre	4023,56	4023,56
Total	77,933 kWh	77,933 kWh

		CONSUMO	FV AUTOCONSUMIDA	FV EXCEDENTES	AHORRO	Impuesto al sol
Enero	P1	11.655 kWh	136 kWh	0 kWh	8,38	2,02
	P2	24.837 kWh	5.853 kWh	0 kWh	335,13	57,89
	P3	30.476 kWh	817 kWh	0 kWh	33,64	7,60
Febrero	P1	11.378 kWh	278 kWh	0 kWh	15,87	3,82
	P2	23.033 kWh	7.884 kWh	0 kWh	418,07	72,21
	P3	26.881 kWh	1.113 kWh	0 kWh	42,46	9,59
Marzo	P1	15.027 kWh	633 kWh	0 kWh	33,12	7,98
	P2	30.354 kWh	10.510 kWh	0 kWh	511,20	88,30
	P3	35.445 kWh	1.520 kWh	0 kWh	53,17	12,01
Abril	P1	15.840 kWh	7.939 kWh	0 kWh	388,31	93,59
	P2	29.840 kWh	4.457 kWh	0 kWh	202,70	35,01
	P3	33.832 kWh	1.532 kWh	0 kWh	50,13	11,32
Mayo	P1	15.020 kWh	8.636 kWh	0 kWh	404,04	97,38
	P2	31.647 kWh	5.339 kWh	0 kWh	232,24	40,11
	P3	40.271 kWh	1.727 kWh	0 kWh	54,05	12,20
Junio	P1	17.948 kWh	9.559 kWh	0 kWh	436,84	105,28
	P2	34.492 kWh	6.083 kWh	0 kWh	258,48	44,65
	P3	38.646 kWh	1.738 kWh	0 kWh	53,13	12,00
Julio	P1	19.597 kWh	9.489 kWh	0 kWh	437,71	105,49
	P2	37.397 kWh	5.866 kWh	0 kWh	251,59	43,46
	P3	41.455 kWh	1.898 kWh	0 kWh	58,56	13,22
Agosto	P1	16.693 kWh	8.832 kWh	0 kWh	424,26	102,25
	P2	34.272 kWh	4.720 kWh	0 kWh	210,84	36,42
	P3	41.749 kWh	1.675 kWh	0 kWh	53,82	12,15
Septiembre	P1	15.697 kWh	7.332 kWh	0 kWh	372,96	89,89
	P2	31.777 kWh	3.544 kWh	0 kWh	167,61	28,95
	P3	36.516 kWh	1.344 kWh	0 kWh	45,74	10,33
Octubre	P1	14.634 kWh	6.321 kWh	0 kWh	346,59	83,53
	P2	30.800 kWh	2.469 kWh	0 kWh	125,88	21,74
	P3	37.605 kWh	1.086 kWh	0 kWh	39,85	9,00
Noviembre	P1	14.852 kWh	146 kWh	0 kWh	8,76	2,11
	P2	30.209 kWh	6.289 kWh	0 kWh	350,19	60,49
	P3	36.560 kWh	878 kWh	0 kWh	35,15	7,94
Diciembre	P1	15.007 kWh	60 kWh	0 kWh	3,78	0,91
	P2	31.972 kWh	5.233 kWh	0 kWh	306,01	52,86
	P3	38.934 kWh	722 kWh	0 kWh	30,36	6,86
TOTAL					6.801 €	1.400,55 €

Evolución económica de la inversión					
Coste instalación:		105480,18		IPC:	2,50%
Año	Pago instalación	Ahorro	Mantenimiento	Cash Flow	Balance
Año 0	0 €	0 €	0 €	0 €	-105.480 €
Año 1	-105.480 €	6.801 €	-250 €	6.551 €	-98.930 €
Año 2		7.073 €	-256 €	6.816 €	-92.113 €
Año 3		7.356 €	-263 €	7.093 €	-85.020 €
Año 4		7.650 €	-269 €	7.381 €	-77.640 €
Año 5		7.956 €	-276 €	7.680 €	-69.960 €
Año 6		8.274 €	-283 €	7.991 €	-61.969 €
Año 7		8.605 €	-290 €	8.315 €	-53.654 €
Año 8		8.949 €	-297 €	8.652 €	-45.002 €
Año 9		9.307 €	-305 €	9.002 €	-35.999 €
Año 10		9.679 €	-312 €	9.367 €	-26.632 €
Año 11		10.067 €	-320 €	9.747 €	-16.886 €
Año 12		10.469 €	-328 €	10.141 €	-6.744 €
Año 13		10.888 €	-336 €	10.552 €	3.807 €
Año 14		11.324 €	-345 €	10.979 €	14.786 €
Año 15		11.776 €	-353 €	11.423 €	26.209 €
Año 16		12.248 €	-362 €	11.885 €	38.095 €
Año 17		12.737 €	-371 €	12.366 €	50.461 €
Año 18		13.247 €	-380 €	12.867 €	63.328 €
Año 19		13.777 €	-390 €	13.387 €	76.714 €
Año 20		14.328 €	-400 €	13.928 €	90.643 €
Año 21		14.901 €	-410 €	14.491 €	105.134 €
Año 22		15.497 €	-420 €	15.077 €	120.211 €
Año 23		16.117 €	-430 €	15.686 €	135.898 €
Año 24		16.762 €	-441 €	16.320 €	152.218 €
Año 25		17.432 €	-452 €	16.980 €	169.198 €
Año 26		18.129 €	-463 €	17.666 €	186.864 €
Año 27		18.854 €	-475 €	18.379 €	205.243 €
Año 28		19.609 €	-487 €	19.122 €	224.365 €
Año 29		20.393 €	-499 €	19.894 €	244.259 €
Año 30		21.209 €	-512 €	20.697 €	264.956 €
TIR		8%			
PRC		15,51 años			
Coste		5,06 c€/kW			

C. Instalación sobre cubierta: Inclinación 36°, orientación 0° S

	Generada	Aportada
Enero	6828,10	6828,10
Febrero	8230,85	8230,85
Marzo	9695,48	9695,48
Abril	9427,31	9427,31
Mayo	9736,74	9736,74
Junio	10334,97	10334,97
Julio	10479,37	10479,37
Agosto	9984,29	9984,29
Septiembre	8952,85	8952,85
Octubre	8230,85	8230,85
Noviembre	7013,75	7013,75
Diciembre	6250,49	6250,49
Total	105,165 kWh	105,165 kWh

		CONSUMO	FV AUTOCONSUMIDA	FV EXCEDENTES	AHORRO	Impuesto al sol
Enero	P1	11.655 kWh	136 kWh	0 kWh	12,84	3,09
	P2	24.837 kWh	5.853 kWh	0 kWh	513,34	88,67
	P3	30.476 kWh	817 kWh	0 kWh	51,53	11,64
Febrero	P1	11.378 kWh	278 kWh	0 kWh	23,22	5,60
	P2	23.033 kWh	7.884 kWh	0 kWh	611,61	105,64
	P3	26.881 kWh	1.113 kWh	0 kWh	62,12	14,03
Marzo	P1	15.027 kWh	633 kWh	0 kWh	45,58	10,98
	P2	30.354 kWh	10.510 kWh	0 kWh	703,49	121,51
	P3	35.445 kWh	1.520 kWh	0 kWh	73,17	16,52
Abril	P1	15.840 kWh	7.939 kWh	0 kWh	505,22	121,77
	P2	29.840 kWh	4.457 kWh	0 kWh	263,72	45,55
	P3	33.832 kWh	1.532 kWh	0 kWh	65,22	14,73
Mayo	P1	15.020 kWh	8.636 kWh	0 kWh	503,50	121,35
	P2	31.647 kWh	5.339 kWh	0 kWh	289,40	49,99
	P3	40.271 kWh	1.727 kWh	0 kWh	67,36	15,21
Junio	P1	17.948 kWh	9.559 kWh	0 kWh	534,43	128,80
	P2	34.492 kWh	6.083 kWh	0 kWh	316,22	54,62
	P3	38.646 kWh	1.738 kWh	0 kWh	65,00	14,68
Julio	P1	19.597 kWh	9.489 kWh	0 kWh	541,90	130,60
	P2	37.397 kWh	5.866 kWh	0 kWh	311,48	53,80
	P3	41.455 kWh	1.898 kWh	0 kWh	72,50	16,37
Agosto	P1	16.693 kWh	8.832 kWh	0 kWh	544,46	131,22
	P2	34.272 kWh	4.720 kWh	0 kWh	270,58	46,74
	P3	41.749 kWh	1.675 kWh	0 kWh	69,07	15,60
Septiembre	P1	15.697 kWh	7.332 kWh	0 kWh	505,05	121,72
	P2	31.777 kWh	3.544 kWh	0 kWh	226,97	39,20
	P3	36.516 kWh	1.344 kWh	0 kWh	61,93	13,98
Octubre	P1	14.634 kWh	6.321 kWh	0 kWh	495,27	119,37
	P2	30.800 kWh	2.469 kWh	0 kWh	179,89	31,07
	P3	37.605 kWh	1.086 kWh	0 kWh	56,94	12,86
Noviembre	P1	14.852 kWh	146 kWh	0 kWh	13,19	3,18
	P2	30.209 kWh	6.289 kWh	0 kWh	527,30	91,08
	P3	36.560 kWh	878 kWh	0 kWh	52,93	11,95
Diciembre	P1	15.007 kWh	60 kWh	0 kWh	5,88	1,42
	P2	31.972 kWh	5.233 kWh	0 kWh	475,38	82,11
	P3	38.934 kWh	722 kWh	0 kWh	47,17	10,65
TOTAL					9.165 €	1.877,30 €

Evolución económica de la inversión					
Coste instalación :		102858,18		IPC:	2,50%
Año	Pago instalación	Ahorro	Mantenimiento	Cash Flow	Balance
Año 0	0 €	0 €	0 €	0 €	-102.858 €
Año 1	-102.858 €	9.165 €	-250 €	8.915 €	-93.943 €
Año 2		9.531 €	-256 €	9.275 €	-84.668 €
Año 3		9.913 €	-263 €	9.650 €	-75.018 €
Año 4		10.309 €	-269 €	10.040 €	-64.978 €
Año 5		10.722 €	-276 €	10.446 €	-54.532 €
Año 6		11.150 €	-283 €	10.868 €	-43.665 €
Año 7		11.596 €	-290 €	11.307 €	-32.358 €
Año 8		12.060 €	-297 €	11.763 €	-20.595 €
Año 9		12.543 €	-305 €	12.238 €	-8.357 €
Año 10		13.044 €	-312 €	12.732 €	4.375 €
Año 11		13.566 €	-320 €	13.246 €	17.621 €
Año 12		14.109 €	-328 €	13.781 €	31.402 €
Año 13		14.673 €	-336 €	14.337 €	45.739 €
Año 14		15.260 €	-345 €	14.916 €	60.655 €
Año 15		15.871 €	-353 €	15.517 €	76.172 €
Año 16		16.505 €	-362 €	16.143 €	92.315 €
Año 17		17.166 €	-371 €	16.794 €	109.110 €
Año 18		17.852 €	-380 €	17.472 €	126.582 €
Año 19		18.566 €	-390 €	18.176 €	144.758 €
Año 20		19.309 €	-400 €	18.909 €	163.667 €
Año 21		20.081 €	-410 €	19.672 €	183.339 €
Año 22		20.885 €	-420 €	20.465 €	203.804 €
Año 23		21.720 €	-430 €	21.290 €	225.093 €
Año 24		22.589 €	-441 €	22.148 €	247.241 €
Año 25		23.492 €	-452 €	23.040 €	270.281 €
Año 26		24.432 €	-463 €	23.968 €	294.249 €
Año 27		25.409 €	-475 €	24.934 €	319.183 €
Año 28		26.426 €	-487 €	25.939 €	345.122 €
Año 29		27.483 €	-499 €	26.984 €	372.106 €
Año 30		28.582 €	-512 €	28.070 €	400.176 €
TIR		12%			
PRC		11,22 años			
Coste		3,65 c€/kW			

Analizada la viabilidad técnico-económica de la instalación fotovoltaica de autoconsumo podemos determinar que la propuesta "A" es la más rentable con un TIR del 14% y un periodo de retorno de 9,33 años.

Los peajes del actual RD900/2015, ascienden a 2.603,56 €, pero ante la derogación de este peaje no están incluidos en la tabla, la empresa asume el compromiso de asumir el coste de cualquier peaje por energía autoconsumida en los dos primeros años desde la puesta en marcha de la instalación.

La oferta económica de este documento corresponde a un servicio de instalación solar fotovoltaica en modalidad "llave en mano", quedando incluidos la totalidad de los suministros y del montaje de todos los equipos hasta dejar la instalación perfectamente finalizada y funcionando.

Quedan excluidos de la presente oferta económica:

- Impuesto sobre el Valor Añadido correspondiente.
- Costes de las licencias, tasas, otros impuestos y tasas de visado a excepción de las tasas de visado del proyecto ejecutivo.

La instalación solar asciende a 117.126,31 €, se detalla en el apartado presupuesto del presente proyecto.

Sobre la instalación fotovoltaica de autoconsumo podemos determinar:

La instalación puede generar un total de 143.657 kWh/año, lo que supone un 14,36% del total de la energía consumida por el cliente.

El coste actual de la energía consumida es de 8,74 c€/kWh mientras que el coste de la energía producida por la instalación fotovoltaica en sus primeros 25 años de vida es de 3,05c€/kWh, un 65,1 % menos de lo que está pagando a día de hoy, que podrá seguir subiendo todos los años, mientras el precio de la energía FV no se modificará una vez realizada la inversión.

En los estudios no se han considerado posibles beneficios fiscales, como exenciones en el IBI o la venta de los derechos de emisión de CO₂.

Conclusiones

Con este documento se entiende que se ha descrito adecuadamente y en profundidad para su correcta ejecución, las instalaciones de referencia, sin el perjuicio de cualquier ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

Castellón, junio de 2017

El Ingeniero Eléctrico:

Ángel Palacios Saura

Nº de colegiado: -----

Anexos

Anexo I: Curva de Consumo, Cálculo del Generador Fotovoltaico e Inversor

1. Curva de consumo

Para el estudio nos basamos en los datos de las facturas de todo el año anterior.

A continuación, se exponen unas gráficas con los consumos mensual y medio diario a lo largo del año:

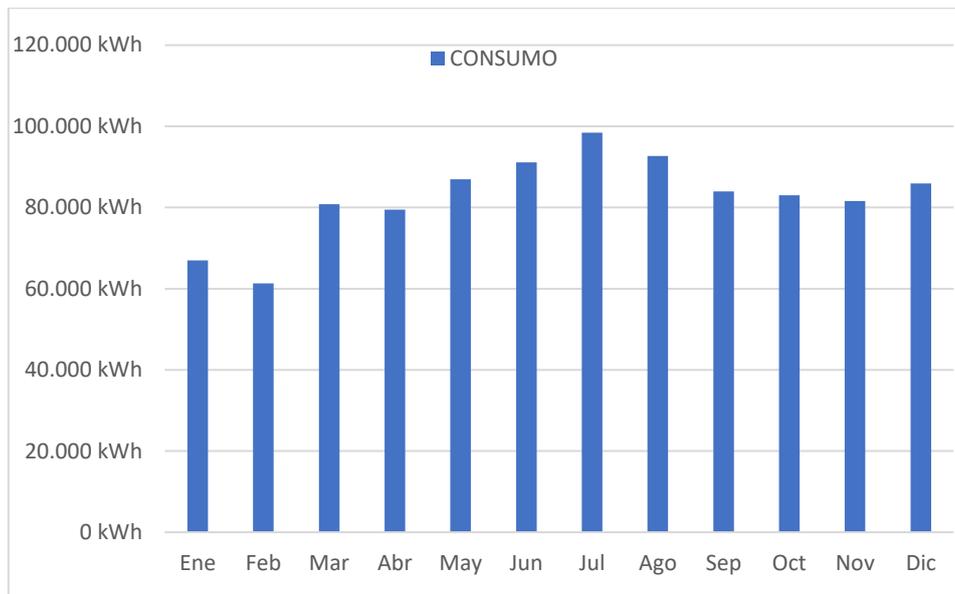


Figura 34 - Consumo medio anual

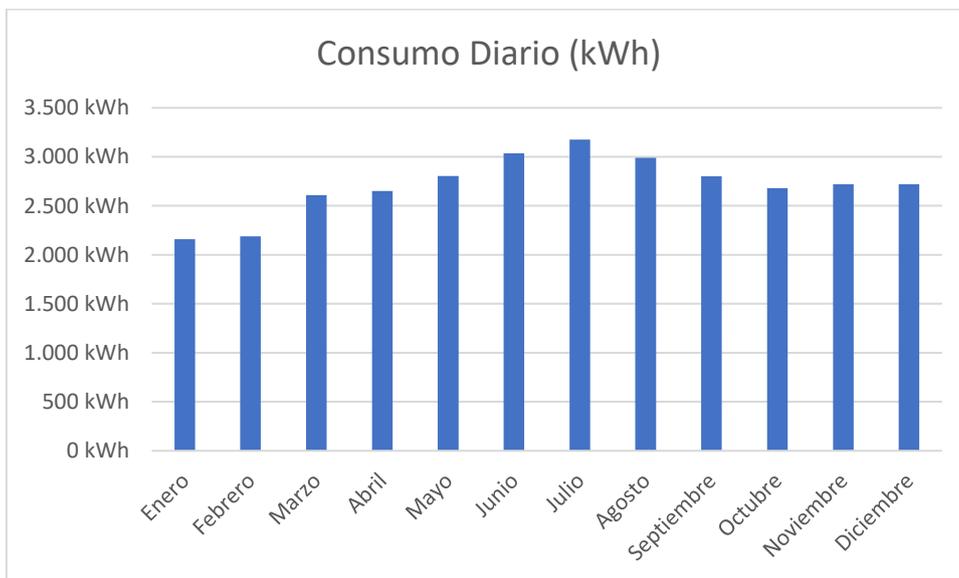


Figura 35 - Consumo medio diario

2. Cálculo de generador fotovoltaico

Para obtener la configuración de nuestro generador fotovoltaico debemos tener en cuenta que el número de módulos en serie de cada rama debe cumplir el rango de tensiones de entrada de nuestro inversor, con el objetivo de no dañarlo y no se produzcan paradas del mismo.

En primer lugar vamos a realizar una primera aproximación del nº de módulos totales que necesitaremos, teniendo en cuenta que la potencia máxima del módulo de condiciones estándar es $P_{MOD,M,STC} = 260 \text{ W}_p$ y sabiendo que la Potencia nominal a priori de nuestro generador es de $P_{GFV,M,STC} = 99,84 \text{ kWp}$, tendremos un nº total de módulos de:

$$N = \text{Int} \left[\frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] = \text{Int} \left[\frac{99840}{260} \right] = 384 \text{ paneles}$$

A bajas temperaturas, el valor de la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico aumenta. La situación más peligrosa puede acontecer en un día muy frío de invierno en el cual se produzca una desconexión del inversor (por un fallo de red, por ejemplo), pues a la entrada de éste se podría presentar una tensión que si sobrepasa el valor máximo que el equipo puede soportar, podría dañarlo. Un criterio muy conservador, aunque también muy difundido, supone considerar que la temperatura de célula pudiese descender hasta $-5 \text{ }^\circ\text{C}$. En este caso el máximo número de módulos en serie que admite el inversor viene dado por:

$$\text{máx} (N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC} (T_c = -5^\circ\text{C})} \right]$$

Por otro lado, a altas temperaturas, los valores tanto de la tensión de circuito abierto como de la tensión correspondiente al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico disminuyen. Si ésta última desciende por debajo del límite inferior del margen de tensión para el cual el inversor busca el punto de máxima potencia ($V_{INV,m,MPP}$), éste no es capaz de extraer del generador toda la potencia posible e incluso puede ocurrir que el inversor se detenga. Un criterio muy difundido supone considerar que la temperatura de célula pudiese aumentar hasta $70 \text{ }^\circ\text{C}$, en cuyo caso y para evitar que se produzca la situación descrita más arriba se ha de garantizar un mínimo número de módulos en serie dado por:

$$\text{mín} (N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M} (T_c = 70^\circ\text{C})} \right] + 1$$

Para poder realizar el cálculo del nº de módulos en serie debemos tener en cuenta los datos proporcionados por el fabricante de los módulos fotovoltaicos a emplear, que serán del fabricante Exiom modelo EX260P-60 de silicio Policristalino. Así, de la hoja de características del fabricante obtenemos el valor del coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura, que en nuestro caso es de $\beta V_{MOD,OC} = -0,352 \%/^{\circ}K$. Por lo que podemos calcular los valores de $V_{MOD,OC}(T_c=-5^{\circ}C)$ y $V_{MOD,M}(T_c=70^{\circ}C)$ mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_{MOD,OC}(T_c=-5^{\circ}C) = V_{MOD,OC,STC} \cdot (1 - \beta V_{MOD,OC}) \cdot (-5^{\circ}C - T_{AMB}) =$$

$$37,2 \cdot (1 + (-0.00352) \cdot (-5 - 25)) = 41,13 V$$

$$V_{MOD,OC}(T_c=70^{\circ}C) = V_{MOD,OC,STC} \cdot (1 - \beta V_{MOD,OC}) \cdot (70^{\circ}C - T_{AMB}) =$$

$$37,2 \cdot (1 + (-0.00352) \cdot (70 - 25)) = 31,31 V$$

$$V_{MOD,PPM}(T_c=-5^{\circ}C) = V_{MOD,PPM,STC} \cdot (1 - \beta V_{MOD,OC}) \cdot (-5^{\circ}C - T_{AMB}) =$$

$$30,7 \cdot (1 + (-0.00352) \cdot (-5 - 25)) = 33,94 V$$

Por tanto, el máximo número de módulos en serie posible será de:

Tensión de cortocircuito:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_c=-10^{\circ}C)} \right] = \text{Int} \left[\frac{1000}{41,13} \right] = 24$$

Tensión del punto de máxima potencia:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_c=-10^{\circ}C)} \right] = \text{Int} \left[\frac{900}{33,94} \right] = 26$$

Y el correspondiente mínimo número de módulos en serie posible será de:

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M}(T_c=70^{\circ}C)} \right] + 1 = \text{Int} \left[\frac{300}{31,31} \right] + 1 = 10$$

Debemos escoger un valor de módulos en serie entre los 10 y 24. Escogemos $N_{ms} = 24$ módulos.

Para calcular el nº de ramas en paralelo utilizamos la ecuación:

$$N_{mp} = \text{Int} \left[\frac{N}{N_{ms}} \right] = \text{Int} \left[\frac{384}{24} \right] = 16$$

Luego escogemos $N_{mp} = 16$ ramas de módulos.

El nº total de módulos será de:

$$N = N_{ms} \cdot N_{mp} = 24 \cdot 16 = 384 \text{ módulos}$$

Quedando una potencia total de nuestro generador en condiciones estándar de medida de:

$$P_{GFV,M,STC} = 384 \cdot 260 = 99840 = 99,84 \text{ kWp}$$

Para asegurar que nuestro generador e inversores son idóneos debemos verificar que la intensidad generada por la asociación en paralelo calculada anteriormente no superará la intensidad máxima de entrada del inversor escogido ($I_{INV,M,CC}$), por lo que:

$$N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,CC} \rightarrow 6 \cdot 8,91 \text{ A} \leq 66 \text{ A} \rightarrow 53,46 \leq 66 \text{ A}$$

$$I_{MOD,SC,STC} = 8,91 \text{ A (datos catálogo modelo EX260P - 60)}$$

$$I_{INV,M,CC} = 66 \text{ A (datos catálogo INVERSOR modelo BNT036KTL)}$$

Cada inversor puede tener un máximo de 6 ramas en paralelo, con un total entre los 3 inversores de 18, haciéndonos falta 16.

Como vemos se cumple esta condición, por lo que los inversores seleccionados se adaptan perfectamente a nuestro generador fotovoltaico.

3. Cálculo del inversor

Para el cálculo de los inversores, se utilizan 3 unidades del modelo AFORE BNT030KTL, nos basamos en las pérdidas por orientación e inclinación, la potencia del generador debe ser entre 1,1 y 1,2 veces mínimo la potencia de salida del inversor (recomendación fabricante).

Anexo II: Cálculo de la Irradiación Solar, Energía Generada y Parámetros de Eficiencia

1. Irradiación solar

En primer lugar vamos a obtener los valores de irradiación solar en el plano horizontal, que obtendremos a través del "2Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)" del Joint Research Centre _ Institute for Energy and Transport (IET) de la Comisión Europea, en su página web: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

PVGIS nos proporciona los datos con la inclinación de 11° y una orientación al SE de 52° , con lo que obtenemos una irradiación media anual en el plano horizontal de $G_{da}(52) = 5,04 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{día}^{-1}$.

Los datos obtenidos para la ubicación de Segorbe, teniendo en cuenta unas pérdidas por sombras del 0 % (calculadas mediante el programa PVSYST), son los siguientes:

Para calcular las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta a la óptima utilizamos la siguiente figura:

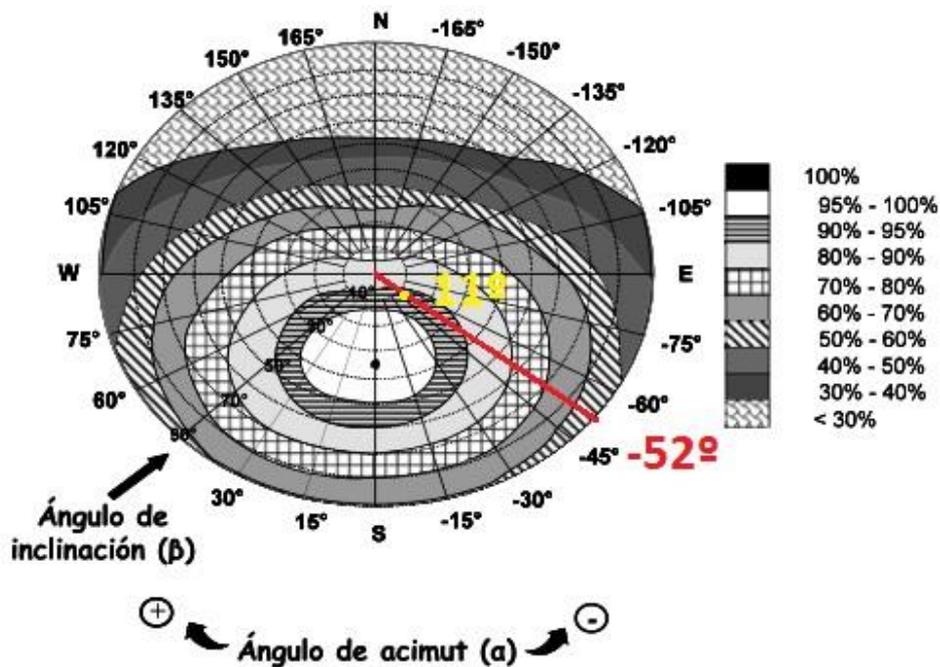


Figura 3.3
Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

Figura 36. Porcentaje pérdidas por orientación e inclinación

Según la imagen tenemos unas pérdidas del 8%, con lo que tenemos un 92% de aprovechamiento de la irradiación.

2. Energía generada

Para poder determinar la producción anual de la instalación fotovoltaica que nos ocupa necesitaremos conocer los siguientes datos:

- Valores de irradiación solar en el plano correspondiente al generador fotovoltaico, es decir, en la localidad de Segorbe (Castellón), orientación SE ($\alpha = -52^\circ$) e inclinación de $\beta = 11^\circ$.
- La potencia nominal del generador fotovoltaico, que en nuestro caso hemos determinado en el Anexo III, resultando una potencia nominal de 99,84 kWp.
- Factor de rendimiento del sistema o Performance Ratio (PR), 85%.

Así la energía producida anualmente por el sistema fotovoltaico vendrá determinada por la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot FS \cdot PR}{G_{CEM}}$$

La potencia consumida por la planta estará en unos 3000 y 3200 kWh/día en los meses de verano (junio – julio – agosto) y de unos 2200 kWh/día en los meses de enero – febrero.

Para ello obtenemos la producción energética anual con una inclinación de 11° de los módulos sobre la horizontal, mediante la fórmula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot F_s \cdot P_R}{G_{CEM}}$$

$$E_p = \frac{1840 \cdot 99,84 \cdot 0,92 \cdot 0,85}{G_{CEM}} = 143,657 \text{ kWh/año}$$

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor medio anual de irradiación diaria (kW/(m².anual))

P_{mp} = Potencia pico instalada

F_s = Factor de sombra y Orientación e inclinación

P_r = Performance Ratio, rendimiento de la instalación (estimación por montajes similares)

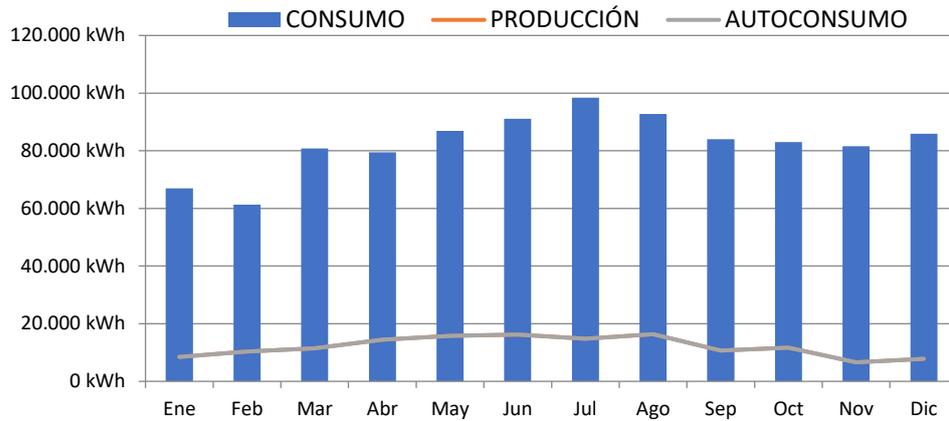


Figura 37. Consumo-Autoconsumo

Así, podemos determinar que el sistema fotovoltaico diseñado y calculado en el presente proyecto cumple para el autoconsumo de la energía generada en la propia instalación de la empresa Jamones Garcerán S.L., sin que se produzcan excedentes a la red exterior.

3. Simulación informática (PVSYST V6.43)

La simulación mediante PVSYST nos define la superficie en la cual tenemos sombras que influyen al rendimiento de la instalación, con lo que se evitan para tener la máxima irradiación posible.

Anexo III: Cálculo de Cableado y Protecciones Eléctricas

1. Cableado

Para calcular la sección del cableado necesario, analizaremos tramo a tramo siguiendo los dos criterios utilizados para la selección del mismo, y que serán:

- Por máxima intensidad admisible del cable:

Se tendrá en cuenta lo indicado en la IEC 60.634-7-712, que nos indica que, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en STC del módulo. Así mismo, se tendrá en cuenta lo indicado en la ITC-BT 40 punto 5, que nos indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

- Máxima caída de tensión admisible:

Se tendrá en cuenta lo indicado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA, 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 deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %. En la ITC-BT 40 en su punto 5, es decir, 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.

A) Cableado de continua

Tramo 1: Ramas de módulos a Inversor

En la parte de continua, para el dimensionado de la sección del cableado, se empleará la corriente de cortocircuito, I_{sc} , ya que es la máxima que podrá circular por el cable.

Características por rama:

Tabla 15 Características rama

Potencia (kWp)	6'24
Corriente de cortocircuito (A)	8'91
Tensión de circuito abierto (V)	916,8,8

En lo que se refiere a los conductores de potencia, existirá una línea por cada rama, de este al inversor.

Tabla 16

Nº Módulos	Potencia rama	Tensión máxima	Corriente rama	Longitud cable máxima
24	6.240 W	916,8,8 V	8'91 A	55 m

- Criterio de intensidad máxima admisible:

Teniendo en cuenta lo indicado en la norma IEC 60.364-7-712, el conductor deberá soportar: $1,25 \cdot I_{sc,mod} = 1,25 \cdot 8,91 = 11,14$ A, teniendo en cuenta que lo instalaremos sobre superficie, según Tabla V de la especificación EA 0038 o Norma **UNE-EN 50618:2015**, tendríamos que utilizar como mínimo conductor de 1,5 mm² que es capaz de soportar hasta 29 A.

Tabla V. Máxima intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor (Fuente: especificación EA 0038)

Sección (mm ²)	Tipo de instalación		
	Al aire 60°C (A)	Sobre superficie (A)	Adyacente a superficies (A)
1.5	30	29	24
2.5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Tabla 9 – Especificación EA 0038

Figura 38. Intensidad máxima

Cálculo factor de corrección:

TABLA A.52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores										Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40		A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70		C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70		E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		

Figura 39 Tabla A.52-B

En este caso, se trata de circuitos en capa única sobre bandejas perforadas de instalación de tipo E y F. Suponemos el factor de corrección, 0,7.

Como la intensidad que circulara por el cable es 11,14 A, elegimos de las tablas de intensidades admisibles de la norma UNE 20460-5-523:2004. Se considerarán los valores para cables de cobre ($C_{Cu}=56$) con recubrimiento de XLPE.

$$I_{z(S=1,5\text{mm}^2)} = 29 \text{ A}$$

$$I_{z\text{max}} = I_z \cdot F_{\text{corrección}} = 29 \text{ A} = 29 \cdot 0,7 = 20,3 \text{ A} > 11,14 \text{ A} \quad \text{cumple}$$

- Criterio de la caída de tensión máxima admisible:

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión no superará el 1,5%, en nuestro caso para cada rama vamos a imponer una caída de tensión máxima del 0,5%. Así, para los casos más desfavorables tendríamos:

$$S = \frac{2 \cdot L_{\text{rama}} \cdot I_{\text{mod},N}}{\Delta V_{\text{rama}} \cdot N_{\text{mod},s} \cdot V_{\text{mod},N} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 55 \cdot 8,91}{0,005 \cdot 24 \cdot 37,2 \cdot 56} = 3,92 \text{ mm}^2$$

Por lo que vemos que el criterio de caída máxima de tensión admisible determina en este caso la sección del tramo a una sección mínima de 4 mm², que es la inmediata superior normalizada a 3,92 mm², pero en nuestro caso aumentamos a una sección de 6 mm².

Luego la caída de tensión real que como máximo tendremos en cada rama será de:

$$\Delta V_{AC} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{mod,N}}{S_{rama} \cdot N_{mod,s} \cdot V_{mod,N} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 55 \cdot 8,91}{6 \cdot 24 \cdot 37,2 \cdot 56} = 0,0031 V$$

Tendremos una caída de tensión real del 0,31 % en la parte de corriente continua de nuestra instalación

Sección de **6 mm²** es apta, cumple **ambos criterios**

Tabla 17 Cableado ramas de módulos

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA INVERSORES.		
Tramo	Sección	Descripción
Rama 1 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	Cable manguera solar monofásico 0,6/1kV XLPE (Cu) con recubrimiento de protección de XLPE de 6 mm ²
Rama 2 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 3 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 4 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 5 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 6 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 7 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 8 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 9 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 10 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 11 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 12 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 13 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 14 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 15 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	
Rama 16 (24módulos en serie A-260P hasta inversor	6 mm ²	

B) Cableado de corriente alterna

Tramo 2: Inversor al Cuadro de Protección Alterna

- Criterio de intensidad máxima admisible

En este caso el tramo deberá soportar 1,25 veces la intensidad nominal de salida del inversor. Dicha intensidad nominal vendrá dada por la expresión:

$$I_{INV} = \frac{P_{INV,AC}}{V_{INV,AC}} = \frac{30200}{\sqrt{3} \cdot 400} = 43,59 \text{ A}$$

Por lo que este tramo debe soportar una intensidad de corriente de al menos:

$$1,25 \cdot I_{INV} = 1,25 \cdot 43,59 = 54,48 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que se encuentra sobre bandeja perforada y consultando la tabla A.52-1bis de la norma UNE 20460-5-523:2004 de la ITC BT 19, tipo de montaje F 3XLPE, tenemos que el cable de 16 mm² aguanta una intensidad 91 A, con lo que nos cumple esta sección.

Tabla 18 Intensidades admisibles ITC BT 19

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE								
A1												
A2	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE								
B1			3x PVC	2x PVC			3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC			3x XLPE	2x XLPE				
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de polícloruro de vinilo (V).

- Criterio de caída de tensión máxima admisible:

En nuestro caso el Inversor es trifásico con $\cos \phi = 1$, e imponiendo una caída de tensión del 0,15 %, tendremos que:

$$S_{INV-CP,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV-CP} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \phi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 54,48 \cdot 1}{0,0015 \cdot 400 \cdot 56} = 14,04 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta ambos criterios, emplearemos cables de 16 mm² de sección nominal para cada una de las fases y neutro.

La caída de tensión real que como máximo tendremos en este tramo será de:

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV-CP} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \phi}{S_{INV-CP,AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 54,48 \cdot 1}{16 \cdot 400 \cdot 56} = 0,0013 \text{ V}$$

Tendremos una caída de tensión de 0,13 % en esta parte de la instalación.

Tramo 3: Cuadro de Protección AC hasta CGP

- Criterio de intensidad máxima admisible

En este tramo debe soportar una intensidad de corriente de al menos:

$$I_{INV} = \frac{P_{INV,AC}}{V_{INV,AC}} = \frac{90600}{\sqrt{3} \cdot 400} = 130,77 \text{ A}$$

Por lo que este tramo debe soportar una intensidad de corriente de al menos:

$$1,25 \cdot I_{INV} = 1,25 \cdot 130,77 = 163,46 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que se encuentra sobre bandeja perforada y enterrada bajo tubo, aplicaremos el coeficiente más restrictivo, en nuestro caso 0,8 de la figura 39, y consultando la tabla 1 de la ITC BT 19, tipo de montaje F 3XLPE, tenemos que el cable de 95 mm² aguanta una intensidad 271 A, con lo que nos cumple esta sección.

$$I_{z(S=1,5\text{mm}^2)} = 29 \text{ A}$$

$$I_{z\text{max}} = I_z \cdot F_{\text{corrección}} > I_B \quad 271 \cdot 0,7 = 189,7 \text{ A} > 163,46 \text{ A} \quad \text{cumple}$$

- Criterio de la caída de tensión máxima permisible:

En nuestro caso el Inversor es trifásico con $\cos \phi = 1$, e imponiendo una caída de tensión del 1,1 %, tendremos que:

$$S_{INV-CP,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV-CP} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \phi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 80 \cdot 163,46 \cdot 1}{0,011 \cdot 400 \cdot 56} = 91,92 \text{ mm}^2$$

$$= 95 \text{ mm}^2$$

La caída de tensión real que como máximo tendremos en este tramo será de:

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV-CP} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \phi}{S_{INV-CP,AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 80 \cdot 163,46 \cdot 1}{95 \cdot 400 \cdot 56} = 0,0106 \text{ V}$$

Tendremos una caída de tensión de 1,06 % en esta parte de la instalación.

Teniendo en cuenta que se encuentra sobre bandeja perforada y consultando la tabla A.52-1bis de la norma UNE 20460-5-523:2004 de la ITC BT 19, tipo de montaje F 3XLPE, tenemos que el cable de 95 mm² aguanta una intensidad 271 A, con lo que nos cumple esta sección, emplearemos 3 fases de 95 mm² y 50 mm² para el neutro.

En la parte de corriente alterna de nuestra instalación tendremos como máximo una caída de tensión máxima del 0,13 % + 1.06 % = 1,19 %. Menor al 1,5 % impuesto por la ITC-BT 40 en su punto 5.

A modo de resumen, se muestra la siguiente tabla de valores de las secciones calculadas:

Tabla 19. Resumen caídas de tensión por tramos

Tramo	Longitud (m)	CDT máx. (%)	Sección calculada (mm ²)	Sección Adoptada (mm ²)	CDT real (%)	CDT máx. Permitida (%)
Rama módulos – Inversor	55	0,01	3,92	6	0,31	
Inversor – Cuadro Protección AC	5	0,005	4.21	16	0,13	
Cuadro Protección AC - CGPM	80	0,011	91,92	95	1,06	
Total CDT Real Parte CA=					1,5	< 1,5 %

A continuación, resumimos en una tabla los datos obtenidos para el tramo de alterna.

Tabla 20. Cableado corriente alterna

CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA		
Tramo	Sección	Descripción cableado
De inversor AFORE BNT030KTLS al cuadro de AC	3Fx16+Nx16 mm ²	3F+N Cables unipolares 0'6/1 kV XLPE (Cu) con recubrimiento de XLPE de sección de 16 mm ²
Del cuadro de AC al CGPM	3Fx95+1Nx50 mm ²	3F Cables unipolares 0'6/1 kV XLPE (Cu) con recubrimiento de XLPE de sección 95 mm ² de + N de sección 50 mm ²

2. Protecciones eléctricas

A) Aparata de Corriente Continua DC

Protecciones del propio inversor AFORE BNT036KTL y cuadro protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 5 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 12A > I_{dc} 11,14 A y 5 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 1000Vdc y 100A, sin contacto auxiliar de estado. Montado en caja de doble aislamiento con tapa transparente, 380x570x225mm (máximo), IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador.

Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado y cableado. Según normas IEC.

B) Aparata de Corriente Alterna AC

Según RD 1663-2000 es necesario incluir un interruptor general manual, que será un interruptor diferencial magnetotérmico omnipolar. Este interruptor, que se ubica 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. Esta inaccesibilidad al mismo obliga a introducir un segundo elemento de protección en la instalación que sea el que realmente la proteja de las sobrecargas y cortocircuitos.

Así, este segundo elemento, que será un bloque diferencial con protección magnetotérmica y diferencial, actuará antes que el interruptor general manual, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red de la compañía. Se utilizarán magnetotérmicos tipo C, los utilizados cuando no existen corrientes de arranque de consumo elevadas. Según norma EN 60269, para protección contra sobrecargas, debe cumplir:

I diseño de la línea ≤ I asignada dispositivo de protección ≤ I admisible de la línea

Así pues, en el armario de AC se instalarán:

- Interruptores automáticos magnetotérmico SCHNEIDER C60N 4P 63A

$$I_L = 54,48A < I_N = 63A < I_Z = 68A \quad \text{cumple}$$

- Interruptor automático diferencial que proporciona protección magnetotérmica y diferencial

$$I_L = 189,7A < I_N = 200A < I_Z = 271A$$

- Relé diferencial 300 mA 240 V y un toroidal de $I_N = 200A$.

Tabla 21 Aparamenta de alterna

APARAMENTA DE ALTERNA			
Elemento	Uds	Ubicación	Características técnicas
SCHNEIDER C60N 4P 60A	3	Caja de protecciones de AC	$V_n = 400$ $I_n = 60 A$ $P_{corte} = 6000A$
Interruptor automático Compact NSX250F TMD 200 ^a 4P	1	Caja de protecciones de AC	$V_n = 400$ $I_n = 200 A$ $P_{corte} = 8000A$
Relé diferencial con toroide RH10M	1	Caja de protecciones de AC	30 mA $V_n = 40V$

3. Cálculo del sistema de protección contra contactos indirectos

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, 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:

- El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión. Éstas últimas, contarán además con llave y estarán dotadas de señales de peligro eléctrico.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior al valor siguiente:

$$R_{ISO,MIN}(\Omega) = 40 \times V_{G,MAX}(V) - 1000$$

donde V_{GMAX} , es la tensión correspondiente al generador en circuito abierto operando a baja temperatura, que corresponde al 125 % de la tensión de circuito abierto en condiciones estándar. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el generador fotovoltaico, por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas.

El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

4. Puesta a tierra

Según la ITC-BT 18 del REBT, estamos obligados a garantizar que nunca se supere, en la parte corriente alterna, los 50 V de tensión de contacto, ya que consideramos local o emplazamiento como seco, al ser de interior.

Así, en la parte CA tendremos una intensidad máxima de defecto a tierra de 300 mA, es decir, la limitada por el interruptor diferencial del inversor, por lo que se cumplirá que la resistencia de puesta a tierra:

$$R_t < \frac{50}{0,3} = 166,66 \Omega$$

No obstante, la Guía BT-26 referente al REBT, hace unas recomendaciones entre las que se figura que se consiga que la resistencia de puesta a tierra $R_T < 37 \Omega$ para edificios sin pararrayos, como es nuestro caso. Esta recomendación viene siendo exigida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por lo que intentaremos conseguir un valor menos que el anteriormente mencionado.

Teniendo en cuenta que la resistividad del terreno es de $150 \Omega \cdot m$, ya que nos encontramos en una zona tipo Margas y Arcillas compactas, tendremos que la resistencia de puesta a tierra obtenida para una pica será de:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L} = \frac{150}{2} = 75 \Omega$$

Si tenemos además que el tramo de conductor enterrado es de 10 m, tendremos una resistencia de tierra del cable de:

$$R_{cable} = \frac{2\rho}{L} = \frac{2 \cdot 150}{10} = 30 \Omega$$

Siendo la resistencia total de puesta a tierra de:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{75} + \frac{1}{30} = \frac{1}{21,42} \rightarrow R_T = 21,42 \Omega$$

Que como se puede comprobar, es inferior a los 37 Ω impuestos por el Ministerio de industria, Energía y Turismo.

Por otra parte, al tener la planta industrial un Centro de Transformación de Abonado, hemos de cumplir que la tierra de nuestro sistema fotovoltaico guarde una distancia mínima de separación con respecto a la puesta a tierra del neutro de dicho transformador. Por lo tanto, la distancia de los electrodos de nuestra puesta a tierra y cualquiera de los electrodos de puesta a tierra del neutro del transformador deberá ser mayor a:

$$D = \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \pi \cdot U}$$

Siendo:

D = Distancia entre electrodos (m).

P= Resistividad media del terreno ($\Omega \cdot m$). En nuestro caso 150 $\Omega \cdot m$.

I_d = Intensidad de defecto a tierra por el lado de alta tensión (A), que según indicaciones de la compañía distribuidora de la zona será de 300 A.

U = 1200 V para sistemas de distribución TT, siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de alta tensión sea menos o igual a 5 segundos. Como es nuestro caso.

Luego la distancia mínima será:

$$D = \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \pi \cdot U} = \frac{150 \cdot 300}{2 \cdot \pi \cdot 1200} = 5,97 m$$

En nuestro caso guardaremos una distancia de 10 m, superior a los 5,97 m calculados.

Anexo IV: Aspectos Legales y Tramitación

La instalación que hemos proyectado es Tipo 2, con lo que tenemos que seguir las condiciones técnicas de MT 3.53.01 de Iberdrola y seguir los trámites que se citan a continuación:

1. Proceso de conexión

El proceso general de conexión a la red de las instalaciones de generación consta de seis fases.



Las fases del proceso de conexión presentan diferencias en función de si la instalación se rige por lo dispuesto en el RD 1699/2011 de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, por el RD 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos o por el RD 900/2015 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

2. Solicitud del promotor

- El promotor solicita a la empresa distribuidora el punto de conexión remitiendo un mail a la dirección Acometidasproductores@iberdrola.es adjuntando el formulario de solicitud correspondiente y la documentación indicada en dicho formulario (recogido en el apartado “Documentación Técnica”).
- El promotor, cuando corresponda, aportará copia de la garantía económica presentada ante la Comunidad Autónoma (CC.AA.) cuya cuantía se establece en el Artº 66 bis del RD 1955/2000 consolidado (10€/kW para instalaciones de potencia > 10 kV. Están exentas las instalaciones de autoconsumo tipo 1).
- A partir de la solicitud recibida se realizará el estudio técnico sobre la viabilidad de dicha conexión y la empresa distribuidora remitirá el informe y requisitos del punto de conexión.
- Para instalaciones de potencia > 1 MW o que formen parte de una agrupación de potencia > 1 MW, la normativa vigente exige como requisito previo, al analizar dicha conexión, la obtención del informe favorable del Operador del Sistema (REE) desde la perspectiva de la red de transporte.

Plazos de respuesta a la solicitud

- La información sobre el punto de conexión se realizará de acuerdo a los plazos establecidos en la normativa vigente:
- Las instalaciones que entran en el ámbito del RD 1699/2011 de pequeña potencia, se informarán en el plazo de 1 mes, con una vigencia del punto de conexión de tres meses (Existe un método abreviado de conexión para instalaciones de potencia no superior a 10 kW).
- El resto de instalaciones a las que les aplicarán las condiciones del RD 413/2014 se informarán en el plazo de 15 días, con una vigencia del punto de conexión de 6 meses.

Aceptación de las condiciones de conexión

- El promotor comunicará a la distribuidora la aceptación del informe y requisitos del punto de conexión.
- Los requisitos necesarios para la aceptación de las condiciones de conexión por parte del titular se recogen en la carta de condiciones remitida por la distribuidora.

3. Aprobación del proyecto por la CC.AA.

- El promotor, cuando proceda, solicitará ante la CC.AA. la autorización administrativa, presentará el proyecto básico y el programa de ejecución.
- El promotor, cuando proceda, presentará a la empresa distribuidora la copia de la solicitud de la autorización administrativa, la justificación de la presentación del proyecto básico y el programa de ejecución ante la CC.AA.
- El promotor, cuando proceda, presentará a la empresa distribuidora la autorización administrativa y la aprobación del proyecto por parte de la CC.AA.

4. Ejecución del proyecto

El promotor ejecuta el proyecto.

5. Suscripción del contrato técnico de acceso

- La empresa distribuidora facilita el contrato técnico de acceso, el certificado de lectura si la potencia de la instalación es menor de 450 kW y un certificado de acceso y conexión. Para

instalaciones de potencia mayor de 450 kW el responsable de emitir el certificado de medida es Red Eléctrica de España, S.A.

- El promotor entrega a la distribuidora el acta de puesta en marcha o el certificado de instalación eléctrica y solicita la conexión a la red.

6. Contratación

- En los casos que la instalación de producción necesite realizar un contrato para sus consumos auxiliares, o sea una instalación de autoconsumo, para la realización del contrato de suministro el promotor deberá dirigirse a una comercializadora autorizada: <https://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/operadoresenerg%C3%A9ticos/listadodecomercializadores.aspx>

7. Instalación de la medida y conexión a la red.

- La propiedad de los equipos de medida puede ser bien del promotor o de la empresa distribuidora. Iberdrola Distribución Eléctrica ofrece la posibilidad de alquilar dichos equipos (excepto equipos conectados en B.T. de instalaciones con potencia mayor de 15kW).
- Las instalaciones de potencia superior a 15kW tienen obligación de estar dotadas de dispositivos de comunicaciones para la lectura remota (telemida). Los equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 5 de producción, (potencia menor o igual a 15 kW) deberán disponer de discriminación horaria y ser integrados en el sistema de telegestión de su encargado de la lectura.
- Iberdrola Distribución Eléctrica revisará y precintará los equipos de medida y realizará la conexión de la instalación a la red.

8. Percepción del régimen retributivo específico: Proceso de liquidaciones.

- El RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece que los productores tienen derecho a percibir la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación y, en su caso, el régimen retributivo específico regulado en el título IV de este real decreto.

- Para las instalaciones que les sea de aplicación, el procedimiento para la liquidación de este régimen retributivo específico sigue estando regulado por lo establecido en la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de Energía.
- Representación en el mercado:
 - Las instalaciones conectadas a la red de Iberdrola Distribución que no hayan comunicado su deseo de ser representados por ningún otro agente, son representadas por Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U. (IBERCUR).
 - Las instalaciones de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación bien directamente o a través de un representante. El operador del mercado y el operador del sistema realizarán las liquidaciones que correspondan a las instalaciones por la participación en el mercado y, con carácter mensual, ambos operadores remitirán al organismo encargado de la liquidación la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones.
- Tratamiento de los datos de los equipos de medida:
 - Iberdrola Distribución Eléctrica remite mensualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las medidas de las instalaciones tipos III y V (instalaciones con potencia menor o igual a 450 kW), de las que es responsable de la lectura.
 - El Operador del Sistema (REE) es el responsable del envío de las medidas de los equipos tipos I y II (instalaciones con potencia superior a 450 kW).

Anexo V: Documentación Técnica

1. Módulo: Exiom EXP260-60



EXIOM SOLUTION SA was created by a group of professionals with an extensive experience in renewable energies who have worked in various areas within this sector. Our can advise you about any problems that may arise in the distribution of materials or in the design and operation of power plants. EXIOM SOLUTION SA seek to become a world leader in turnkey solutions for our clients.

EXIOM SOLUTION S.A. nace de la unión de un grupo de profesionales con amplia experiencia en energías renovables que han trabajado en distintos ámbitos dentro de este sector. Le asesoremos a cerca de cualquier problema que pueda surgir tanto en la distribución de materiales como en el diseño y funcionamiento de las plantas. En EXIOM SOLUTION S.A buscamos convertirnos en un referente mundial de soluciones llave en mano para nuestros clientes.

EX250P(B)-60

POLYCRYSTALLINE | POLICRISTALINO

Exiom Solution designs, manufactures and delivers high-performance solar electric technology worldwide. Our high-efficiency solar cell let us manufacture the different kinds of panels to get the most efficient in your installations.

Exiom Solution diseña, fabrica y distribuye la más alta calidad en Energía Solar. La alta eficiencia de nuestras células solares nos permite producir diferentes tipos de paneles para a su vez dar la mayor eficiencia posible a sus instalaciones.

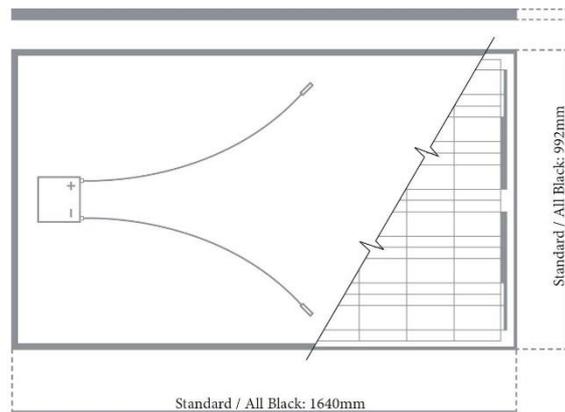
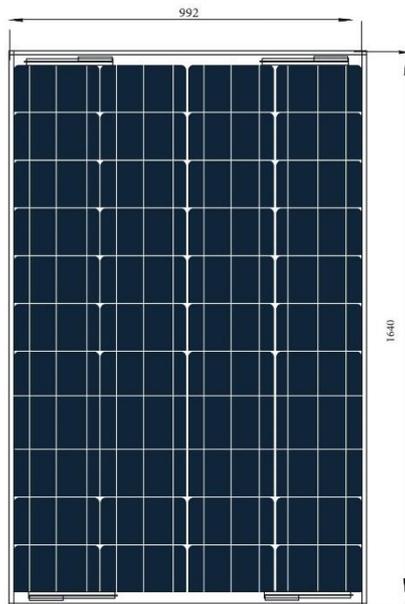
Contact info | Información de contacto



MECHANICAL DATA DATOS MECÁNICOS
Dimensions Dimensiones: 1640*992
Weight Peso (kg): 20
Cable Cable: TUV Certified 4mm ²
Glass Cristal: High transmission glass 3.2mm
Junction Box Caja de conexiones: 6 Bypass-Diode
WORKING CONDITIONS CONDICIONES DE TRABAJO
Max. System Voltage Max. Voltaje Sistema: 1.000 V
Series Fuse Rating Fusible en serie: 15 A
Mechanical Load Carga mecánica: ≥5.400 Pa
Operating Temperature Temp. funcionamiento: -40--+85
Application class Aplicación clase: A
WARRANTIES GARANTÍA
10 years workmanship warranty 10 años de garantía de obra
12 years 90% Power output 12 años al 90% de producción
25 years 80% Power output 25 años al 80% de producción
www.exiomsolution.com

EX250P(B)-60 - Polycrystalline | Policristalino

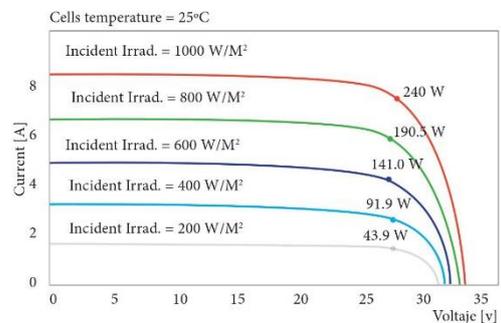
TYPO TIPO	EX250P-60	EX255P-60	EX260P-60	EX265P-60	EX270P-60	
Power Output	250	255	260	265	270	
Max Power Tolerance Tolerancia potencia máx.	+5 (%)					
STC 1000 W/M ² Module Temperature 25°C A.M. 1,5	Module Efficiency Eficiencia Módulo	15.5 (%)	15.9 (%)	16.2 (%)	16.5 (%)	16.8 (%)
	Voltage Máximo voltage, VMP	30.2 (V)	30.4 (V)	30.7 (V)	30.9 (V)	31.1 (V)
	Current Tensión máxima actual, IMP	8.27 (A)	8.38 (A)	8.47 (A)	8.56 (A)	8.68 (A)
	Voltage Open Circuit Tensión circuito abierto, VOC	37.8 (V)	38.0 (V)	38.2 (V)	38.4 (V)	38.6 (V)
	Short Circuit Current Corriente de cortocircuito, ISC	8.75 (A)	8.83 (A)	8.91 (A)	8.98 (A)	9.07 (A)
	Power Output	189.3	193.1	196.9	200.7	204.4
NOCT 800W/M ² Environment Temperature 20°C A.M. 1,5	Voltage Máximo voltage, VMP	27.6 (V)	27.8 (V)	28.0 (V)	28.2 (V)	28.4 (V)
	Current Strom, IMP	6.87 (A)	6.96 (A)	7.03 (A)	7.11 (A)	7.21 (A)
	Current Tensión máxima actual, IMP	34.3 (V)	34.5 (V)	34.7 (V)	34.9 (V)	35.1 (V)
	Short Circuit Current Corriente de cortocircuito, ISC	7.50 (A)	7.57 (A)	7.63 (A)	7.69 (A)	7.77 (A)



TEMP. COEFFICIENTS | COEFICIENTES DE TEMPERATURA

Temp. Coefficient of P _{MAX} Coeficiente de temp. P _{MAX} :	-0.442%/°C
Temp. Coefficient of I _{SC} Coeficiente de temp. I _{SC} :	0.088 %/°C
Temp. Coefficient of V _{OC} Coeficiente de temp. V _{OC} :	-0.352 %/°C
NOCT:	45 ± 2°C

I-V CURVES



CERTIFICATES | CERTIFICADOS



info@exiomsolution.com

2. Inversor: AFORE



Commercial & Power Plants 15–36kW

NEW



Afore

-  MPPT efficiency > 99.9%
-  Internal LCL choke reduces impacts on the inverter and the system from frequent switching of power supply
-  Intelligent Temperature Control System
-  Active and reactive power compensation, adjust power factor, reduce losses and improve efficiency
-  Multiple automatic intelligent protections
-  Compact and light body design. The weight of this series is lightest in industry and costs of logistics and installation are greatly reduced

Afore New Technology (Shanghai) Co., Ltd.

Electrical Specifications	BNT015KTL	BNT017KTL	BNT020KTL	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL
Input (DC)						
Max DC Power (W)	16500	18700	22000	25800	31000	37000
Max DC Voltage (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Rated /Recommended Voltage (V)	620	620	620	620	620	720
MPPT DC Voltage Range (V)	300~800	300~800	300~800	300~800	300~800	300~800
Start up DC Voltage (V)	320	320	320	320	320	320
Max DC Current (A)	19*2	21*2	22*2	30*2	33*2	33*2
Number of MPPT Tracker	2	2	2	2	2	2
Number of DC Connections (set)	4	4	4	6	6	6
Output (AC)						
Max AC Power (W)	16100	18250	21450	25160	30200	36500
Nominal AC Power (W)	15000	17000	20000	25000	30000	36000
Max AC Current (A)	27	30	32	40	45	45
Nominal AC Current (A)	22	25	29	36	43	43
Nominal AC Voltage (V)	3P+N+PE/3P+PE,230/400					3P+N+PE/3P+PE,277/480
Nominal AC Frequency (Hz)	50/60					
Power Factor	-0.95 ~ +0.95					
Output current THD	<3%					
Power consumption						
Power consumption at Night (W)	<1					
Power consumption at Standby (W)	<15					
Power Efficiency						
Max Efficiency	98.50%	98.50%	98.50%	98.50%	98.50%	98.60%
Euro Efficiency	98.00%	98.10%	98.10%	98.10%	98.10%	98.20%
MPPT Efficiency	99.90%	99.90%	99.90%	99.90%	99.90%	99.90%
Safety and protection						
Safety Standard	EN/IEC 62109-1/-2					
EMC Standard	EN/IEC 61000-6, EN61000-3					
Anti-islanding Protection	Internal					
General information						
Dimensions(WxHxD) (mm)	730*465*222					
Enclosure	IP65					
RCD	Internal					
Weight (kg)	40			42		
Ambient Temperature Range	-20°C ~ +55°C					
Relative humidity	0% ~ 100%					
Topology	Transformerless					
Communication Interface	Wired Ethernet/WI-FI(Optional)					
Cooling Concept	Convection			Fan cooling		
Noise Emission [dB]	<40			<51		
Maximum Altitude(above sea level) (m)	Up to 2000m without derating					



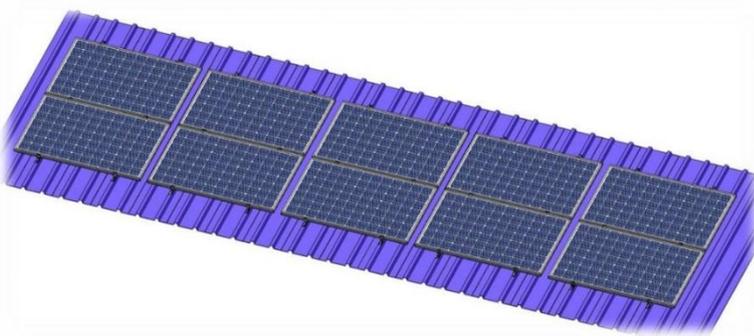
3. Estructuras



Mibet (Xiamen) New Energy Co., Ltd.

MRac Trapezoidal Metal Roof Mounting System

Installation Guide



1. Installation Tools

- 6mm Inner Hex Spanner;
- 14mm open spanner;
- Electrical Tools;
- 5m tapeline;
- Infrared Calibrator

2. Products Information

Main Components and Parts List		
		
Inter Clamp Kits	End Clamp Kits	Trapezoidal interfaces

No 69, Xintian Rd., Jimei District,
Xiamen, China 361022
www.mbt-energy.com

Tel: +86 592 3754999
Fax: +86 592 6771575
Email: sales@mbt-energy.com



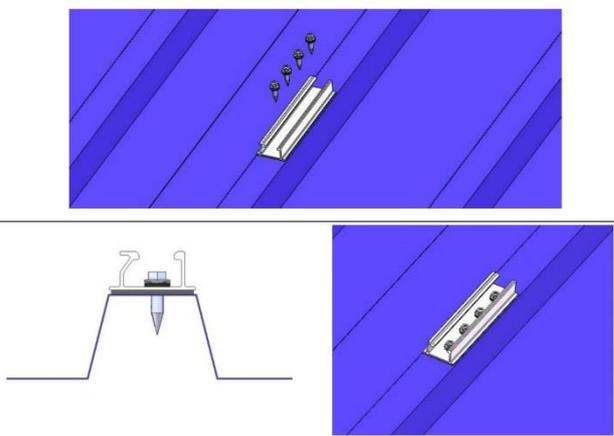
Mibet (Xiamen) New Energy Co., Ltd.

3. Installation Overviews

- 1) Inter Clamp Kits
- 2) End Clamp Kits
- 3) Trapezoidal interfaces



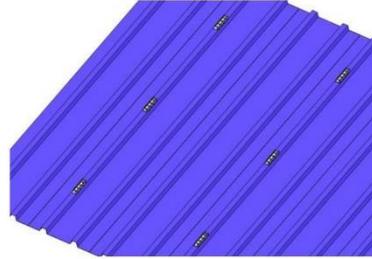
4. Installation Instructions

4.1 Installation of the Mounting System	
<p>(1) According the project solution, put the Trapezoidal Interface on the top of the corrugated trapezoidal surface,</p> <p>and fix the Trapezoidal Interface firmly with self-tapping screws;</p> <p>stick a layer of waterproof glue on bolts after tightening bolts (shown in the right picture)</p>	



Mibet (Xiamen) New Energy Co., Ltd.

(2) Mount all the other Trapezoidal Interfaces on the place planed in the project solution on corrugated trapezoidal surface (shown in the right picture);



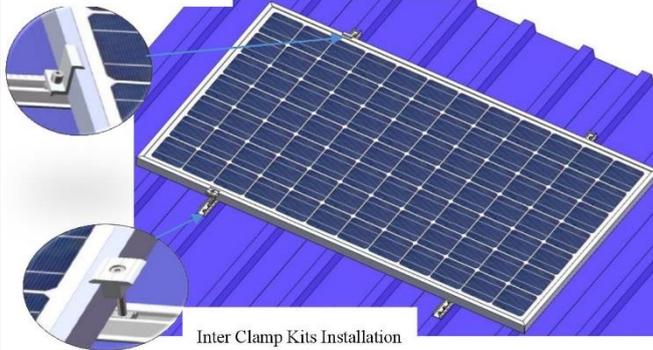
4.2 Installation of Solar Panels

(1) Placing solar panels on Trapezoidal interfaces on landscape orientation;

fix the panels with end clamps at the edge of the array;

put and fix the inter clamps between two panels, like shown in the right picture;

End Clamp Kits Installation

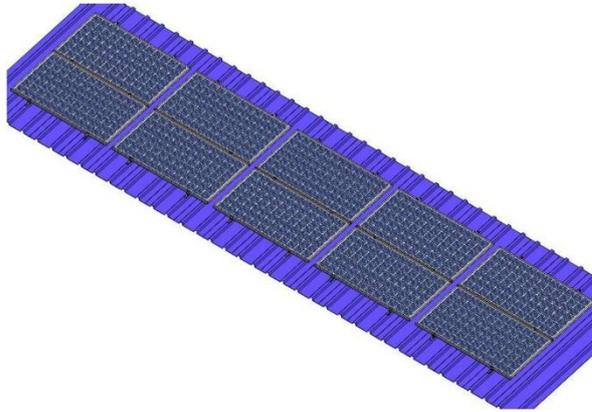


Inter Clamp Kits Installation



Mibet (Xiamen) New Energy Co., Ltd.

(2) Check after finishing the installation to make sure all the bolts are tightened and the installation is correct.



5. 15 year limited Product Warranty, 5 year limited Finish Warranty

Mibet (Xiamen) New Energy Co., Ltd. (hereinafter as “Mibet Energy”) warrants to the original purchaser (“NSEW Trading Pty Ltd.”) of products that it manufactures (“Solar PV Mounting Systems”) at the original installation site that the Product shall be free from defects in material and workmanship for a period of fifteen (15) years, except for the under normal atmospheric conditions for a period of five (5) years, from the earlier of 1). The date the installation of the Product is completed, or 2). 30 days after the purchase of Product by the original Purchaser (“Finish Warranty”).

The Finish Warranty does not apply to any foreign residue deposited on the finish. All installations in corrosive atmospheric conditions are excluded. The Finish Warranty is VOID if the practices specified by AAMA 609 & 610-02 –“Cleaning and Maintenance for Architecturally Finished Aluminum” (www.aamanet.org) are not followed by Purchaser. This Warranty does not cover damage to the Product that occurs during its shipment, storage, or installation.

This Warranty shall be VOID if installation of the Product is not performed in accordance with Mibet’s written installation instructions, or if the Product has been modified, repaired, or reworked in a manner not previously authorized by Mibet IN WRITING, or if the Product is installed in an environment for which it was not designed. Mibet shall not be liable for consequential, contingent or incidental damages arising out of the use of the Product by Purchaser under any circumstances.



Mibet (Xiamen) New Energy Co., Ltd.

If within the specified Warranty periods the Product shall be reasonably proven to be defective, then Mibet shall repair or replace the defective Product, or any part thereof, in Mibet's sole discretion. Such repair or replacement shall completely satisfy and discharge all of Mibet's liability with respect to this limited Warranty. Under no circumstances shall Mibet be liable for special, indirect or consequential damages arising out of or related to use by Purchaser of the Product.

In addition to our Warranty against Defects, the Frame also comes with guarantees that cannot be excluded under the Australian Consumer Law (Consumer Guarantees). In the event that the Frame fails to satisfy a Consumer Guarantee, you are entitled to a replacement or refund for a major failure and compensation for any other reasonably foreseeable loss or damage. You are also entitled to have the Frame repaired or replaced if the Frame fails to be of acceptable quality and the failure does not amount to a major failure. Please note that in addition to the rights and remedies set out in this document, you may also have other rights and remedies available to you under the law.

*Manufacturers of related items, such as PV modules and flashings, may provide written warranties of their own. Mibet's limited Warranty covers only its Product, and not any related items.

Making a claim

If you believe that the Frame is defective and you are an End-User, you may either make a claim against the installer or builder from whom you purchased the Frame or you may make a claim against us directly. In order to make a claim against us, you must post, fax or email us a notice, using the contact details set out below.

In your notice you must provide: details of why you believe the Frame is defective; a copy of your invoice, receipt or any other document which provides proof of purchase; Details of any expenses you have incurred in making your claim; and details of how we should contact you.

Within a reasonable time after receipt of your claim we will contact you to arrange a time to attend the premises at which the Frame is located.

Jurisdiction

Our Warranty against Defects is to be construed in accordance with the laws of Victoria and any disputes will be determined by the exclusive jurisdiction of the courts of Victoria.

Estudio de seguridad y salud

1. Justificación

El presente P.S.S. (art. 5 R.D. 1627/97, de 24 de octubre) tiene como objetivo prever las bases técnicas, con el fin de fijar los parámetros de la prevención de riesgos profesionales durante la realización de los trabajos de ejecución de las obras del Proyecto objeto de este Plan de SS, así como cumplir con las obligaciones que se desprenden de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, y del RD 1627/1997, de 24 de octubre, con la finalidad de facilitar el control y el seguimiento de los compromisos adquiridos al respecto por el Proyectista.

De esta manera, las premisas básicas de lo establecido en este PLAN DE SEGURIDAD, servirán de documento provisorio, y sujeto a modificaciones, de identificación y planificación de la actividad preventiva en la obra, sirviendo, a su vez, de previsión de los recursos técnicos y humanos necesarios para el cumplimiento de las obligaciones preventivas en el centro de trabajo, de conformidad con los Planes de Acción Preventiva de/ de las empresa/s subcontratadas, su organización funcional y los medios a utilizar, quedando todo ello recogido en el presente PLAN DE SEGURIDAD y Salud.

Se considera en este Plan de SS:

1. La organización del trabajo de forma tal que el riesgo sea mínimo.
2. Prever las instalaciones útiles necesarias para la protección colectiva e individual del personal.
3. Prever las normas de utilización de los elementos de seguridad
4. Prever las condiciones de acceso seguro.
5. Prever los trabajos con herramienta eléctrica manual.
6. Prever los trabajos de auxilios y evacuación de heridos.

2. Datos del proyecto

- Denominación y emplazamiento.
- La obra objeto del presente Estudio se trata de la Instalación de energía solar fotovoltaica de 99,84 kWp conectada a red de baja tensión.
- Datos generales del proyecto y de la obra.

Tabla 22 Datos generales proyecto

Situación de la obra a construir	PARTIDA LA ESPERANZA 5-1 C.P. 12.400 – SEGORBE (CASTELLÓN)
Técnicos autores del proyecto	ÁNGEL PALACIOS SAURA
Técnicos autores del estudio	ÁNGEL PALACIOS SAURA
Director de obra	ÁNGEL PALACIOS SAURA
Director de ejecución de obra / Jefe de montaje	ÁNGEL PALACIOS SAURA

- El Presupuesto de Ejecución Material del proyecto, asciende a: 117.456,67 euros.
- El presupuesto de Seguridad y Salud asciende a: 748,00 euros.
- El plazo inicial de la ejecución de la obra es de: 20 días.
- Características del emplazamiento.

La instalación fotovoltaica se realizará sobre la cubierta de la nave industrial existente, de chapa SIMPLE con una superficie total de 900 m². La cubierta no presenta parapetos, para los cuales se tomarán las medidas correctoras y de protección para los trabajadores pertinentes.

- Número de trabajadores.

El número de trabajadores que permanecerán en el lugar de las obras está previsto que se encuentre entre 1 y 5 operarios.

- Servicios Públicos y servidumbres existentes.

No se constatan servicios afectados.

- Edificios colindantes:

El edificio linda en todas sus fachadas con vía privada, de la propia parcela.

- Servicios públicos existentes:

La parcela dispone de los servicios urbanísticos mínimos de luz, agua, alcantarillado y telefonía.

- Servidumbres u obstáculos que pueden dificultar el normal desarrollo de las obras:

No se constatan acometidas aéreas, siendo responsabilidad del Propietario ponerse en contacto con las compañías suministradores para determinar la existencia de conducciones ocultas.

- Relación de empresas y trabajadores autónomos de la obra.

Tabla 23

Nombre empresa	Actividad	Representante de seguridad
ÁNGEL PALACIOS SAURA	INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	Trabajador asignado en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 32 bis de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre (D.A. 14ª)

- Datos generales de la organización de la Obra.

Tabla 24. Datos promotor obra

Nombre o razón social	JAMONES GARCERÁN S.L.
Teléfono	964 71 07 44
Dirección	PARTIDA LA ESPERANZA, 5 - 1
Población	SEGORBE
Código postal	12.400
Provincia	CASTELLÓN
Actividad desarrollada por la empresa:	ELABORACIÓN DE PRODUCTOS CÁRNICOS Y VOLATERÍA (CNAE 2009: 1013)
CIF	B-12028353

Tabla 25. Datos contratista

Nombre o razón social	ELEKTROSOL.
Teléfono	969 20 39 09
Dirección	C/Cuadra Cassanya nº1
Población	Castellón de la Plana
Código postal	12.006
Provincia	Castellón
Actividad desarrollada por la empresa:	Instalaciones eléctricas en general, promoción y construcción de Plantas Solares Fovovoltaicas
CIF	B-16271702

Tabla 26. Relación de puestos de trabajo previstos y categorías profesionales

Definición del puesto	
Personal Técnico	Montadores/Oficiales
Oficial construcción O.C.	Jose González Carrillo
Oficial construcción O.C.	Juan Francisco García García
Ingeniero/ Instalador Eléctrico	Jose Rodrigo Carda
Ingeniero Eléctrico	Ángel Palacios Saura

- Accesos:

El acceso a las cubiertas se realizará mediante:

- Por escalera interior de acceso a cubierta para personal, y siguiendo lo dispuesto en el presente documento siempre que aumente el grado de seguridad.

- Por medio de Tijera o Plataforma elevadora para trabajos sobre el perímetro de cubierta y zona superior de fachada, siguiendo lo dispuesto en el presente documento.
- medio de camión pluma para elevación de material a la cubierta, acotando y delimitando la zona de seguridad en un radio de 25 metros desde la posición del mismo.

Además, para la realización de las obras incluidas en este proyecto, está previsto que al menos una de las calles que delimitan la parcela tenga el acceso en condiciones de accesibilidad, tanto para vehículos como para peatones.

- Centro asistencial más próximo.

Centro de salud Segorbe

Calle Valentín Galarza, S/N

12.400 Segorbe (Castellón)

964 13 31 05

Hospital Auxiliar de Segorbe

Calle Andernos les Bains, 34

12400 Segorbe (Castellón)

3. Objetivos del Plan de SS de seguridad y Salud

La empresa, al afrontar la tarea de redactar el PLAN DE SEGURIDAD y Salud para la obra “Instalación de energía solar fotovoltaica de 99,84 KWp conectada a la red de baja tensión” se enfrenta con el problema de prever, con relación al proceso constructivo, los riesgos previsibles, los cuales, dado el carácter dinámico de la obra, pueden modificarse.

Intenta prever, además, aquellos riesgos reales, que en su día presente la realización material de la obra, en medio de todo un conjunto de circunstancias de difícil concreción, que en sí mismas, pueden lograr desvirtuar el objetivo fundamental de este trabajo.

Se pretende, en síntesis, sobre un proyecto, crear los procedimientos concretos para conseguir una realización de obra sin accidentes.

Por lo expuesto, es necesaria la concreción de los objetivos de este trabajo técnico, que se definen según los siguientes apartados, cuyo ordinal de transcripción es indiferente pues se consideran todos de un mismo rango:

A. Conocer el proyecto a construir y si es posible, definir la tecnología adecuada para la realización técnica y económica de la obra, con el fin de poder analizar y conocer en consecuencia, los posibles riesgos de seguridad y salud en el trabajo.

B. Analizar todas las unidades de obra contenidas en el proyecto a construir, en función de sus factores: formal y de ubicación, coherentemente con la tecnología y métodos viables de construcción a poner en práctica.

C. Definir todos los riesgos, humanamente detectables, que pueden aparecer a lo largo de la realización de los trabajos.

D. Diseñar las líneas preventivas a poner en práctica, como consecuencia de la tecnología que va a utilizar; es decir: la protección colectiva y equipos de protección individual, a implantar durante todo el proceso de esta construcción.

E. Divulgar la prevención decidida para esta obra, en concreto en este PLAN DE SEGURIDAD y SALUD. Esta divulgación se efectuará entre todos los que intervienen en el proceso de construcción y esperamos que sea capaz por sí misma de animar a los trabajadores a ponerla en práctica, con el fin de lograr su mejor y más razonable colaboración. Sin esta colaboración inexcusable, de nada servirá este trabajo. Por ello, este conjunto documental se proyecta hacia la empresa constructora y los trabajadores; debe llegar a todos: de plantilla, subcontratistas y autónomos, mediante los mecanismos previstos en la normativa vigente y en aquellas partes que les afecten directamente y en su medida.

F. Crear un ambiente de salud laboral en la obra, mediante el cual, la prevención de las enfermedades profesionales sea eficaz.

G. Definir las actuaciones a seguir en el caso de que fracase esta intención técnico-preventiva y se produzca el accidente; de tal forma, que la asistencia al accidentado sea la adecuada a su caso concreto y aplicado con la máxima celeridad y atención posibles.

H. Hacer llegar la prevención de riesgos a cada empresa o autónomos que trabajen en la obra, de tal forma, que se eviten prácticas contrarias a la seguridad y salud con los resultados y tópicos ampliamente conocidos.

I. Diseñar la metodología necesaria para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los trabajos de reparación, conservación y mantenimiento. Esto se realizará una vez conocidas las acciones necesarias para las operaciones de mantenimiento y conservación tanto de la obra en sí como de sus instalaciones.

Esta autoría del PLAN DE SEGURIDAD y salud declara:

- que ha sido su voluntad la de analizar primero los riesgos sobre el proyecto y en su consecuencia, el diseño de cuantos mecanismos preventivos se pueda idear a su buen saber y entender técnico, dentro de las posibilidades que el mercado de la construcción y los límites económicos permiten.

- que se confía en que, si surgiese alguna laguna preventiva, los trabajadores afectados, serán capaces de detectarla y presentarla para que se la analice en toda su importancia, dándole la mejor solución posible.

4. Datos de interés para la prevención de los riesgos laborales durante la realización de la obra

Memoria constructiva:

El presente documento se complementa con el Pliego de Condiciones Técnicas del Proyecto, y tiene por objeto describir de manera general las características técnico-constructivas para la ejecución de la instalación solar fotovoltaica sobre cubierta definida en el proyecto.

- Descripción:

- Las naves a dos aguas se desarrollan en una planta con forma rectangular.
- La nave objeto del proyecto no comparte medianera con naves colindantes.
- El acceso se realiza directamente a través de la propia parcela, y a la misma desde la vía pública.
- El sistema estructural es metálico.

- La cubierta de la nave es a dos aguas, utilizándose únicamente la cubierta sur y están realizadas con paneles de chapa simple.
- La instalación solar fotovoltaica se dispone de 384 módulos de silicio cristalino unidos en 24 grupos de 24 módulos en serie.
- La nave industrial presenta un estado de conservación adecuado y no está protegido.
-

- Proceso de ejecución.

El orden de la instalación será el que sigue:

1.- Instalación de los sistemas de protección colectiva, consistentes en:

- Instalación de línea de vida siguiendo la línea de cumbrera de las naves industriales, de la cual se engancharán los trabajadores mediante arnés de seguridad homologado, el cual se describe en el presente documento.

- Perimetralmente, dos barandillas de acero galvanizado de 50 mm y 1,5 mm de espesor, de altura 0,90 metros. Cada 3 metros se dispondrán mástiles tipo sargento que van anclados al cerramiento de la nave. No se requiere zócalo en el sistema perimetral puesto que el cerramiento de la nave en todo el perímetro tiene una altura superior a 150 mm.

- Ubicación de zonas condenadas mediante cadenas y señalizaciones de peligro.

2.- Colocación, tras replanteo de su ubicación, de las estructuras soporte.

3.- Colocación de los módulos fotovoltaicos.

4.- Colocación del cableado, inversores de corriente eléctrica, elementos de protección y maniobra, tomas de tierra y su consiguiente conexionado a red (sin tensión).

5.- Instalación de bandeja de rejilla metálica de acero zincado de dimensiones variables según tramos para el paso del cableado de cubierta. La bandeja metálica se sujetará a la cubierta por medio de unos elevadores aislantes diseñados para tal fin. La bajada se instalara en tubo superficial sobre fachada

6.- Conexiones de las diferentes series en inversores fotovoltaicos, donde se transforma la corriente continua en corriente alterna. Estos equipos se instalarán en la cubierta de la nave bajo techado y a su lado el equipo de protección.

7.- Instalación del cuadro de protección y medida en el exterior del centro de transformación, donde se ubicará el equipo de medida indirecta.

En los trabajos se seguirá el siguiente orden:

- Se alzarán y se ubicará sobre la estructura existente el material a instalar.
- Los elementos pueden producir cortes o lesiones por golpes o caída de objetos, debiéndose emplear los EPI's adecuados.
- Se montarán los elementos soportes sobre la greca de la chapa simple, y se anclarán a la misma con elementos roscados pasantes.
- Se instalarán los paneles sobre la estructura soporte y se anclarán a la misma.
- Se instalará y se conexionará el entramado eléctrico (sin tensión).
- Nunca, y bajo ningún concepto, se permitirá la entrada a la obra a ninguna persona que no lleve el equipo de seguridad necesario y conveniente para trabajar en altura. Todos los trabajos se realizarán siguiendo las más estrictas medidas de seguridad, debiendo existir en la obra medidas de protección de los trabajadores, tanto externas (redes, etc.) como equipo personal (cascos, botas, guantes, ropa adecuada, arneses de seguridad, etc.). Se mantendrán las medidas necesarias para evitar la caída a distinta altura de un trabajador.
- Se prohibirá la entrada a personas ajenas a los trabajos. No se realizarán trabajos en zonas próximas a las maniobras de máquinas y camiones, debiendo existir una persona encargada de indicar, señalar y ayudar a maniobrar a los camiones.

Todo este proceso se realizará manualmente donde sea necesario, con la ayuda mecánica en el proceso de carga y descarga de material, si las condiciones lo exigieran y siempre con la aprobación expresa de la Dirección Facultativa. Se tendrá en cuenta lo que se especifica el/los siguientes puntos.

- Terminaciones y trabajos finales.

Conexión eléctrico y comprobación del anclaje de los elementos a las estructuras soporte.

Actividades previstas en la obra

En coherencia con el resumen por capítulos del proyecto de ejecución y el plan de ejecución de obra, se definen las siguientes actividades, oficios, maquinaria, medios auxiliares e instalaciones de obra de las cuales se adjunta una evaluación, no exhaustiva y provisoria, de riesgos, los cuales deberán analizarse, desarrollarse y completarse con lo establecido en los Planes de Prevención y Evaluaciones de Riesgos y Planificación de Acción Preventiva (art. 16 LPRL) de cada empresa

actuante, los cuales se complementarán con los Métodos y/o Procedimientos de trabajo de cada ítem (art. 15 LPRL)¹.

Trabajos previos. Actividades Generales

- La organización de la obra.
- Colocación protecciones colectivas.
- Replanteo sobre cubierta.
- Servicios provisionales.
- Recepción de maquinaria- medios auxiliares y montajes
- Acopio de materiales.

Montaje elementos.

- Estructura soporte y placas solares.
- Trabajos en cubiertas inclinadas.
- Tendido e instalación de cableado eléctrico sin tensión y bandejas de rejilla abierta.
- Instalación de cuadro de protección y de armario de medida en centro de transformación existente, así como conexión de los mismos.

Por Oficios y/o tareas cuya intervención es objeto de la prevención de los riesgos laborales

Las actividades de obra descritas, cuyos oficios van implícitos en la identificación y evaluación de riesgos por tareas o actividades, se vienen a complementar con el trabajo de los siguientes oficios:

- Personal Técnico.
- Montadores/Oficiales de placas solares.
- Oficiales O.C.
- Instaladores eléctricos.

Por medios auxiliares previstos para la realización de la obra

¹ No obstante, y con tal de sentar las bases para el desarrollo de la actividad preventiva de la obra, en el pliego de condiciones del presente plan se adjunta normas e instrucciones generales, las cuales se deberán facilitar a las empresas actuantes, quienes las adecuarán a sus características particulares y deberán hacérselo saber a los trabajadores de las mismas. (art. 9 R.D. 171/2004)

Del análisis de las actividades de obra y de los oficios, se define la tecnología aplicable a la obra, que permitirá como consecuencia, la viabilidad de su plan de ejecución, fiel planificación de lo que realmente se desea hacer. El pliego de condiciones técnicas y particulares suministra las normas para garantizar la seguridad de la maquinaria. Se prevé la utilización de los siguientes medios auxiliares:

- Escaleras de mano.
- Tijera/Plataforma elevadora.

Maquinaria prevista para la realización de la obra.

Por igual procedimiento al descrito en el apartado anterior, se procede a definir la maquinaria que es necesario utilizar en la obra. Por lo general se prevé que la maquinaria fija de obra sea de propiedad del Contratista adjudicatario, o de sus subcontratistas. El pliego de condiciones técnicas y particulares, suministra las normas para garantizar la seguridad de la maquinaria. Se prevé la utilización de:

- Transporte.
 - Camión de transporte de materiales, con brazo/pluma.
- De elevación y/o transporte
 - Mismo camión con brazo/pluma para elevación de módulos a cubierta.
- Maquinaria
 - Máquinas herramienta en general (radiales - cortadoras -... y asimilables)
 - Taladro eléctrico.
 - Grupo electrógeno.

5. Plazo ejecución y número máximo trabajadores

Para ejecutar la obra en un plazo de 9 días, se utiliza el cálculo global de la influencia en el precio de mercado y de la mano de obra necesaria. El número máximo de trabajadores, base para el cálculo de consumo de los "equipos de protección individual", así como para el cálculo de las "Instalaciones Provisionales para los Trabajadores" de ser necesarias, será 5. Quedan englobadas todas las personas que intervienen en el proceso, independientemente de su afiliación empresarial o sistema de contratación.

6. Instalaciones provisionales para los trabajadores y áreas auxiliares de empresa

Dado el volumen de trabajadores previstos, y las condiciones propias de la instalación, sobre nave existente dotada de servicios higiénicos y de agua potable, no se hace necesario dotar de instalaciones o acometidas provisionales a esta obra.

Instalación eléctrica provisional de obra.

Se realizará la acometida provisional a través de la existente en la nave.

Riesgos detectables más comunes.

- Heridas punzantes en manos.
- Caídas al mismo nivel.
- Electrocutión; contactos eléctricos directos e indirectos derivados esencialmente de:
 - Trabajos con tensión.
 - Intentar trabajar sin tensión, pero sin cerciorarse de que está efectivamente interrumpida o que no puede conectarse inapropiadamente.
 - Mal funcionamiento de los mecanismos y sistemas de protección.
 - Usar equipos inadecuados, deteriorados o que no sean de clase II.
 - Mal comportamiento o incorrecta instalación del sistema de protección contra contactos eléctricos indirectos en general, y de la toma de tierra en particular.

Normas o medidas preventivas tipo.

A) Sistema de protección contra contactos indirectos.

Para la prevención de posibles contactos eléctricos indirectos, el sistema de protección elegido, y dispuesto en la nave, es el de puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de 30 mA).

B) Normas de prevención tipo para los cables.

El calibre o sección del cableado será el especificado y de acuerdo a la carga eléctrica que ha de soportar en función de la maquinaria e iluminación prevista.

* Todos los conductores utilizados serán aislados de tensión nominal de 1000 voltios como mínimo y sin defectos apreciables (rasgones, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos en este sentido.

* La distribución desde el cuadro general de la nave a las herramientas de la obra se efectuará mediante tendido de cables y mangueras. Si se realiza aérea, éste se realizará a una altura mínima de 2 m. en los lugares peatonales y de 5 m. en los de vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento. Si se realiza a ras de suelo, éste se efectuará pegado a los paramentos de fachada.

* El tendido de los cables para cruzar viales, como ya se ha indicado anteriormente, se efectuará a ras de suelo o aéreo. Si se efectúa a ras de suelo, se colocará, en la zona de paso, entre tablones a modo de protección por reparto de cargas y señalización de "paso del cable".

Caso de tener que efectuar empalmes entre mangueras se tendrá en cuenta:

- a) Siempre estarán elevados. Se prohíbe mantenerlos en el suelo.
- b) Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancos antihumedad.
- c) Los empalmes definitivos se ejecutarán utilizando cajas de empalmes normalizados estancos de seguridad.

* El trazado de las mangueras de suministro eléctrico no coincidirá con el de suministro provisional de agua a las plantas.

* Las mangueras de "alargadera".

- a) Si son para cortos periodos de tiempo, podrán llevarse tendidas por el suelo, pero arrimadas a los parámetros verticales.
- b) Se empalmarán mediante conexiones normalizadas estancos antihumedad o fundas aislantes termorretráctiles, con protección mínima contra chorros de agua (protección recomendable IP. 45 IK 08).

C) Normas de prevención tipo para los interruptores.

- * Se ajustarán expresamente, a los especificados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.D. 842/2002).
- * Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad.
- * Las cajas de interruptores poseerán adherida sobre su puerta una señal normalizada de "peligro, electricidad".
- * Las cajas de interruptores serán colgadas, bien de los paramentos verticales, bien de "pies derechos" estables.

D) Normas de prevención tipo para los cuadros eléctricos.

Si se instalasen:

- * Serán de material plástico, de tipo para la intemperie, con puerta y cerraja de seguridad (con llave), según norma UNE-20324 y grado de protección IP 55.
- * Poseerán adherida sobre la puerta una señal normalizada de "peligro, electricidad".
- * Se colgarán, si procede, por sus anclajes propios a fachada o pendientes de tableros de madera recibidos a los parámetros verticales o bien, a "pies derechos" firmes.
- * Poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie, en número determinado según el cálculo realizado. (Grado de protección recomendable IP. 45 IK 08).

E) Normas de prevención tipo para las tomas de energía.

- * Las tomas de corriente irán provistas de interruptores de corte omnipolar que permita dejarlas sin tensión cuando no hayan de ser utilizadas.
- * Las tomas de corriente de los cuadros se efectuarán de los cuadros de distribución, mediante clavijas normalizadas blindadas (protegidas contra contactos directos) y siempre que sea posible, con enclavamiento.
- * La tensión siempre estará en la clavija "hembra", nunca en la "macho", para evitar los contactos eléctricos directos.

F) Normas de prevención tipo para la protección de los circuitos.

- * La instalación poseerá todos los interruptores automáticos.
- * Los interruptores automáticos se hallarán instalados en todas las líneas de toma de corriente de los cuadros de distribución, así como en las de alimentación a las máquinas, aparatos y máquinas-herramienta de funcionamiento eléctrico.
- * Los circuitos generales estarán igualmente protegidos con interruptores automáticos o magnetotérmicos.
- * Todos los circuitos eléctricos se protegerán a sí mismo mediante disyuntores diferenciales. Los disyuntores diferenciales se instalarán de acuerdo con la siguiente sensibilidad: 30 mA.- (según R.E.B.T.).

G) Normas de prevención tipo para las tomas de tierra.

- * La red general de tierra deberá ajustarse a las especificaciones detalladas en la Instrucción ITC BT.018 del vigente Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- * Caso de tener que disponer de un transformador en la obra, será dotado de una toma de tierra ajustada a los Reglamentos vigentes y a las normas propias de la compañía eléctrica suministradora en la zona.
- * Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra.
- * El neutro de la instalación estará puesto a tierra.
- * La toma de tierra en una primera fase se efectuará a través de una pica o placa a ubicar junto al cuadro general, desde el que se distribuirá a la totalidad de los receptores de la instalación. Cuando la toma general de tierra definitiva del edificio se halle realizada, será ésta la que se utilice para la protección de la instalación eléctrica provisional de obra.
- * El hilo de toma de tierra, estará protegido con macarrón en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos. Únicamente podrá utilizarse conductor o cable de cobre desnudo de 35 mm² de sección como mínimo en los tramos

enterrados horizontalmente y que serán considerados como electrodo artificial de la instalación.

* La red general de tierra será única para la totalidad de la instalación incluida las uniones a tierra de los carriles para estancia o desplazamiento de las grúas.

* Los receptores eléctricos dotados de sistema de protección por doble aislamiento y los alimentados mediante transformador de separación de circuitos, carecerán de conductor de protección, a fin de evitar su referenciación a tierra. El resto de carcasas de motores o máquinas se conectarán debidamente a la red general de tierra.

* Las tomas de tierra estarán situadas en el terreno de tal forma, que su funcionamiento y eficacia sea el requerido por la instalación.

* La conductividad del terreno se aumentará vertiendo en el lugar de hincado de la pica (placa o conductor) agua de forma periódica.

* El punto de conexión de la pica (placa o conductor), estará protegido en el interior de una arqueta practicable.

H) Normas de prevención tipo para la instalación de alumbrado.

* Las masas de los receptores fijos de alumbrado, se conectarán a la red general de tierra mediante el correspondiente conductor de protección. Los aparatos de alumbrado portátiles, excepto los utilizados con pequeñas tensiones, serán de tipo protegido contra los chorros de agua (Grado de protección recomendable IP.45).

I) Normas de seguridad tipo, de aplicación durante el mantenimiento y reparaciones de la instalación eléctrica provisional de obra.

* El personal de mantenimiento de la instalación será electricista, y preferentemente en posesión de carnet profesional correspondiente. (ITC-BT 03)

* Toda la maquinaria eléctrica se revisará periódicamente, y en especial, en el momento en el que se detecte un fallo, momento en el que se la declarará "fuera de servicio"

mediante desconexión eléctrica y el cuelgue del rótulo correspondiente en el cuadro de gobierno.

* La maquinaria eléctrica, será mantenida por personal especialista en cada tipo de máquina.

* Se prohíben las revisiones o reparaciones bajo corriente. Antes de iniciar una reparación se desconectará la máquina de la red eléctrica, instalando en el lugar de conexión un letrero visible, en el que se lea: "NO CONECTAR, HOMBRES TRABAJANDO EN LA RED".

*La ampliación o modificación de líneas, cuadros y asimilables sólo la efectuarán los electricistas.

Normas o medidas de protección tipo.

* Los cuadros eléctricos de distribución, se ubicarán siempre en lugares de fácil acceso.

* Los cuadros eléctricos, en servicio, permanecerán cerrados con las cerraduras de seguridad de triángulo, (o de llave) en servicio.

7. Prevención de riesgos de daños a terceros.

Viandantes: El paso de los posibles viandantes, trabajadores de otras naves, y de los propios operarios debe estar protegido ante la posible caída de objetos desde la obra.

- El propio cerramiento del solar de la obra servirá para impedir el acceso a ésta por parte de personal ajeno a la obra, evitando accidentes.
- Existirá señalización en los accesos a la obra tanto en el peatonal como en el acceso para maquinaria.
- Durante la entrada y salida de camiones (u otros equipos) se controlará el tráfico (tanto peatonal como automovilístico) en prevención de posibles accidentes o atropellos.
-

8. Fases críticas para la prevención

A la vista de las características técnicas de la obra, y de las fases de esta se definen los riesgos específicos tal y como queda reflejado en el apartado correspondiente. Cuando dos o más actividades de obra coinciden, los riesgos potenciales que se generan son distintos, se agravan por coincidir vertical y temporalmente, alcanzando valores superiores a la suma de los riesgos de las fases coincidentes.

Teniendo presente esto y que todo el proceso de producción es peligroso en sí mismo, se destacan las siguientes fases globales posibles y especialmente peligrosas, **EN LAS QUE SE REQUERIRÍA LA PRECEPTIVA PRESENCIA DE RECURSO PREVENTIVO**, en sí mismas y más aún cuando coinciden entre sí como es el caso de esta obra:

- Trabajos en Cubierta por riesgo de caída en altura.

9. Análisis y evaluación inicial de riesgos

Esta previsión de análisis de riesgos, debe provenir de la documentación de la/s empresa/s actuantes (conforme a lo establecido en el capítulo III de la Ley 31/1995), la cual se habrá realizado según lo establecido en el artículo 4.3 del Reglamento de los Servicios de Prevención, y elaborada sobre papel antes del comienzo de las obras; se trata de un trabajo previo necesario, para la **CONCRECIÓN DE LOS SUPUESTOS DE RIESGO PREVISIBLES DURANTE LA EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS**, por consiguiente, y según recomendación en la Guía Técnica de Obras de Construcción publicada por el INSHT, se expone una aproximación realista a lo que puede suceder en la obra.

El siguiente análisis y evaluación de riesgos, se realizó, conforme a lo establecido por el INSHT, tanto sobre el proyecto de la obra, como en consecuencia de la tecnología decidida para construir, por los procedimientos y procesos de trabajo que el Contratista adjudicatario debe indicar en el PLAN DE SEGURIDAD y SALUD.

En todo caso, los riesgos aquí analizados, se resolverán mediante la protección colectiva necesaria, los equipos de protección individual y señalización oportunos para su neutralización o reducción a la categoría de: “riesgo trivial”, “riesgo tolerable” o “riesgo moderado”, porque se entienden “controlados sobre el papel” por las decisiones preventivas que se adoptan en el PLAN DE SEGURIDAD y Salud.

- **Método empleado en la evaluación de riesgos.**

El método empleado para la evaluación de riesgos permite realizar, mediante la apreciación directa de la situación, una evaluación de los riesgos para los que no existe una reglamentación específica.

1º Gravedad de las consecuencias:

La gravedad de las consecuencias que pueden causar ese peligro en forma de daño para el trabajador. Las consecuencias pueden ser ligeramente dañinas, dañinas o extremadamente dañinas. Ejemplos:

Ligeramente dañino	<ul style="list-style-type: none"> - Cortes y magulladuras pequeñas - Irritación de los ojos por polvo - Dolor de cabeza - Disconfort - Molestias e irritación
Dañino	<ul style="list-style-type: none"> - Cortes - Quemaduras - Conmociones - Torceduras importantes - Fracturas menores - Sordera - Asma - Dermatitis - Trastornos músculo-esqueléticos - Enfermedad que conduce a una incapacidad menor
Extremadamente dañino	<ul style="list-style-type: none"> - Amputaciones - Fracturas mayores - Intoxicaciones - Lesiones múltiples - Lesiones faciales - Cáncer y otras enfermedades crónicas que acorten severamente la vida

2º Probabilidad:

Una vez determinada la gravedad de las consecuencias, la probabilidad de que esa situación tenga lugar puede ser baja, media o alta.

Baja	Es muy raro que se produzca el daño
Media	El daño ocurrirá en algunas ocasiones
Alta	Siempre que se produzca esta situación, lo mas probable es que se produzca un daño

3º Evaluación:

La combinación entre ambos factores permite evaluar el riesgo aplicando la tabla siguiente:

	Ligeramente dañino	Dañino	Extremadamente dañino
Probabilidad baja	Riesgo trivial	Riesgo tolerable	Riesgo moderado
Probabilidad media	Riesgo tolerable	Riesgo moderado	Riesgo importante
Probabilidad alta	Riesgo moderado	Riesgo importante	Riesgo intolerable

4º Control de riesgos:

Los riesgos serán controlados para mejorar las condiciones del trabajo siguiendo los siguientes criterios:

Riesgo	¿Se deben tomar nuevas acciones preventivas?	¿Cuándo hay que realizar las acciones preventivas?
Trivial	No se requiere acción específica	
Tolerable	No se necesita mejorar la acción preventiva. Se deben considerar situaciones más rentables o mejoras que no supongan una carga económica importante.	
Moderado	Se deben hacer esfuerzos para reducir el riesgo, determinando las inversiones precisas. Cuando el riesgo moderado esté asociado a consecuencias extremadamente dañinas, se deberá precisar mejor la probabilidad de que ocurra el daño para establecer la acción preventiva.	Fije un periodo de tiempo para implantar las medidas que reduzcan el riesgo.

Importante	Puede que se precisen recursos considerables para controlar el riesgo.	Si se está realizando el trabajo debe tomar medidas para reducir el riesgo en un tiempo inferior al de los riesgos moderados. NO debe comenzar el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo.
Intolerable	Debe prohibirse el trabajo si no es posible reducir el riesgo, incluso con recursos limitados.	INMEDIATAMENTE: No debe comenzar ni continuar el trabajo hasta que se reduzca el riesgo.

Este método se aplica sobre cada unidad de obra analizada en esta memoria de seguridad y que se corresponde con el proceso constructivo de la obra, para permitir:

"la identificación y evaluación de riesgos pero con la valoración de la eficacia de la prevención adoptada y aplicada".

Es decir, los riesgos detectados inicialmente en cada unidad de obra, son analizados y evaluados eliminando o disminuyendo sus consecuencias, mediante la adopción de soluciones técnicas, organizativas, cambios en el proceso constructivo, adopción de medidas preventivas, utilización de protecciones colectivas, epi's y señalización, hasta lograr un riesgo trivial, tolerable o moderado, y siendo ponderados mediante la aplicación de los criterios estadísticos de siniestralidad laboral publicados por la Dirección General de Estadística del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales.

El éxito de estas previsiones actuales dependerá del nivel de seguridad que se alcance durante la ejecución de la obra. En todo caso, esta autoría de seguridad entiende, que el presente PLAN DE SEGURIDAD y Salud se complementará por los subcontratistas adjudicatarios respetando la metodología y concreción conseguidas por este trabajo.

10. Protección colectiva a utilizar en la obra

Del análisis de riesgos laborales que se ha realizado y de los problemas específicos que plantea la construcción de la obra, se prevé utilizar las contenidas en el siguiente listado:

- Anclajes especiales para amarre de arnés de seguridad clase C evaluada la seguridad conforme norma UNE EN 795
- Cables fiadores para arnés de seguridad, evaluada la seguridad conforme norma UNE EN 353

- Amarres y conectores para arnés de seguridad, evaluada la seguridad conforme norma UNE EN 362
- Torres acceso evaluada la seguridad conforme norma UNE EN 1004.
- Sistemas provisionales de protección de borde clase A o B, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 13374 y UNE EN 1263
- Extintores de incendios polivalente eficacia 21 A 113 B C
- Interruptor diferencial calibrado selectivo de 30 mA.
- Pasarelas de seguridad sobre cubierta, ya sean de madera o tramex.

11. Equipos de protección individual a utilizar en la obra

Del análisis de riesgos efectuado, se desprende que existe una serie de ellos que no se han podido resolver con la instalación de la protección colectiva. Son riesgos intrínsecos de las actividades individuales a realizar por los trabajadores y por el resto de las personas que intervienen en la obra. Consecuentemente se ha decidido utilizar las contenidas en el siguiente listado:

- Cascos de seguridad, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 397.
- Chaleco reflectante, en conformidad UNE EN 471: 2004.
- Protección auditiva.
- Arnés de seguridad, clase C tipo 2, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 361.
- Cinturones porta herramientas.
- Gafas de seguridad contra proyecciones y los impactos, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 166.
- Guantes de cuero flor y loneta, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 388.
- Mascarilla de papel filtrante contra el polvo, , evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 1827 y UNE EN 140.
- Ropa de trabajo a base de chaquetilla y pantalón de algodón, y si procede, traje impermeable a base de chaquetilla y pantalón de material plástico sintético, todo ello en conformidad UNE EN 340 y siguientes.

- Zapatos de seguridad y botas de seguridad loneta reforzada y serraje con suela de material plástico sintético, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 344, UNE EN 345 y UNE EN 346.

12. Señalización de los riesgos

La prevención diseñada, para mejorar su eficacia, requiere el empleo del siguiente listado de señalización como complemento de la protección colectiva y de los equipos de protección individual previstos, se decide el empleo, entre otra y de manera no exhaustiva ya que deberá adecuarse a las condiciones expresas de la obra, de una señalización normalizada, que recuerde en todo momento los riesgos existentes a todos los que trabajan en la obra. La señalización elegida es la del listado que se ofrece a continuación, a modo informativo.

- Advertencia cargas suspendidas.
- Advertencia de peligro indeterminado.
- Advertencia del riesgo eléctrico.
- Advertencia incendios, materias inflamables.
- Banda de advertencia de peligro.
- Protección obligatoria cabeza, en conformidad a la norma EN 397.
- Protección obligatoria manos, en conformidad a la norma UNE EN 388.
- Protección obligatoria oídos, en conformidad a la norma EN 352, en sus partes 1, 2 y 3.
- Protección obligatoria pies.
- Protección obligatoria vista.
- Uso obligatorio arnés de seguridad.
- Equipo primeros auxilios.
-

13. Medidas emergencia. Prevención asistencial en caso de accidente laboral

- Primeros Auxilios

Aunque el objetivo global de este PLAN DE SEGURIDAD y salud es evitar los accidentes laborales, hay que reconocer que existen causas de difícil control que pueden hacerlos presentes. En consecuencia, es necesario prever la existencia de primeros auxilios para atender a los posibles accidentados.

Heridas y pequeños cortes en la piel.

Aunque aparentemente no revistan gravedad, al romper la piel, hacen que se altere la función de barrera protectora de esta. Como consecuencia, crean una vía de entrada para una posible infección, lo cual puede convertirse en una complicación importante.

Cuando se produce este tipo de heridas, a simple vista podemos ver su extensión, pero no se ha de confiar en el caso de que no sea muy extensa ya que puede ser profunda, p.ej: producida por un clavo o un trozo de metal.

a) Prevención: Despuntar todos los tableros y elementos metálicos y mantener limpios los tajos.

b) Primeros auxilios: En todos los casos hay que:

- Limpiar la herida con agua y jabón o con un producto antiséptico, para prevenir el riesgo de infección.
- Secar bien la herida y protegerla con una tirita o gasas.
- Consultar al médico sobre la conveniencia de la vacunación contra el tétanos.
- No aplicar encima de la herida alcohol, pomadas o polvos que contengan antibióticos. No utilizar algodón (se deshilacha fácilmente).

En particular, y por su elevada incidencia, mencionaremos aquellas heridas que sangran por la nariz. En estos casos:

- Hay que taponar la nariz con los dedos, inclinando hacia delante (si lo hacemos hacia atrás, la víctima se tragará la sangre), durante unos 10 minutos.
- Si la herida no deja de sangrar, introducir un tapón de gasa empapada en agua oxigenada, y procurar la asistencia médica al herido.

Cuerpos extraños:

A) Ojos:

- Si el cuerpo es pequeño y está libre (mota de polvo, serrín, etc..) intentar arrastrarlo con una gasa haciendo que el paciente parpadee con frecuencia. En cualquier caso no hay que frotar el ojo.
- Si no conseguimos arrastrarlo, no insistir, acudir a un centro de urgencias.

B) Oídos:

- No intentar nunca la extracción de un cuerpo extraño alojado en el oído, con alfileres u otros objetos punzantes.
- No echar agua, y menos agua fría.
- Poner al paciente en manos expertas si vemos la menor dificultad para la extracción del cuerpo extraño.

C) Nariz:

- Intentar su expulsión con una expiración forzada ("sonarse"), apretando la fosa nasal que no está obstruida contra el tabique nasal.
- No introducir agua.
- No manipular con objetos puntiagudos.
- Si no sale, recurrir a un médico.

D) Piel:

En el caso de que un cuerpo extraño quede alojado en la piel (astilla, punta metálica, etc.), intentaremos su extracción cuidadosa. Si notamos la más mínima resistencia, cesaremos en el intento.

Lesiones en los huesos y en las articulaciones.

Normalmente producidas en caída, malos apoyos en los desplazamientos, etc.

A) Lesiones en las articulaciones:

Son frecuentes las lesiones articulares en especial el tobillo, los síntomas por los que podemos reconocer una torcedura (esguinces) o luxación (salida de un hueso de su sitio), son:

- Dolor localizado en la articulación dañada.
- Inflamación o hinchazón en la zona (deformidad en el caso de luxación)
- Dificultad para realizar movimientos, más o menos acusada en el caso de los esguinces y muy notoria en el caso de luxaciones.

Estos síntomas se observan mejor si comparamos la articulación afectada con la articulación sana.

Primeros auxilios:

- Mantener en reposo la zona dañada y aplicar frío (hielo) sobre la misma.
- Inmovilizarla mediante un vendaje o con la ayuda de un pañuelo triangular.

- Trasladar al paciente, para su valoración al Centro Sanitario y tratamiento definitivo.

B) Lesiones en los huesos: fracturas.

Tipos:

- Abiertas: cuando hay herida en la piel.
- Cerradas: cuando no hay heridas en la piel.

La fractura abierta es la más peligrosa de ambas, ya que por la herida puede originarse una infección del hueso.

Primeros auxilios:

- No mover al accidentado, ni permitirle que mueva la zona supuestamente lesionada. Esto ayudará a controlar el dolor.
- Manipular, si fuese necesario y lo imprescindible, la zona lesionada con sumo cuidado.
- Inmovilizar la zona donde se sospecha la existencia de fractura; de esta manera, evitaremos que se agraven las lesiones existentes o se produzcan nuevos daños.
- Utilizar para la inmovilización pañuelos, tiras de tela, palos y tablillas almohadilladas, etc.
- Procurar el traslado de la víctima al Centro Sanitario, para su tratamiento definitivo.

Quemaduras.

Las quemaduras pueden ser de:

1er grado: provocan el enrojecimiento de la piel.

2º grado: aparición de ampollas con un líquido de color claro en su interior.

3er grado: aparición de costra de color negruzco o castaño oscuro.

Primeros auxilios:

- Enfriar la zona afectada inmediatamente con agua fría durante 10-20 minutos.
- Cubrir la quemadura con paños limpios.
- Como norma general, No quitar la ropa cercana a la quemadura, ya que puede estar adherida a la piel. Sólo quitaremos la ropa en caso de que esté impregnada en líquidos muy calientes o productos cáusticos (lejía, sulfuro, amoníaco, etc.) para evitar que sigan quemando.

- No pinchar las ampollas en caso de quemaduras de 2º grado, se pueden infectar.
- Si la persona está ardiendo, impedir que corra; apagar las llamas con una manta o similar, o haciéndola rodar por el suelo.

- Procurar de forma sistemática que cualquier persona que haya sufrido una quemadura sea reconocida por un médico, para que indique el tratamiento más adecuado para cada tipo de lesión.
- Evitar utilizar sobre las quemaduras, aceite, vinagre, pasta de dientes, barro, etc., que aunque logren aliviar momentáneamente el dolor, pueden repercutir negativamente en la curación de la zona dañada. Lo mejor es utilizar agua.

Accidentes producidos por la electricidad: electrocución.

En primer lugar, es imprescindible asegurarnos de que la víctima no está en contacto con la corriente, antes de tocarla. En el caso de que todavía esté en contacto con la electricidad:

- a) Si se trata de baja tensión, lo primero es cortar el suministro eléctrico, si por cualquier circunstancia no puede cortarse el suministro actuar de la siguiente forma:
 - Aislarse del suelo (con tabloncillos de madera) e intentar separar a la víctima de la corriente, con la ayuda de un palo de madera (escoba). No utilizar nunca objetos metálicos.
 - Una vez fuera de peligro, valorar el estado de la víctima e iniciar las maniobras de reanimación cardiopulmonar en caso necesario.
- b) Si se trata de media o alta tensión, no intentar separar a la víctima del cable eléctrico, ya que un trozo de madera no sería suficiente aislamiento. Avisar a la compañía eléctrica y al mismo tiempo al/los Servicios de Socorro.

Reanimación cardiopulmonar ("boca a boca" y masaje cardiaco).

- Situar a la víctima en posición horizontal con la cabeza inclinada hacia atrás y ver si respira. Si la víctima no respira iniciar el "boca a boca", efectuando 2 insuflaciones seguidas, y tomarle el pulso carotideo (a ambos lados de la "nuez de Adán")
- Si tiene pulso, continuar con la respiración artificial a una frecuencia de 12 insuflaciones por minuto aproximadamente.

- Si, por el contrario, no tiene pulso, iniciar la reanimación cardiopulmonar básica (respiración artificial + masaje cardiaco externo), a un ritmo de 2 insuflaciones cada 15 compresiones, manteniendo una frecuencia de 80-100 compresiones por minuto.

La técnica del masaje cardiaco deberá hacerse sobre una superficie firme.

Periódicamente comprobar el retorno del pulso espontáneo, lo que significaría que la reanimación ha sido exitosa.

El masaje cardíaco se efectuará sobre el tercio inferior del esternón; para que sea eficaz, tiene que hundir la caja torácica 4-5 cm y ha de ser rítmico.

Maletín botiquín de primeros auxilios

Las características de la obra no recomiendan la dotación de un local botiquín de primeros auxilios, por ello, se prevé la atención primaria a los accidentados mediante el uso de maletines botiquín de primeros auxilios manejados por personas competentes y que se dispondrán en los vehículos de empresa.

Botiquín fijo conteniendo como mínimo el material especificado en la Guía Técnica del INSHT:

Medicina Preventiva

Con el fin de lograr evitar en lo posible las enfermedades profesionales en esta obra, así como los accidentes derivados de trastornos físicos, síquicos, alcoholismo y resto de las toxicomanías peligrosas, se prevé que el Contratista adjudicatario, en cumplimiento de la legislación laboral vigente, realice o compruebe que se han efectuado tanto la vigilancia de la salud previa a la contratación de los trabajadores de esta obra como los preceptivos periódicos. Y que así mismo, exija puntualmente este cumplimiento, al resto de las empresas que sean subcontratadas por él para esta obra.

Evacuación de accidentados.

La evacuación de accidentados, que por sus lesiones así lo requieran, está prevista mediante el servicio de ambulancias avisado a través del 112.

- Medidas de emergencia.

A continuación, se redactan algunas recomendaciones útiles en caso de accidente:

PRIMERA:

En caso de accidente, mantener la calma y tener en un lugar visible desde el teléfono, el número de urgencias que a continuación se dicta:

112

SEGUNDA:

En lugar fácilmente localizable y conocido por todos los operarios de la obra, se ubicará el botiquín y se tendrá acceso al mismo.

TERCERA

Se establecen las siguientes recomendaciones ante posibles accidentes, a saber, en el caso de que ocurra algún accidente en la obra, hay que seguir las siguientes normas:

- 1) Avisar y pedir ayuda.
- 2) Hablar con la víctima y preguntar lo que ha ocurrido.
- 3) No mover al accidentado si no es estrictamente necesario, de esta manera se conseguirá agravar las posibles lesiones que se hayan producido.
- 4) Valorar el alcance de la lesión.
- 5) Tranquilizar al herido.
- 6) Llamar al servicio de ambulancias, si fuese necesario (teléfonos indicados anteriormente) y explicar lo ocurrido.
- 7) Esperar la llegada de personal especializado, que procederá a la correcta inmovilización de la víctima y su posterior traslado al Centro Sanitario.
- 8) Actuar sólo en caso necesario, quemaduras, electrocución, o cuando la valoración de la lesión así lo aconsejara.
- 9) Avisar a la Dirección Técnica.

Procedimiento de comunicación de accidentes.

El contratista comunicará al coordinador de Seguridad y salud en fase de ejecución, si existiera, de forma inmediata cualquier accidente independientemente de su gravedad a fin de que éste tenga constancia del mismo.

De igual forma queda obligado a realizar un Informe de Investigación del Accidente cuando así se lo requiera el Coordinador de Seguridad y Salud en fase de ejecución; siendo obligatoria su redacción en caso de accidentes graves, muy graves o mortales

14. Documentos de nombramientos para el control del nivel de la seguridad y salud, aplicables durante la realización de la obra adjudicada

Se preverá usar los mismos documentos que utilice normalmente para esta función, el Contratista adjudicatario, con el fin de no interferir en su propia organización de la prevención de riesgos. No obstante, estos documentos deben cumplir una serie de formalidades recogidas en el pliego de condiciones técnicas y particulares y ser conocidos y aprobados por la Dirección Facultativa de Seguridad y Salud como partes integrantes del PLAN DE SEGURIDAD y salud.

Como mínimo, se prevé utilizar los contenidos en el siguiente listado:

- Documento de nombramiento de la Presencia del Recurso Preventivo de ser necesario.
- Documentos de autorización de manejo de diversas máquinas.

Control de accesos a la obra

El Contratista considerará personal autorizado, tanto de sus subcontratas y trabajadores autónomos, si existieran, como de sus trabajadores propios a todos aquellos que dispongan de la siguiente documentación en regla:

- Documentación identificativa
- Curso PRL
- Apto médico

Esta documentación será solicitada y comprobada por personal del contratista previamente a la entrada de dicho personal en obra.

15. Formación e información en seguridad y salud

La formación e información de los trabajadores en los riesgos laborales y en los métodos de trabajo seguro a utilizar, son fundamentales para el éxito de la prevención de los riesgos laborales y realizar la obra sin accidentes, es por tanto que en función de los métodos de trabajo seguro, estos serán informados a los trabajadores (art. 18 LPRL) quienes recibirán del empresario la pertinente formación, teórica y práctica, suficiente y adecuada y acorde a lo requerido en el vigente Convenio General del Sector de la Construcción 2007/2011 a fin de satisfacer artículo 12 del R.D. 1109/2007.

El Contratista adjudicatario estará legalmente obligado a formar en el método de trabajo seguro a todo el personal a su cargo, de tal forma, que todos los trabajadores tendrán conocimiento de los riesgos propios de su actividad laboral, de las conductas a observar en determinadas maniobras, del uso correcto de las protecciones colectivas y del de los equipos de protección individual necesarios para su protección.

16. Presencia de los recursos preventivos

En cumplimiento de las prescripciones reglamentarias establecidas en la D.A. 1ª del R.D. 171/2004, que desarrolla el art. 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, y con el fin de cumplir con las obligaciones legislativas, el/los Empresario/s Principal/es (D.A. 14ª de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales) nombrará, al menos, a un trabajador en conformidad art. 32 bis, apartado 4, como Presencia de Recurso Preventivo, a saber:

Si dicha circunstancia no fuese posible, y con el fin de cumplir la Presencia de Recursos Preventivos establecida en el artículo 22 bis del R.D. 39/1997, de 17 de enero, el empresario, asignará su presencia de forma expresa, quienes deberán ser trabajadores de la empresa y que, sin formar parte del servicio de prevención propio ni ser trabajadores designados, reúnan los conocimientos, la cualificación y la experiencia necesarios en las actividades o procesos a que se refiere el presente escrito. Contando, para ello, con la formación preventiva correspondiente, como mínimo, a las funciones del nivel básico.

En este supuesto, tales trabajadores habrán de mantener la necesaria colaboración con los recursos preventivos del empresario.

Todo ello con el fin de garantizar el cumplimiento de las especificaciones reglamentarias establecidas, para dichos recursos, tanto en el artículo 32 bis (D.A. 14ª) de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, como en el art. 22 bis del R.D. 39/1997, de 17 de enero, modificado por las prescripciones reglamentarias establecidas en el Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo.

Además de dicho trabajador, dicha presencia podrá llevarse a cabo según lo establecido en el Artículo 22 bis. R.D. 39/1997, de 17 de enero. Presencia de los Recursos Preventivos:

1.- De conformidad con el artículo 32 bis de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, la presencia en el centro de trabajo de los recursos preventivos, cualquiera que sea la modalidad de organización de dichos recursos, será necesaria en los siguientes casos:

a) Cuando los riesgos puedan verse agravados o modificados, en el desarrollo del proceso o la actividad, por la concurrencia de operaciones diversas que se desarrollan sucesiva o simultáneamente y que hagan preciso el control de la correcta aplicación de los métodos de trabajo.

b) Cuando se realicen las siguientes actividades o procesos peligrosos o con riesgos especiales:

- Trabajos con riesgos especialmente graves de caída desde altura, por las particulares características de la actividad desarrollada, los procedimientos aplicados, o el entorno del puesto de trabajo.
- Trabajos con riesgo de sepultamiento o hundimiento.
- Actividades en las que se utilicen máquinas que carezcan de declaración CE de conformidad por ser su fecha de comercialización anterior a la exigencia de tal declaración con carácter obligatorio, que sean del mismo tipo que aquellas para las que la normativa sobre comercialización de máquinas requiere la intervención de un organismo notificado en el procedimiento de certificación, cuando la protección del trabajador no esté suficientemente garantizada no obstante haberse adoptado las medidas reglamentarias de aplicación.
- Trabajos en espacios confinados. A estos efectos, se entiende por espacio confinado el recinto con aberturas limitadas de entrada y salida y ventilación natural desfavorable, en el que pueden acumularse contaminantes tóxicos o inflamables o puede haber una atmósfera

deficiente en oxígeno, y que no está concebido para su ocupación continuada por los trabajadores.

- Trabajos con riesgo de ahogamiento por inmersión, salvo lo dispuesto en el apartado 8.a) de este artículo, referido a los trabajos en inmersión con equipo subacuático.
- Cuando la necesidad de dicha presencia sea requerida por la Inspección de Trabajo y Seguridad Social, si las circunstancias del caso así lo exigieran debido a las condiciones de trabajo detectadas.

- c) **La presencia se llevará a cabo por cualesquiera de las personas previstas en los apartados 2 y 4 del artículo 32 bis de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, debiendo el empresario facilitar a sus trabajadores los datos necesarios para permitir la identificación de tales personas.**

La ubicación en el centro de trabajo de las personas a las que se asigne la presencia deberá permitirles el cumplimiento de sus funciones propias, debiendo tratarse de un emplazamiento seguro que no suponga un factor adicional de riesgo, ni para tales personas ni para los trabajadores de la empresa, debiendo permanecer en el centro de trabajo durante el tiempo en que se mantenga la situación que determine su presencia.

Acta de NOMBRAMIENTO DE PRESENCIA DE RECURSO PREVENTIVO.

El Empresario Principal, (Nombre de la Empresa) y su representante legal (Ley 38/1999, L.O.E.), D. (Datos del Jefe de Obra) en el centro de trabajo (identificación de la obra), habrá de hacer saber a los firmantes y miembros de la empresa, su consideración y consecuente asunción de las funciones y responsabilidades establecidas tanto en el artículo 32 bis de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, como en el art. 22 bis del R.D. 39/1997.

Considerándose ya sea como:

- **Recursos Preventivos** a los que el empresario podrá asignar la presencia, si cumplen ser:

- 1.-Uno o varios trabajadores designados de la empresa.
- 2.-Uno o varios miembros del servicio de prevención propio de la empresa.
- 3.-Uno o varios miembros del o los servicios de prevención ajenos concertados por la empresa.

E informando, los recursos preventivos a que se refiere el apartado anterior, poseer la capacidad suficiente, disponer de los medios necesarios y ser suficientes en número para vigilar el cumplimiento de las actividades preventivas, permaneciendo en el centro de trabajo durante el tiempo en que se mantenga la situación que determine su presencia.

Ya sea como:

Presencia de Recursos Preventivos:

Si dicha circunstancia no fuese posible, y con el fin de cumplir la Presencia de Recursos Preventivos establecida en el artículo 22 bis del R.D. 39/1997, de 17 de enero, el empresario, asignará su presencia de forma expresa, quienes deberán ser trabajadores de la empresa y que, sin formar parte del servicio de prevención propio ni ser trabajadores designados, reúnan los conocimientos, la cualificación y la experiencia necesarios en las actividades o procesos a que se refiere el presente escrito. Contando, para ello, con la formación preventiva correspondiente, como mínimo, a las funciones del nivel básico.

En este supuesto, tales trabajadores habrán de mantener la necesaria colaboración con los recursos preventivos del empresario.

17. Trabajos posteriores

Los trabajos a realizar a posteriori son los de mantenimiento periódico (limpieza, reglaje o reparación) de los paneles solares o de la estructura soporte. Es por ello que, los mismos, requieren el acceso y permanencia de trabajadores en cubierta con riesgo de caída de altura. Las medidas preventivas o de protección a disponer serán, salvo para la protección de borde, las mismas que se han contemplado en este documento para la fase de instalación, sirviendo el presente Estudio de documento base de seguridad y salud para la ejecución de dichos trabajos.

El mismo quedará en manos de la Propiedad, quien custodiará este documento y se lo entregará a los empresarios concurrentes en su centro de trabajo a fin de satisfacer lo dispuesto en el artículo 4 del R.D. 171/2004. Si procede, estos deberán revisar su documentación preventiva a fin de adecuarla a las condiciones de la instalación.

Entre otras actividades y conforme a los niveles de riesgo siguientes, cabe destacar:

Riesgos y nivel de riesgo presente

RIESGO	NIVEL DE RIESGO
Caídas al mismo nivel	MEDIO
Caídas a distinto nivel	ALTO
Pisadas sobre objetos	BAJO
Choques contra objetos inmóviles	MEDIO
Contacto eléctrico	ALTO

Tabla de nivel de riesgo de la tarea específica a desarrollar.

TAREA	RIESGO	NIVEL
Limpieza de módulos	Caídas al mismo nivel	MEDIO
	Caídas a distinto nivel	ALTO
	Pisadas sobre objetos	BAJO
	Choques contra objetos inmóviles	MEDIO
	Contacto eléctrico	MEDIO
Operación en inversores	Caídas al mismo nivel	MEDIO
	Contacto eléctrico	ALTO
Revisión mantenimiento	Caídas al mismo nivel	ALTO

	Caídas a distinto nivel	ALTO
	Pisadas sobre objetos	BAJO
	Choques contra objetos inmóviles	MEDIO
	Contacto eléctrico	ALTO
Averías monitorización	Caídas al mismo nivel	MEDIO
	Contacto eléctrico	MEDIO
Operación en módulos	Caídas al mismo nivel	MEDIO
	Caídas a distinto nivel	ALTO
	Pisadas sobre objetos	BAJO
	Choques contra objetos inmóviles.	MEDIO
	Contacto eléctrico	ALTO
Operación en CT / CGP	Pisadas sobre objetos	BAJO
	Choques contra objetos inmóviles	BAJO
	Contacto eléctrico	MUY ALTO

Normas e instrucciones.

- Limpieza de módulos:

- Durante la operación de limpieza de módulos FV se ha de prestar atención al riesgo de deslizamiento debido al agua derramada. Para reducir tal riesgo se recuerda la obligación del uso de calzado de seguridad con suela antideslizante.
- En épocas del año con mayor índice de radiación solar se utilizarán guantes de protección para las manos y crema solar para la cara y derivados con el fin de evitar quemaduras solares. El agua realiza función lupa de las radiaciones solares.

- Se prestará una especial atención a evitar el contacto del agua con partes accesibles puestas en tensión.
- Durante la operación de limpieza **NUNCA** manipularemos elementos en tensión (conectores, Strings...), puesto que tanto en estos como en nosotros y/o el suelo hay una elevada concentración de humedad.
- **Operación en inversores:**
 - Durante la operación que vayamos a realizar en los inversores estamos altamente expuestos a riesgos eléctricos, por lo tanto, siempre que sea posible cortaremos la/s entrada/s de tensión a dicho inversor. Por la naturaleza de funcionamiento de los inversores (condensadores) es necesario esperar un tiempo, denominado tiempo de descarga (60 seg. Aprox.), antes de actuar sobre él. **SIEMPRE**, mediante el uso de un polímetro, verificaremos la ausencia de tensión.
 - Los inversores tienen dos entradas de tensión, una D.C. y otra A.C. **SIEMPRE** nos aseguraremos de haber cortado ambas entradas.
 - El corte de tensión se realizará **SIEMPRE** de todo el inversor (todas las etapas de potencia).
 - Si el elemento de corte de tensión no se encuentra en nuestro radio frontal de trabajo, procederemos a bloquearlo mediante enclavamiento mecánico y señalizaríamos la realización de trabajos en dicho circuito. Si existe un responsable en el lugar de trabajo le informaríamos del seccionamiento de dicho circuito.
 - En caso de que no sea posible realizar el trabajo sin tensión utilizaremos guantes aislados adecuados a la tensión nominal con guantes de trabajo sobre estos, herramienta aislada, máscara antiproyecciones y efectuaremos el trabajo sobre una superficie plana, limpia y seca.
 - En caso de encontrarnos con un interruptor magnetotérmico caído, verificaremos que no hay nadie trabajando aguas abajo del mismo y mediante un polímetro comprobaremos a la salida de dicho interruptor la ausencia de cortocircuito, tanto entre fase y neutro como entre fases.
- **Averías monitorización:**
 - La monitorización está concentrada en un punto por lo que la necesidad de desplazamiento por la cubierta es bastante escasa.
 - El sistema de monitorización funciona a pequeña tensión por lo que no es necesario el uso de sistemas de protección frente a contactos eléctricos.

- Cuando se trabaje con soldador de estaño será sobre una superficie plana y limpia para evitar resbalones que conlleven a poder quemarnos con el mismo. Prestaremos principal atención al lugar donde lo dejemos, evitando contactos accidentales por nuestra parte o por cualquier otra persona. **SIEMPRE** que terminemos de usarlo lo desconectaremos inmediatamente **NO** dejándolo apoyado en cualquier sitio.
- **Operaciones en módulos FV:**
 - Los módulos FV son una fuente de energía eléctrica, por lo que el riesgo de contacto eléctrico siempre está presente.
 - Cuando vayamos a trabajar con un módulo **SIEMPRE** lo desconectaremos de la serie en que se encuentre.
 - **NUNCA** tocaremos el interior de los conectores del módulo FV encontrándose éste bajo radiación solar, en caso de necesitar actuar sobre los conectores **SIEMPRE** aislaremos el módulo FV con anterioridad y si es posible procederíamos a voltearlo o en su defecto a cubrirlo con un elemento opaco.
 - Igualmente tomaríamos estas medidas de seguridad en caso de tener que actuar en la caja de diodos del módulo FV
 - **SIEMPRE** que actuemos sobre los conectores y/o caja de diodos será sobre un suelo firme y principalmente seco.
 - A la hora de transportar un módulo FV por la cubierta prestaremos atención al viento puesto que el módulo FV puede hacer en caso de viento elevado función de vela.
 - La temperatura del módulo FV puede en ocasiones ser elevada por ello es necesario la utilización de guantes para el manejo de estos, siendo imprescindible su uso en época de verano.
 - Debido a la radiación solar reflejada en la cubierta es necesario la utilización de cremas protectoras de protección 50 en las épocas de mayor índice de radiación.
- **Operaciones en CT / CGP:**
 - Estas instalaciones cuentan con CGP no con CT. Frente a trabajos a realizar en CGP existe un alto riesgo de contacto eléctrico.
 - **SIEMPRE** que se proceda a retirar/sustituir un fusible se realizara mediante el uso de maneta de extracción de fusibles.

- **SIEMPRE** retiraremos toda la tapa de protección de la CGP y se depositara en un lugar que no conlleve la posibilidad de provocar tropiezos con ella.
- **NUNCA** retiraremos únicamente un lateral de la tapa de protección de la CGP accediendo por el hueco al interior de la misma.
- **SIEMPRE** que sea posible pondremos o retiraremos, según proceda, los fusibles con la instalación sin carga.
- Si vamos a realizar una actuación en la CGP **SIEMPRE** retiraremos **TODOS** los fusibles de la misma. Si esto no fuera posible debido a la tarea a realizar (por ejemplo, medición de intensidades) usaríamos guantes aislados adecuados a la tensión nominal y guantes de trabajo colocados encima de estos.
- **Herramientas:**
 - Las máquinas-herramientas eléctricas a utilizar en esta obra, estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento.
 - Las herramientas manuales se utilizarán en aquellas tareas para las que han sido concebidas.
 - Antes de su uso se revisarán, desechándose las que no se encuentren en buen estado de conservación.
 - Se mantendrán limpias de aceites, grasas y otras sustancias deslizantes.
 - Para evitar caídas, cortes o riesgos análogos, se colocarán en portaherramientas o estantes adecuados.
 - Durante su uso se evitará su depósito arbitrario por los suelos.
 - Los trabajadores recibirán instrucciones concretas sobre el uso correcto de las herramientas que hayan de utilizar.
 - El trabajador adoptará las medidas necesarias para la utilización de la maquinaria que corresponda (máscaras protectoras, guantes, gafas, etc...).
- **Revisión mantenimiento:**
 - En los trabajos de mantenimiento en inversores se cumplirá lo descrito en el punto anterior (operación en inversores).
 - En los trabajos de mantenimiento en CT se cumplirá lo descrito en el punto anterior (operación en CT / CGP).
 - En los trabajos de mantenimiento para módulos se cumplirá lo descrito en el punto anterior (operación en módulos fotovoltaicos).

- El mantenimiento del campo fotovoltaico será, posiblemente, la operación en la que más expuestos estemos a sufrir un accidente debido a la necesidad de desplazarnos por toda la instalación.
- Para revisión de apriete de estructura utilizaremos herramienta adecuada para tal efecto.
-
- **Otras consideraciones:**
 - **Se prohíbe en esta obra transportar pesos a mano (o a hombro), iguales o superiores a 25 Kgs. sobre las escaleras de mano.**
 - **Se prohíbe andar sobre los lucernarios.**
 - **Se prohíbe el conexionado de cables a los cuadros de suministro eléctrico de obra, sin la utilización de las clavijas macho-hembra.**
 - **Las escaleras de mano a utilizar serán del tipo "tijera", dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos realizados sobre superficies inseguras y estrechas.**
 - **Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.**
 - **Las herramientas a utilizar por los electricistas instaladores estarán protegidas con material aislante normalizado contra los contactos con la energía eléctrica.**
 - **Se prohíbe dejar las herramientas eléctricas de corte o taladro, abandonadas en el suelo, o en marcha, aunque sea con movimiento residual en evitación de accidentes.**

Tabla resumen de medidas mínimas de seguridad necesarias a adoptar.

RIESGO	MEDIDA A ADOPTAR
Caídas al mismo nivel	Debido a la naturaleza de la cubierta, ya sea por inclinación, crestas del suelo, zahorra en cubiertas pesada o bandeja por suelo, existe un riesgo medio de posibilidad de caída.
Caídas a distinto nivel	Además de lo descrito en el punto anterior, por la presencia de lucernarios (tapados o descubiertos) y ausencia de petos, resulta obligatorio el uso de la línea de vida existente en la instalación. También cabe la posibilidad de ser necesario el uso de la línea de vida en algunos casos para el acceso a cubierta.
Pisadas sobre objetos	No es necesario adoptar ninguna medida de seguridad puesto que no existen objetos fijos en el suelo y la posibilidad de objetos no fijos es escasa. Aún así está la obligación del uso de calzado de seguridad.
Choques contra objetos inmóviles	No es necesario adoptar ninguna medida aparte del EPI designado para tal caso. Los objetos inmóviles existentes son altamente visibles
Contacto eléctrico	Debido a la naturaleza de una instalación FV el riesgo de contacto eléctrico siempre se encuentra presente, aunque las partes activas se encuentren inaccesibles y se disponga de medios contra contactos indirectos, siempre que exista el mínimo riesgo de contacto eléctrico se utilizarán los EPI's apropiados, tales como guantes aislantes, herramienta aislada, calzado adecuado, máscara anti-proyecciones ... etc.)

Procedimiento de Comunicación de nuevas actuaciones a realizar no contempladas en el Plan de Seguridad para realizar el correspondiente anexo al mismo

El contratista queda obligado a comunicar al coordinador de seguridad y salud en fase de ejecución, con la suficiente antelación, aquellos trabajos no contemplados en el Plan de Seguridad y Salud y por lo tanto hacerle llegar un anexo al Plan de Seguridad y Salud para su posterior aprobación.

Los trabajos relativos a dicho anexo al PSS no se podrán iniciar hasta que no se disponga de dicha acta de aprobación.

Pliego de condiciones



Proyecto de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 99,84 kWp de una planta industrial

Grado en ingeniería eléctrica

1. Objeto

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a red interior, que por sus características estén comprendidas en 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.

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

El ámbito de aplicación de este pliego de Condiciones técnicas se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

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

2. Generalidades

Este pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para el autoconsumo y en caso de excedentes sea vendida 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/1578/2008 de 27 de Septiembre, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Introduciendo particularidades que afectan a los procedimientos de autorización administrativa, régimen especial, acceso y conexión a la red de distribución, de las instalaciones solares fotovoltaicas.

- Real Decreto 661/2007 de 26 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Introduciendo particularidades que afectan a los procedimientos de autorización administrativa, régimen especial, acceso y conexión a la red de distribución, de las instalaciones solares fotovoltaicas. En el punto 1.5 se desarrolla en profundidad este real decreto, comentando los cambios sustanciales que él introduce en el sistema fotovoltaico.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de baja Tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- Resolución del 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta el Código Técnico de la edificación (CTE).
-

3. Definiciones

Irradiancia: 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/m²)

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/m²] 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. $Irradiación = Irradiancia \cdot t$.

El cambio es: 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 circunsolar: 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. 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

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 general

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

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal del inversor (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

5. Módulos

Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

Módulo o panel fotovoltaico

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)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1.000 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 1'5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

6. Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

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 estanquidad 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.

Superposición

La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

Diseño

Diseño del generador fotovoltaico

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 cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa de la dirección de obra. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Orientación e inclinación por sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria de Solicitud y reservándose la dirección de obra su aprobación.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, y podrán ser utilizados por la dirección de obra para su verificación.

Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

7. Componentes y materiales

Generalidades

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

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

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

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

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

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos

directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. 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 del lugar de la instalación.

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. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización.

- 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 $\pm 10 \%$ 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.

Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa de la dirección de obra. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la CTE , EA 95 y demás normas aplicables.

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

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

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

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

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.

La estructura 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.

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 del inversor 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.

El inversor cumplirá 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.

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

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 1,5 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

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

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

Conexión a red

Referente a tarifas:

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente (ver apartado de normativa), por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Introduciendo particularidades que afectan a los procedimientos de autorización administrativa, régimen especial, acceso y conexión a la red de distribución, de las instalaciones solares fotovoltaicas. En el punto 1.5 se desarrolla en profundidad este real decreto, comentando los cambios sustanciales que él introduce en el sector fotovoltaico.

Referente al apartado técnico:

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.

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.

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 ($1'1 U_m$ y $0'85 U_m$ respectivamente) serán para cada fase.

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.

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).

8. 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.

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

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

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional

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

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

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

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se 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 en cuanto a vicios ocultos.

El 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 del inversor serán las siguientes:

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

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

El inversor tendrá 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. En nuestro caso el inversor AFORE 036.

El inversor estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

9. Cálculo de la producción anual esperada

En la Memoria de Solicitud se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

G_{dm} (0). Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m² por día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

G_{dm} (", \$). Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·por día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro " representa el azimut y \$ la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR

En nuestra instalación en concreto se tiene un Índice de rendimiento PR de 85%.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor
- Otros

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

- P_{mp} = Potencia pico del generador
- $G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual.

Anexo I: Medida de la potencia

Instalada Introducción

Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).

La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

Procedimiento de medida

Se describe a continuación el equipo necesario para calcular la potencia instalada:

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

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

Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.

Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.

Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.

El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).

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

Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

Ecuaciones:

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

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

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

Donde:

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

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

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

g : Coeficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$

T_c : Temperatura de las células solares, en $^\circ C$.

T_{amb} : Temperatura ambiente en la sombra, en $^\circ C$, medida con el termómetro.

$TONC$: Temperatura de operación nominal del módulo.

P_o : Potencia nominal del generador en CEM, en W.

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

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

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

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

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

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

Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

- Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.
- Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

<i>Parámetro</i>	<i>Valor estimado media anual</i>	<i>Valor estimado día despejado (*)</i>	<i>Ver observación</i>
L_{cab}	0'02	0'02	(1)
g (1/°C)	–	0'0035 (**)	–
$TONC$ (°C)	–	45	–
L_{tem}	0'08	–	(2)
L_{pol}	0'03	–	(3)
L_{dis}	0'02	0'02	–
L_{ref}	0'03	0'01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado (**) Válido para silicio cristalino

Observaciones:

1. Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2 \quad (5)$$

$$R = 0'000002 L / S \quad (6)$$

- R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.
- L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.
- S es la sección de cada cable, en cm^2 .

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

2. Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m^2 . Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
3. Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del

módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas anti reflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

Anexo II: Cálculo de las Pérdidas por orientación e inclinación del generador.

Introducción

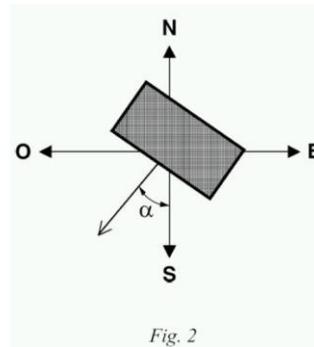
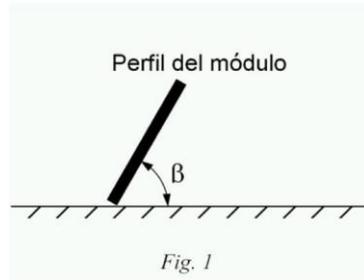
El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores

típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.



Procedimiento

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, N , de 42° , de la siguiente forma:

Anexo III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por

Sombras objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

Descripción del método

El método utilizado es el software Pvsyst, donde se simulan las sombras mediante animaciones 3D.

Distancia mínima entre filas de módulos

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

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

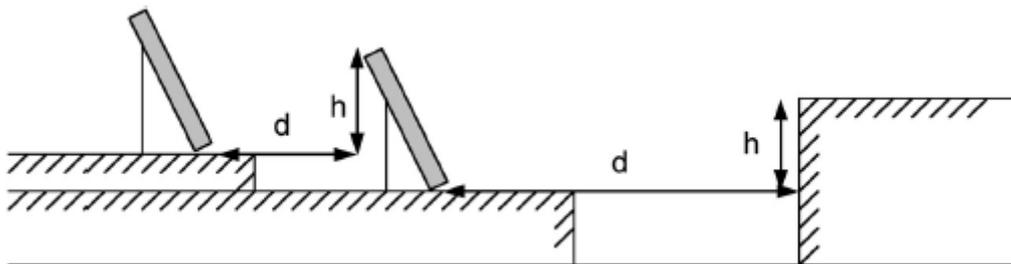
donde $1/\tan (61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k .

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla VII en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d , se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:



La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre

la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

Presupuesto

1. Presupuesto Material

En el presente apartado se indica el valor de los equipos e instalaciones construidos por terceros fuera de la obra e incorporados a ella. Así pues, en este desglose se mostrará el coste de paneles fotovoltaicos, inversores, cableado eléctrico...

CAPITULO I: MÓDULOS FOTOVOLTAICOS, CABLEADO Y OTROS					
Partida	Ud	Descripción	Medición	€/Medición	Total €
1.1	ut	Módulos Exiom, modelo EX260P-60	385	192	73.728
1.2	ut	Inversor Afore BNT036KTL	3	2.367,37	7.102,11
1.3	ut	Cuadro de conexión a red, accesible por la empresa distribuidora. Incluye equipo de medida indirecta trifásico.	1	970	970
1.4	ut	Terminales de conexión de Cu de diferentes secciones y diferentes métricas.	85	2	170
1.5	ut	Conectores rápidos marca MC-4 para conexión entre módulos	40	1,5	60
1.6	ut	Cableado DC tipo RV-K 0,6/1kV XLPE Cu de sección 4 mm ² , interconexión de módulos FV	480	0,4	192
1.7	ut	Cableado AC tipo RV-K 0,6/1 kV XLPE Cu flexible o equivalente de sección 3 x 1 x 95 mm ² . Desde inversores a cuadro AC. (Medición de las tres fases y el neutro)	240	21	5.040
1.8	ut	Cable de Cu desnudo para puesta a tierra de sección 50 mm ² . Incluye piquetas y caja seccionadora.	15	3,77	56,55

1.9	ut	Cableado AC tipo RV-K 0,6/1 kV XLPE Cu flexible o equivalente de sección 1 x 50 mm ² . Desde inversores a cuadro AC.	80	10,98	878,4
1.10	ut	Caja de protección AC, incluye conjunto protección sobretensiones, 3 interruptor automático 4P 63 A, interruptor automático 4P 160 A, bobina de disparo, relé de protección diferencial toroidal cerrado IA 160. Caja apta para montaje exterior, incluyendo carriles, tornillería, bornes, etc para su instalación.	1	919	919
1.11	ut	Picas de 2 m y 14,6 mm de diámetro. Se incluye la parte proporcional de elementos de fijación	2	15	30
1.12	ut	Tapa bandeja REJIBAND	13,98	130	1817,4
1.13	ut	Bandeja REJIBAND 60x60 mm	80	7,81	624,8
1.14	ut	Bandeja REJIBAND 135x60 mm	50	9,68	484
1.15	ut	Unión reforzada REJIBAND	60	4,66	279,6
1.16	ut	Soporte omega SPLUS 100 REJIBAND	100	1,38	138
1.17	ut	Tubo acero DIN 2440 80 galvanizado	6	12,3	73,8
1.18	ut	Racord unión tubo 80 mm galv. 80 flexible	28,56	2	57,12
1.19	ut	Tubo flexible 80 mm	4	10,42	41,68
1.20	ut	KIT 40 final (END CLAMP)	192	0,37 €/ud	71,04
1.21	ut	KIT 40 intermedia (END CLAMP)	672	0,39 €/ud	262,08
1.22	ut	Perfil base (TRAPEZOIDAL INTER KIT)	864	0,80 €/ud	691,08

1.23	ut	Tornillos rosca chapa	1.728	0,15 €/ud	259,20
1.24	ut	Arnés, línea de vida, tacos, sujetaCables	1	250	250
1.25	ut	Fusibles tipo BUC 250A	3	8,53	25,59
TOTAL CAPITULO I					91.539,76

CAPITULO II: SISTEMA DE MONITORIZACIÓN					
Partida	Ud	Descripción	Medición	€/Medición	Total €
2.1	1	Modem	1	46,54	46,55
TOTAL CAPITULO II					46,55

CAPITULO III: MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA					
Partida	Ud	Descripción	Medición	€/Medición	Total €
3.1	hr	Instalación, montaje y conexionado eléctrico de módulos, cajas, armarios y equipos eléctricos, incluyendo medios mecánicos necesarios.	1	17.200	17.200
TOTAL CAPITULO III					17.200

CAPITULO IV: INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA					
Partida	Ud	Descripción	Medición	€/Medición	Total €
4.1	pa	Realización del proyecto ejecutivo de la instalación	1	3.500	3.500

4.2	pa	Realización de gestiones y trámites administrativos para la legalización de la instalación.	1	2.500	2.500
4.3	pa	Dirección de obra	1	550	550
TOTAL CAPÍTULO IV					6.550

CAPITULO V: OBRA CIVIL					
Partida	Ud	Descripción	Medición	€/Medición	Total €
5.1	pa	Grúa de tijera para el montaje del campo fotovoltaico (subida de módulos y estructuras en cubierta).	1	95	95
5.2	pa	Colocación de estructuras metálicas de aluminio anodizado.	1	640	640
5.3	pa	Realización de zanja en el para enterrar el tubo de la red desde el CP al cuadro de contadores.	1	420	420
5.4	pa	Realización de hornacina para contadores.	1	310	310
5.5	pa	Mano de obra para colocación de puesta a tierra.	1	325	325
TOTAL CAPITULO V					1790

2. Resumen del Presupuesto

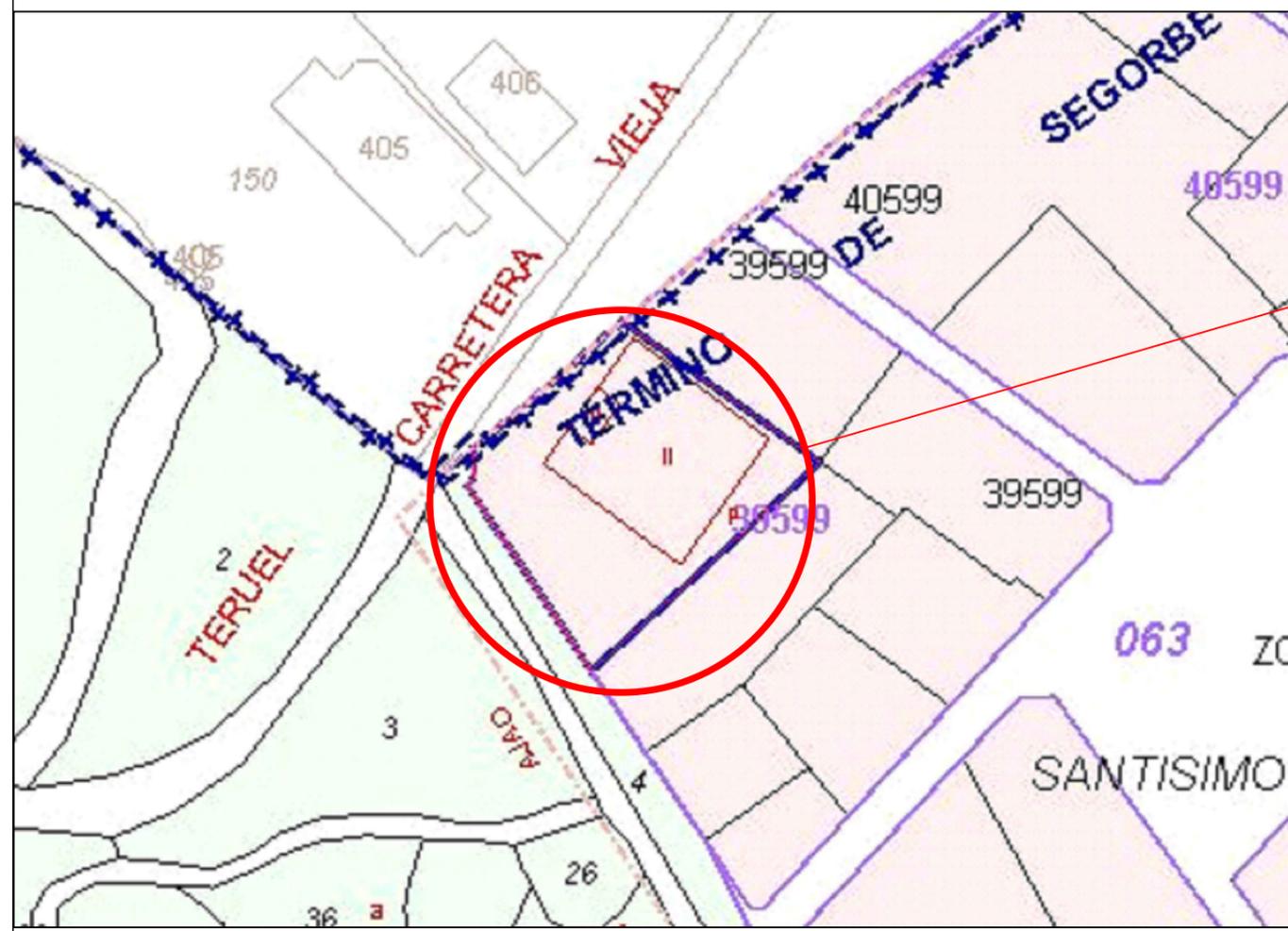
DESCRIPCIÓN CAPÍTULOS		Importe (€)
CAPÍTULO I	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS, CABLEADO Y OTROS	91.539,76
CAPÍTULO II	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	46,55
CAPÍTULO III	MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA	17200
CAPÍTULO IV	INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA	6550
CAPÍTULO V	OBRA CIVIL	1790
TOTAL (€)		117.126,31



Proyecto de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 99,84 kWp de una planta industrial

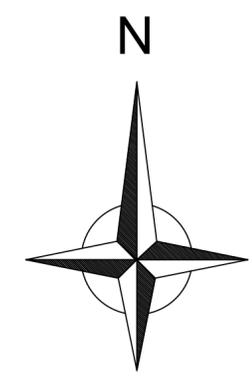
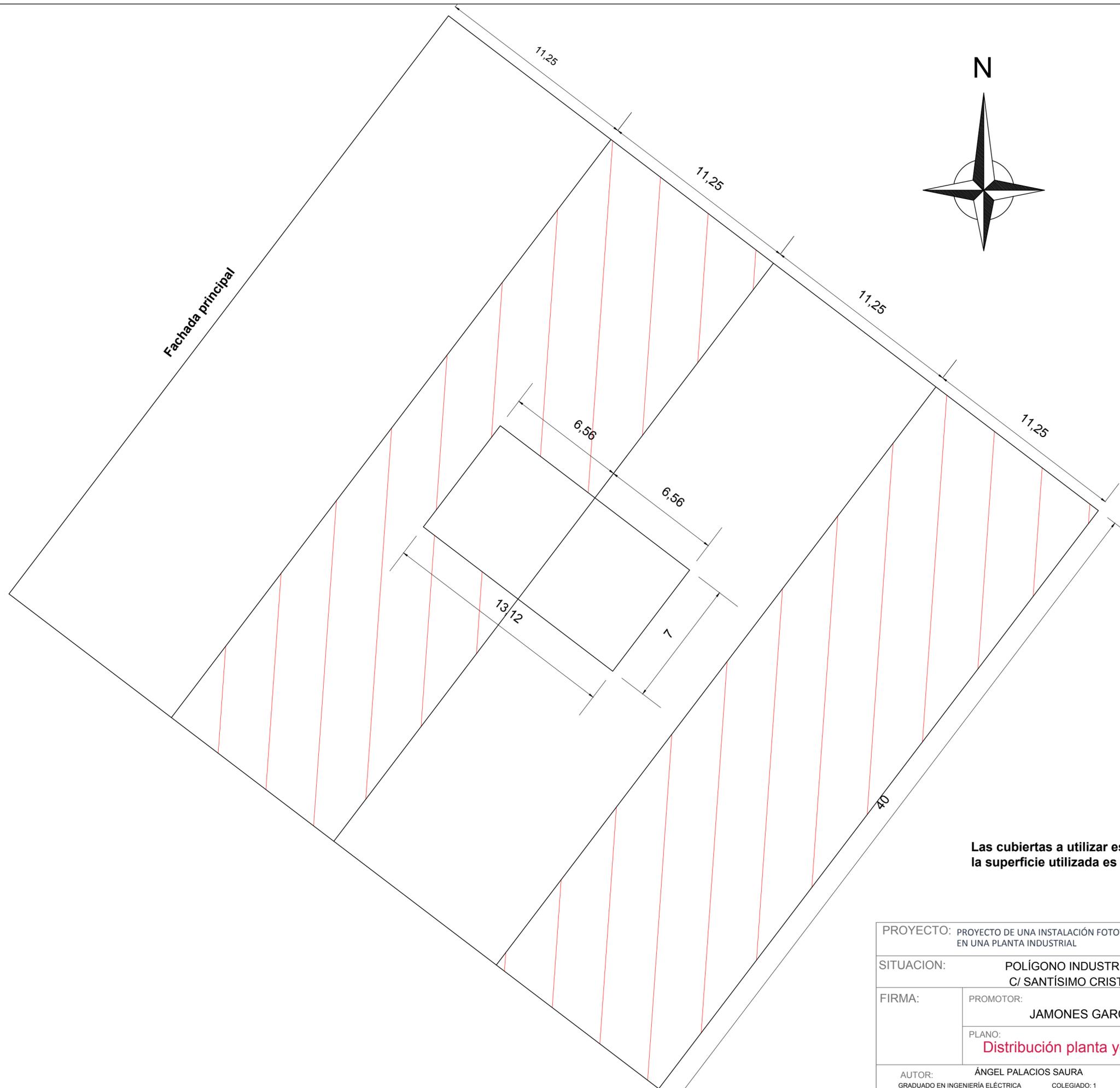
Grado en ingeniería eléctrica

Planos



UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN
 Polígono Industrial La Esperanza,
 C/ Santísimo Cristo de la luz, s/n.
 REF CAT: 3959907YK1135N0001AI
 UTM Huso 30 ED50
 X: 713.806
 Y: 4.415.746

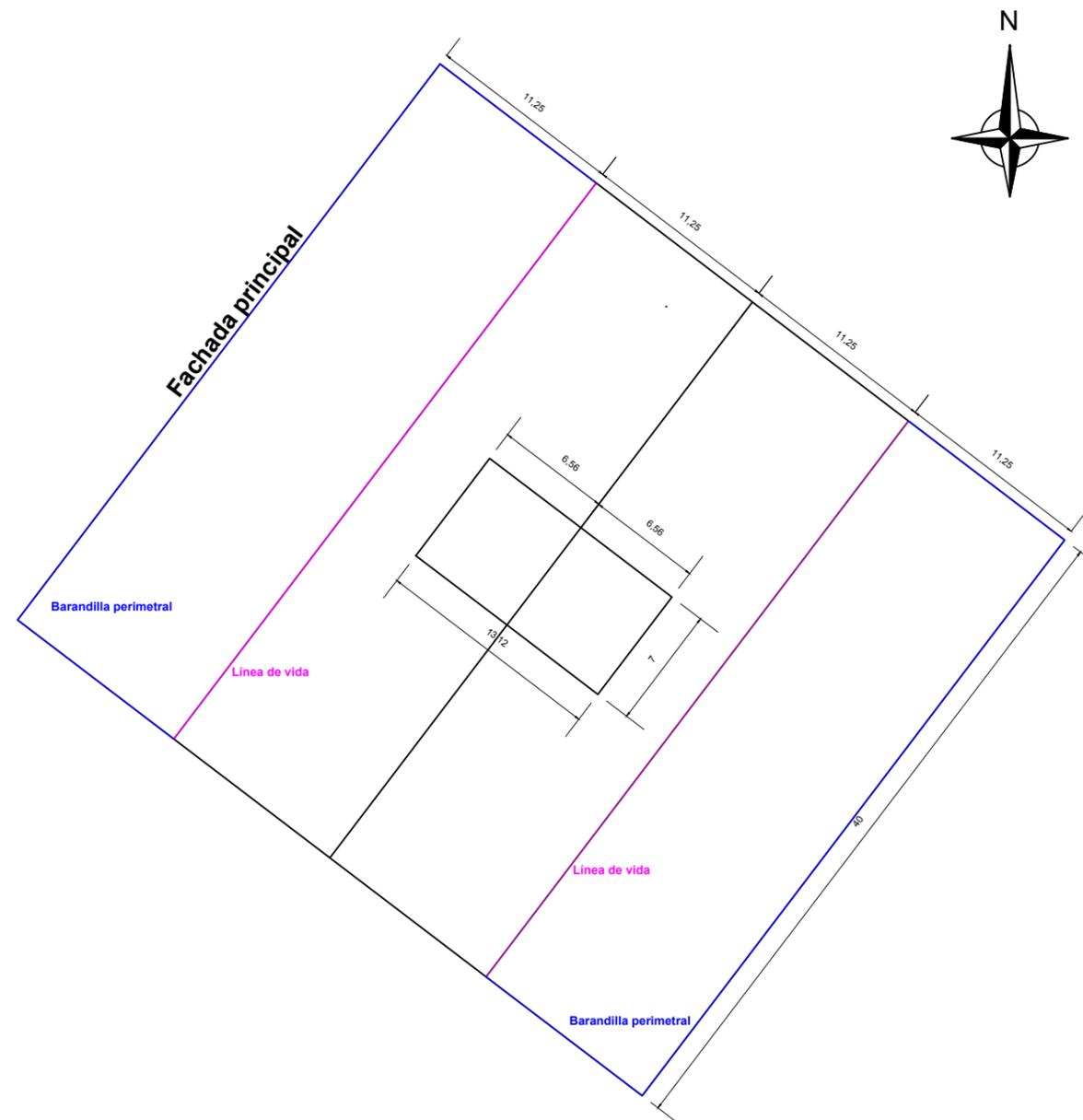
PROYECTO: PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 99,84 kW EN UNA PLANTA INDUSTRIAL		FECHA: JUNIO 2018
SITUACION: POLÍGONO INDUSTRIAL LA ESPERANZA, C/ SANTÍSIMO CRISTO DE LA LUZ,S/N		ESCALA: 1:5000
FIRMA:	PROMOTOR: JAMONES GARCERÁN, S.L.	PLANO Nº:
PLANO: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO		1
AUTOR: ÁNGEL PALACIOS SAURA GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA COLEGIADO: 1		EXPEDIENTE: 0001-2018



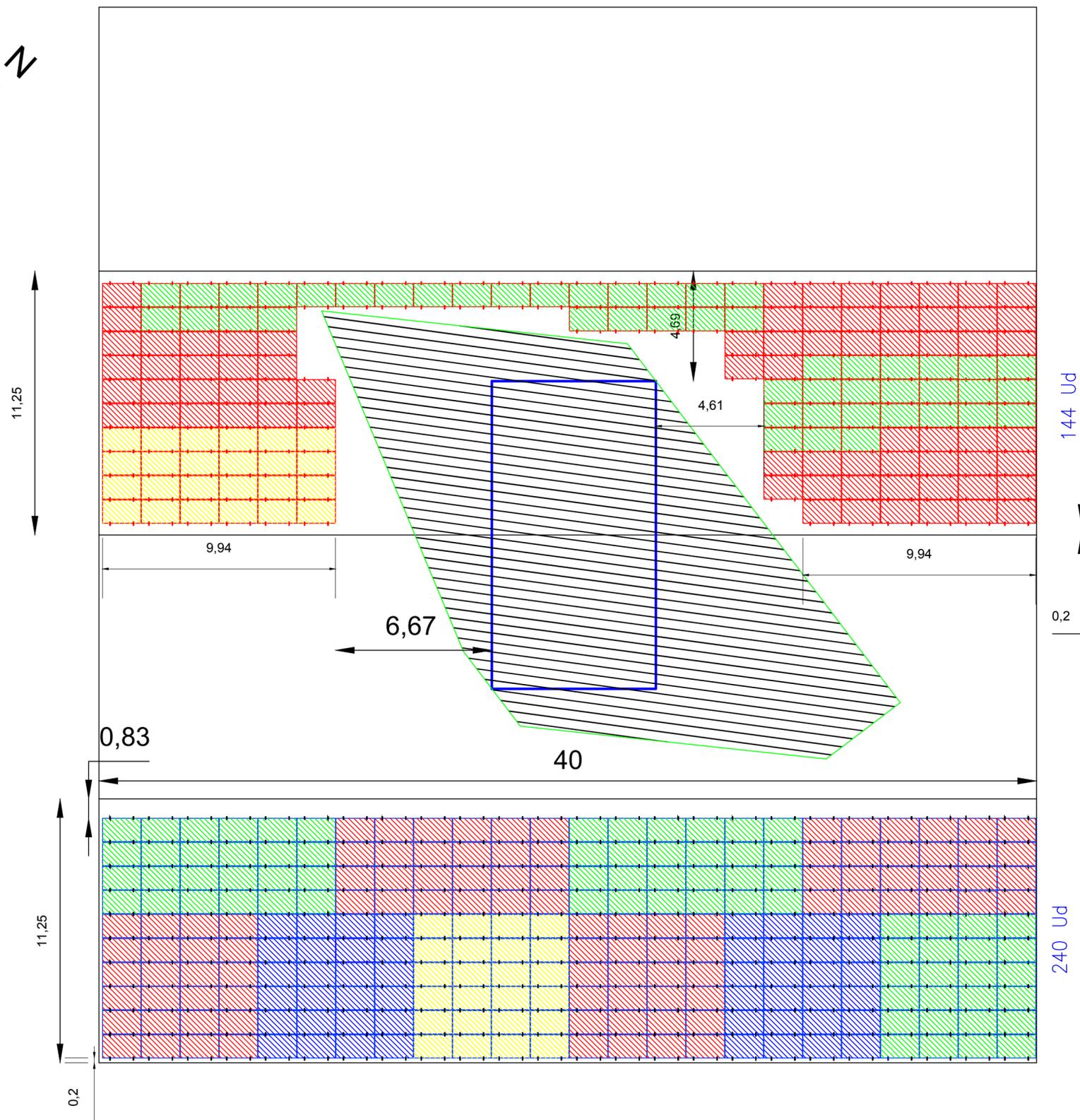
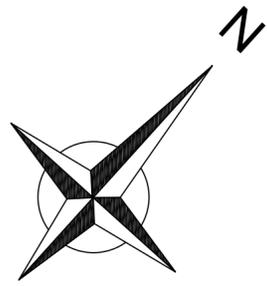
Fachada principal

Las cubiertas a utilizar están marcadas en rojo,
la superficie utilizada es de 900 m2.

PROYECTO: PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 99,84 kW EN UNA PLANTA INDUSTRIAL			
SITUACION:		POLÍGONO INDUSTRIAL LA ESPERANZA, C/ SANTÍSIMO CRISTO DE LA LUZ, S/N	
FIRMA:		PROMOTOR: JAMONES GARCERÁN, S.L.	
		PLANO: Distribución planta y cubiertas empleadas	
AUTOR: ÁNGEL PALACIOS SAURA GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA		EXPEDIENTE: 0001-2018	
			FECHA: JUNIO 2018
			ESCALA: 1/100
			UNIDADES: m
			PLANO Nº: 2



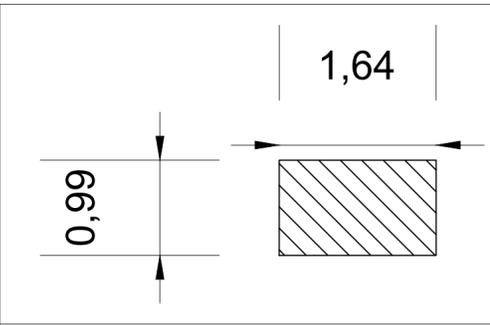
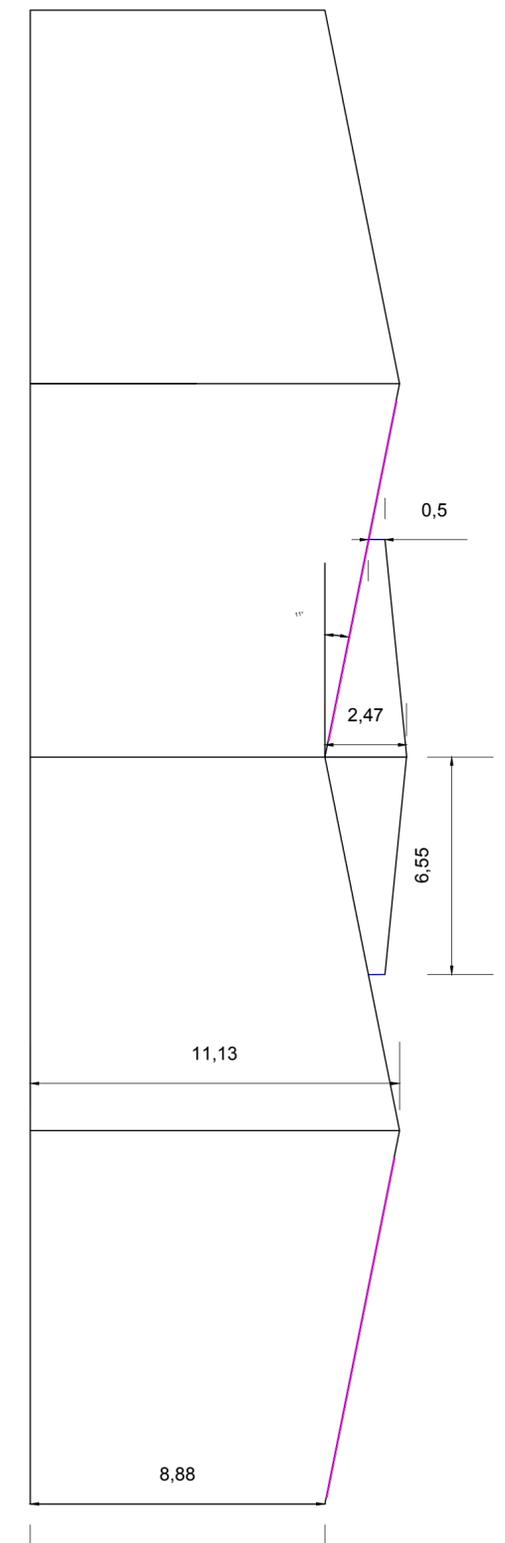
PROYECTO: PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 99,84 kW EN UNA PLANTA INDUSTRIAL			
SITUACION: POLÍGONO INDUSTRIAL LA ESPERANZA, C/ SANTÍSIMO CRISTO DE LA LUZ, S/N		FECHA: JUNIO 2018	
FIRMA:		ESCALA: S/E	
PROMOTOR: JAMONES GARCERÁN, S.L.		PLANO Nº:	
PLANO: Medidas de seguridad		3	
AUTOR: ÁNGEL PALACIOS SAURA GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA COLEGIADO: 1		EXPEDIENTE: 0001-2018	



144 Ud

0,2

240 Ud



Módulo: Exiom EXP260-60
Nº de módulos: 384
Potencia unitaria: 260 Wp
Potencia pico total instalada: 99.840 Wp
Dimensiones módulo: 0,992x1,640 m
Inclinación módulos: 11°
Orientación: 52° SE

Escala 1/50

PROYECTO: PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 99,84 kW EN UNA PLANTA INDUSTRIAL			
SITUACION: POLÍGONO INDUSTRIAL LA ESPERANZA, C/ SANTÍSIMO CRISTO DE LA LUZ,S/N		FECHA: JUNIO 2018	UNIDADES: m
FIRMA:	PROMOTOR: JAMONES GARCERÁN, S.L.	ESCALA: 1/150	PLANO Nº:
PLANOS: DISTRIBUCIÓN MÓDULOS		4	
AUTOR: ÁNGEL PALACIOS SAURA GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA COLEGIADO: 1		EXPEDIENTE: 0001-2018	

Cuadro Protección AC

Cuadro Protección DC 1
(5 strings) sobre cubierta

Cuadro Protección DC 2
(6 strings) sobre cubierta

Cuadro Protección DC 3
(5 strings) sobre cubierta

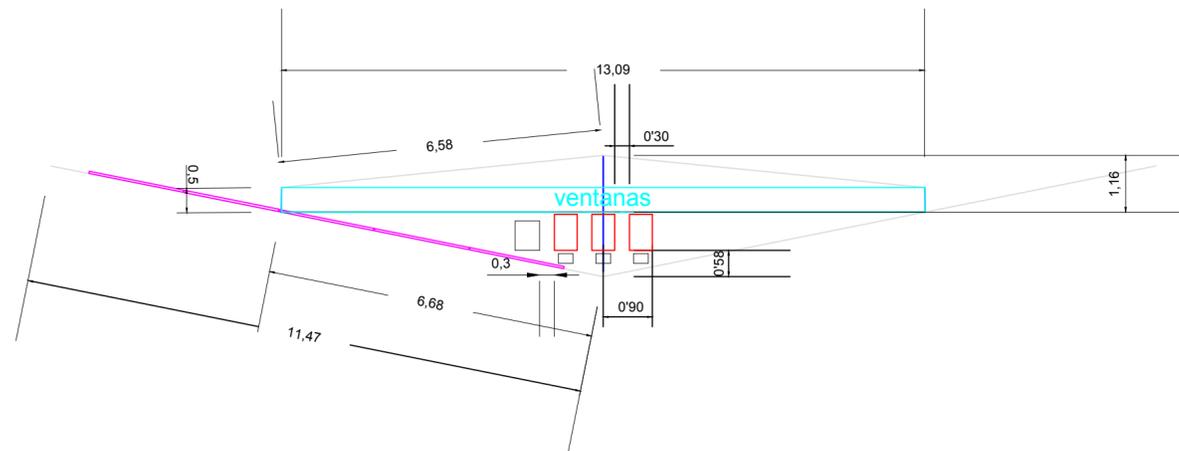
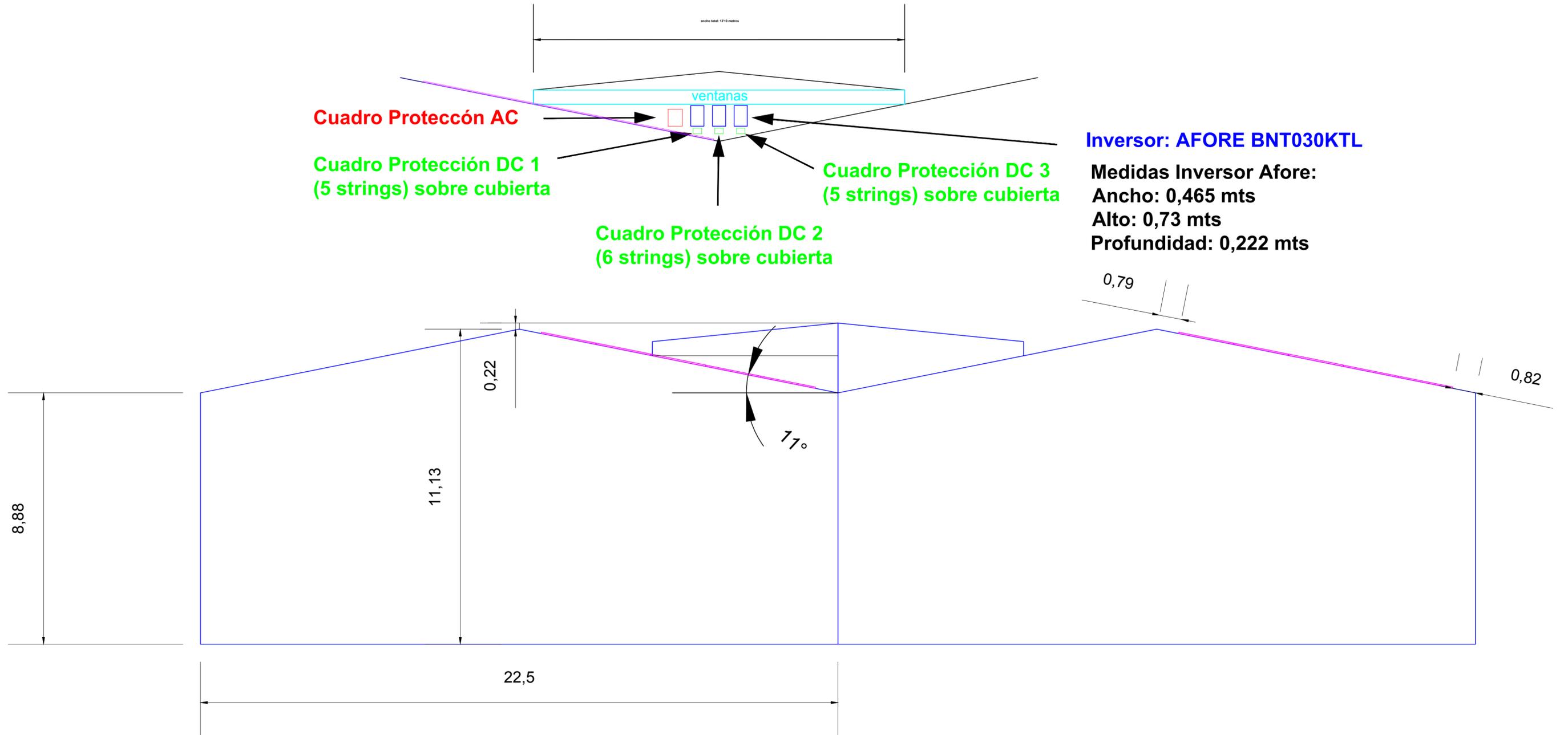
Inversor: AFORE BNT030KTL

Medidas Inversor Afore:

Ancho: 0,465 mts

Alto: 0,73 mts

Profundidad: 0,222 mts



PROYECTO: PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 99,84 kW EN UNA PLANTA INDUSTRIAL			
SITUACION:		POLÍGONO INDUSTRIAL LA ESPERANZA, C/ SANTÍSIMO CRISTO DE LA LUZ, S/N	
FIRMA:		PROMOTOR: JAMONES GARCERÁN, S.L.	
		PLANO: UBICACIÓN INVERSORES	
AUTOR: ÁNGEL PALACIOS SAURA GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA		EXPEDIENTE: 0001-2018	
FECHA: JUNIO 2018		UNIDADES: m	
ESCALA: 1/100		PLANO Nº: 5	

Ubicación CT y CGP



Hornacina CPM

Hornacina CPM



Cuadro de protección y medida.
Contador de medida indirecta



PROYECTO: PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 99,84 kW EN UNA PLANTA INDUSTRIAL

SITUACION: POLÍGONO INDUSTRIAL LA ESPERANZA,
C/ SANTÍSIMO CRISTO DE LA LUZ, S/N

FECHA:
JUNIO 2018

ESCALA: S/E

FIRMA:

PROMOTOR:

JAMONES GARCERÁN, S.L.

PLANO Nº:

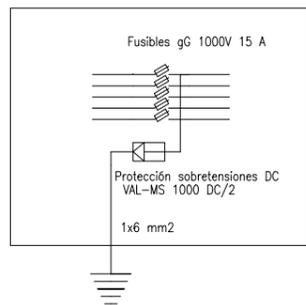
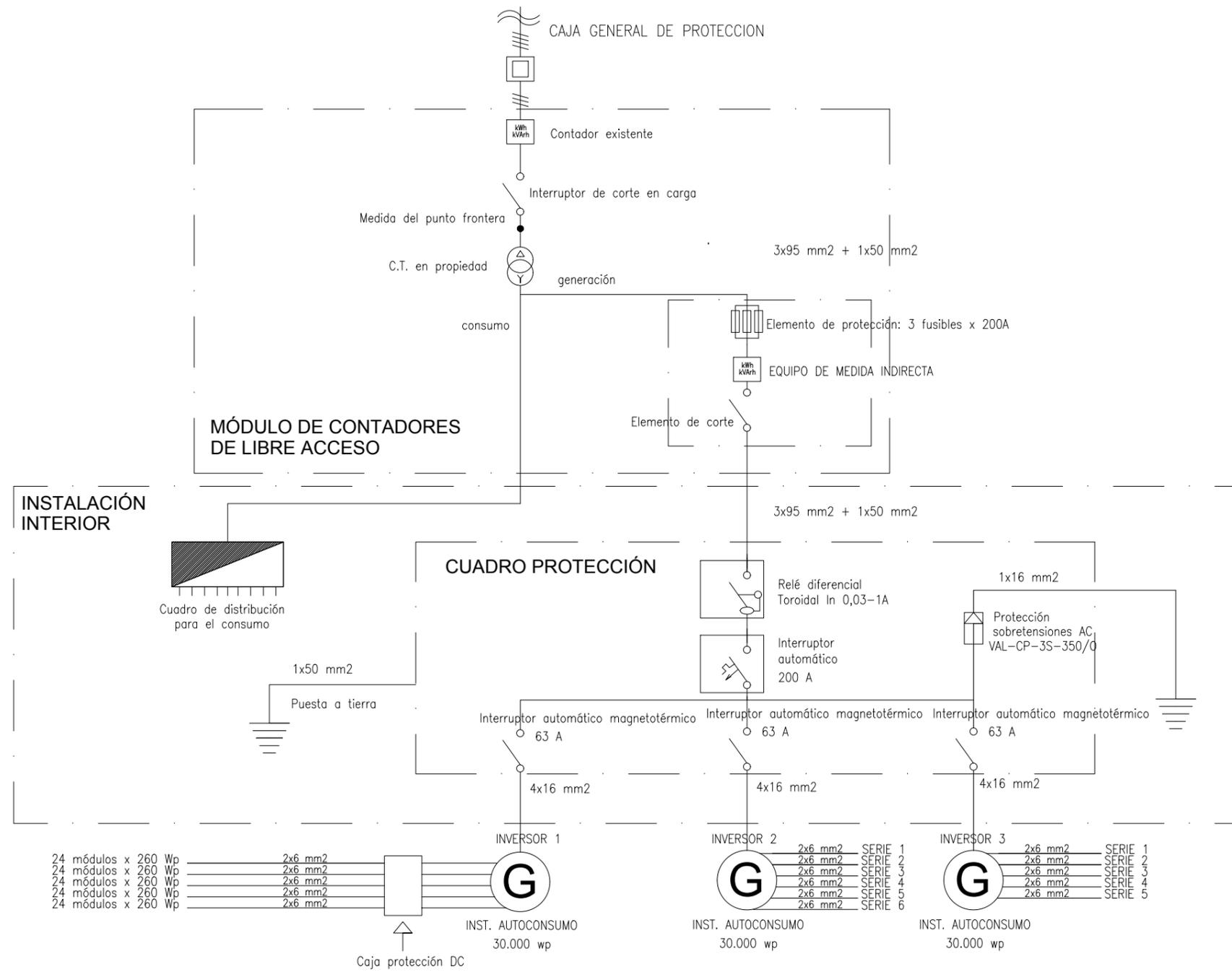
PLANO:

CABLEADO ALTERNA

6

AUTOR: ÁNGEL PALACIOS SAURA
GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA COLEGIADO: 1

EXPEDIENTE:
0001-2018



1 Caja protección DC por inversor
Incluye fusibles y protección
contra sobretensiones

PROYECTO: PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 99,84 kW EN UNA PLANTA INDUSTRIAL		FECHA: JUNIO 2018
SITUACION: POLÍGONO INDUSTRIAL LA ESPERANZA, C/ SANTÍSIMO CRISTO DE LA LUZ,S/N		ESCALA: S/E
FIRMA:	PROMOTOR: JAMONES GARCERÁN, S.L.	PLANO Nº: 7
AUTOR: GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA	ÁNGEL PALACIOS SAURA COLEGIADO: 1	EXPEDIENTE: 0001-2018