



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA**

# **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100kW<sub>n</sub> CONECTADA A RED EN LA CUBIERTA DE LA NAVE DE LA COOPERATIVA AGRÍCOLA DE CONCENTAINA, ALICANTE**

AUTOR: ANGEL ROIG LOZANO

TUTOR: EMILIO FIGUERES AMORÓS

COTUTOR: N.E.

**Curso Académico: 2015-16**

## RESUMEN

El presente documento recoge las especificaciones técnicas y cálculos de dimensionado necesarios para la ejecución de una instalación fotovoltaica conectada a red de 100 kWn, ubicada sobre la cubierta de la nave de la Cooperativa Agrícola de Cocentaina.

La instalación consta de todos los equipos y materiales necesarios para su construcción y correcto funcionamiento, según se ha ido extrayendo de los cálculos realizados. Los principales equipos instalados son los módulos fotovoltaicos y el inversor.

Los 480 paneles de 235 Wp instalados atribuyen al proyecto una potencia pico de 112,8 kWp. Para convertir la corriente continua generada en alterna, de acuerdo a la potencia pico, y a los cálculos de acoplamiento entre módulos fotovoltaicos e inversor, se decide instalar un inversor de 100 kW. Todo esto proporciona una producción anual de 169.330 kWh.

En el apartado de cálculos justificativos se ha realizado el dimensionamiento de todos los tramos de cableado, tanto de corriente continua como de alterna, y de todos los dispositivos de protección con los que debe equiparse la instalación para asegurar la seguridad de las personas y de los propios equipos.

La instalación se ha diseñado con el objetivo de minimizar los costes y asegurar la rentabilidad, de forma que resulta un presupuesto total de 138.315,64 €. Los beneficios obtenidos son función de los excedentes que se vierten a red y por los que se obtiene una retribución, y del ahorro derivado del autoconsumo, es decir, de la parte de la demanda eléctrica de la cooperativa que se cubre con la producción fotovoltaica. Con esto, se obtiene un período de retorno de la inversión de 9 años, un VAN positivo y una TIR del 11,52%, cosa que justifica la viabilidad del proyecto diseñado.

**Palabras clave:** fotovoltaica, módulos fotovoltaicos, inversor, cableado, equipos de protección, normativa, planos, pliego de condiciones, presupuesto, consumo energético, producción fotovoltaica, excedentes, beneficio, ahorro, rentabilidad.

## RESUM

El present document arreplega les especificacions tècniques i càlculs de dimensionament necessaris per a l'execució d'una instal·lació fotovoltaica connectada a xarxa de 100 kWn, ubicada sobre la coberta de la nau de la Cooperativa Agrícola de Cocentaina.

La instal·lació consta de tots els dispositius i material necessaris per a portar a terme la construcció i un correcte funcionament, segons s'ha conclòs després de realitzar els càlculs corresponents. Els principals elements instal·lats són els mòduls fotovoltaics i el inversor.

Els 480 panells de 235 Wp instal·lats donen com a resultat un total de 112,8 kWp. Per a convertir la corrent continua generada en alterna, segons la potència total i els càlculs de acoblament entre el generador i el inversor, s'ha decidit instal·lar un inversor de 100 kW. Amb tot això, s'obté una producció anual de 169.330 kWh.

En l'apartat de càlculs justificatius s'ha realitzat el dimensionament del cablejat necessari per a connectar elements, tant per a la part de corrent continua com d'alterna, i de tots els dispositius de protecció amb els que deu contar la instal·lació, per tal d'assegurar la seguretat de les persones i els equips.

La instal·lació s'ha dissenyat amb l'objectiu de minimitzar els costos i assegurar la rendibilitat, de manera que resulta una inversió inicial de 138.315,64 €. Els beneficis obtinguts depenen dels excedents d'energia que se cedeixen a xarxa i pels quals s'obté una retribució econòmica, i de l'estalvi associat a l'autoconsum, és a dir, la part de la demanda elèctrica de la cooperativa que es cobreix amb l'energia fotovoltaica produïda. L'anàlisi de rendibilitat proporciona els següents resultats: un període de retorn de la inversió de 9 anys, un VAN positiu i una TIR del 11,52%, dades que justifiquen la viabilitat del projecte dissenyat.

**Paraules clau:** fotovoltaica, mòduls fotovoltaics, inversor, cable, equips de protecció, normativa, plànols, plec de condicions tècniques, pressupost, consum d'energia, producció fotovoltaica, excedents, benefici, estalvi, rendibilitat.

## ABSTRACT

This document provides the necessary technical explanations and calculations to build a photovoltaic installation of 100 kWn connected to the grid, located on the warehouse's deck of the "Cooperativa Agrícola" of Concentaina.

The installation includes all the devices and material needed to ensure the right implementation of the project and its perfect working, according to the results deduced from the calculations. The main equipment consist of the photovoltaic modules and the inverter.

The 480 modules of 235 Wp installed allow the plant to reach a power of 112,8 kW. The direct current needs to be converted into alternating current. According to the power of the installation and the inverter's and module's parameters, the inverter's nominal power has to be 100 kW. Therefore, the energy produced by the installation annually reaches an amount of 169,330 kWh.

The calculation's part results in the section and type of all cables installed, and gives the details of the protection devices needed to ensure the security of people and the installation's equipment.

The photovoltaic plant has been designed attempting to minimise the quotation. Thus, its total cost is 138,315.64 €. A part of the energy produced will be injected to the grid, and the rest of it will be used to satisfy the warehouse's energy demand. The reduction of the consumption from the grid and the payment of the kWh injected to the grid lead to a benefit that make the project profitable, as the NPV is positive, the IRR is 11,52%, and the investment is returned after 9 years.

**Keywords:** photovoltaics, photovoltaic modules, inverter, cable, protection devices, regulations, drawings, technical specifications, quotation, energy consumption, energy produced, energy injected to the grid, earnings, savings, profitability.

## ÍNDICE

1. MEMORIA.....	1
1.1. Introducción .....	2
1.1.1. Energía solar fotovoltaica. Clasificación de instalaciones fotovoltaicas .....	2
1.1.2. Situación de la energía fotovoltaica .....	3
1.1.3. Evolución de la energía fotovoltaica en España .....	4
1.2. Objeto del trabajo .....	6
1.3. Localización .....	6
1.4. Características técnicas de la instalación .....	7
1.4.1. Panel fotovoltaico.....	7
1.4.2. Inversor.....	8
1.4.3. Campo fotovoltaico .....	10
1.4.4. Estructura soporte.....	10
1.4.5. Cableado.....	11
1.4.6. Canalizaciones. Tubos de protección. Rejillas. Zanjas.....	12
1.4.7. Cuadro de conexiones CC. Protecciones en CC.....	14
1.4.8. Puesta a tierra de CC .....	16
1.4.9. Separación galvánica .....	17
1.4.10. Protección frente a funcionamiento en modo isla.....	18
1.4.11. Cuadro de CA. Protecciones de CA.....	19
1.4.12. Contador.....	20
1.4.13. Monitorización .....	20
1.5. Normativa aplicable .....	20
1.5.1. Legislación nacional.....	20
2. CÁLCULOS TÉCNICOS.....	22
2.1. Dimensionado del generador fotovoltaico .....	23
2.1.1. Número total de módulos .....	23
2.1.2. Número de módulos en serie.....	24
2.1.3. Número de módulos en paralelo.....	26
2.2. Secciones de cableado .....	28
2.2.1. Tramo de CC .....	29

2.2.1.1.	Cableado de strings .....	29
2.2.1.2.	Cableado entre el cuadro de conexión de CC y el inversor .....	33
2.2.2.	Tramo de AC .....	35
2.3.	Cálculo de los tubos de protección .....	38
2.3.1.	Tubo para el tramo de CC.....	38
2.3.2.	Tubo para el tramo de AC.....	38
2.4.	Cálculo de las protecciones .....	39
2.4.1.	Protecciones en el tramo de CC .....	39
2.4.1.1.	Protecciones frente a cortocircuitos y sobrecargas .....	39
2.4.1.2.	Protección frente a sobretensiones .....	42
2.4.1.3.	Protección frente a contactos directos e indirectos. Puesta a tierra .....	43
2.4.2.	Protecciones en el tramo de AC .....	45
2.4.2.1.	Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas.....	46
2.4.2.2.	Protección frente a contactos directos e indirectos .....	48
2.4.2.3.	Puesta a tierra .....	49
2.5.	Análisis de carga de la cubierta .....	50
2.6.	Estudio de la disposición de módulos. Pérdidas .....	51
2.6.1.	Distancia mínima entre filas para la estructura en vela.....	51
2.6.2.	Límites de pérdidas .....	52
2.7.	Balance energético .....	55
3.	PLANOS.....	56
3.1.	Plano de situación y emplazamiento.....	57
3.2.	Distribución general en planta .....	57
3.3.	Distribución eléctrica de la planta.....	57
3.4.	Esquema unifilar .....	57
4.	PLIEGO DE CONDICIONES.....	62
4.1.	Introducción .....	63
4.2.	Generalidades.....	63
4.3.	Sistemas generadores fotovoltaicos .....	63
4.4.	Estructura soporte.....	64
4.5.	Inversor.....	65

Diseño de una instalación fotovoltaica de 100kWn conectada a red en la cubierta de la nave de la  
Cooperativa Agrícola de Cocentaina, Alicante

---

4.6.	Cableado.....	66
4.7.	Conexión a red.....	66
4.8.	Medidas.....	66
4.9.	Protecciones.....	66
4.10.	Puesta a tierra .....	67
4.11.	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	67
4.12.	Medidas de seguridad .....	67
5.	PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE AUTOCONSUMO.....	68
5.1.	Introducción .....	69
5.2.	Balance energético-económico de la instalación de autoconsumo.....	69
5.3.	Presupuesto general.....	73
5.4.	Análisis de rentabilidad .....	75
6.	BIBLIOGRAFÍA .....	79
7.	FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS INSTALADOS .....	82
8.	ANEXO I: Informe de la simulación en PVsyst .....	85
9.	ANEXO II: Análisis de rentabilidad.....	93

## 1. MEMORIA



## 1.1. Introducción

### 1.1.1. Energía solar fotovoltaica. Clasificación de instalaciones fotovoltaicas

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene a través de la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica, gracias al efecto fotovoltaico. Son los módulos fotovoltaicos los que llevan a cabo esta conversión, gracias al comportamiento de sus componentes, semiconductores, en los que se genera una pequeña diferencia de potencial cuando la luz solar excita sus electrones. Para conseguir mayores diferencias de potencial se conectan en serie varios de estos dispositivos.

Fundamentalmente se pueden distinguir los siguientes tipos de instalaciones fotovoltaicas, dependiendo del tipo de aprovechamiento al que se destina la energía eléctrica generada:

- Instalaciones fotovoltaicas completamente aisladas: este tipo de sistemas fotovoltaicos tiene como objetivo satisfacer los consumos eléctricos de un edificio o vivienda aislada, por lo tanto son independientes de la red eléctrica. En la mayoría de los casos, cuentan con sistemas de acumulación mediante baterías, de forma que cuando existan períodos de indisponibilidad de la energía solar por horario nocturno o fenómenos meteorológicos, los excedentes almacenados en los bancos de baterías puedan satisfacer las necesidades de la instalación de consumo. Además, en estos casos la instalación solar suministra el consumo del edificio por completo.
- Instalaciones fotovoltaicas con apoyo de la red u otro sistema de generación complementaria: sistemas de generación fotovoltaica que suministran electricidad a los consumidores apoyándose en instalaciones de generación adicionales, como pueden ser aerogeneradores, grupos electrógenos, calderas de combustión.... Como no se puede dar un abastecimiento simultáneo entre la instalación fotovoltaica y el resto de sistemas de generación, se le proporciona prioridad de uso a la energía solar (que normalmente lleva asociada una instalación de almacenamiento mediante baterías) frente al resto de métodos de producción eléctrica.
- Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red: estas instalaciones requieren la asignación de un punto de acceso y conexión a la red distribuidora de la empresa que corresponda según la ubicación de la instalación. No existen, en este caso, sistemas de acumulación colocados entre la instalación fotovoltaica y la conexión a la red eléctrica. Se pueden distinguir dos modalidades de instalaciones conectadas a la red:
  - o Instalaciones conectadas directamente a la red: el objetivo de las instalaciones fotovoltaicas incluidas en este apartado es verter toda la energía eléctrica producida a la red para recibir la retribución correspondiente según el precio del kWh asignado en el mercado eléctrico. Estos sistemas se adaptan mediante reguladores a las necesidades exigidas por la red eléctrica y en ningún caso producen la energía consumida por la propia instalación o un edificio aislado.
  - o Instalaciones interconectadas con la red eléctrica mediante una red interior de consumo: instalaciones solares de generación eléctrica cuyo objetivo es abastecer la totalidad o parte de la energía consumida por el edificio donde se conectan. Aunque se destinan en parte a autoconsumo, estas instalaciones tienen la posibilidad de verter los excedentes a la red de distribución donde se conectan para recibir con ello la retribución correspondiente. De esta forma, cuando se dan las condiciones adecuadas

para la producción mediante la instalación fotovoltaica y el sistema de consumo lo requiere, se cubre la demanda, en la medida de lo posible, con energía solar, vertiéndose los excedentes de energía, si los hubiera, a la red de distribución, y recibiendo por ello un beneficio adicional.

La instalación fotovoltaica que va a diseñarse en este trabajo puede incluirse en el último tipo de sistema descrito, es decir, como una instalación conectada a la red eléctrica de distribución y destinada igualmente a autoconsumo. Concretamente, se trata de una instalación de módulos fotovoltaicos sobre la cubierta de una nave, destinada a cubrir el consumo de la propia nave y a verter los excedentes de generación a la red para recibir por ello una retribución económica.

### *1.1.2. Situación de la energía fotovoltaica*

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en el siglo XXI, aunque en los últimos años su desarrollo se ha visto ralentizado, ligado a la situación de crisis económica global. Sin embargo, el interés por alcanzar los objetivos asociados a la generación “limpia” de energía han impulsado notablemente su expansión.

Debido a la creciente demanda de energías renovables, la energía fotovoltaica ha pasado de usarse tradicionalmente desde finales de los años 1970 para alimentar aparatos autónomos y abastecer edificios aislados de la red a tener un objetivo de mayor alcance: la producción de electricidad a gran escala a través de las redes de distribución, mediante inyección a red desde grandes parques fotovoltaicos o instalaciones menores instaladas sobre cubiertas de edificios. Asimismo, las pequeñas instalaciones diseñadas para autoconsumo también han experimentado un gran desarrollo.

La rápida reducción de costes y la competitividad de la industria fotovoltaica internacional ha permitido un crecimiento consistente del sector fotovoltaico a nivel mundial. Los 40 GW de potencia instalados en 2014 frente a los 37 GW instalados en 2013 demuestran este crecimiento.

Este ritmo de crecimiento ha permitido acumular una potencia instalada a finales de 2014 de unos 180 GW. A los países europeos y norteamericanos que han propiciado este incremento desde los inicios de la fotovoltaica, se han añadido las contribuciones de diversos países asiáticos, principalmente China y Japón. Los datos apuntan a unos 230 GW instalados a finales de 2015 en todo el mundo.

A este crecimiento han contribuido los 51 GW fotovoltaicos instalados en 2015 a nivel mundial. Los principales países que han añadido potencia a este sector han sido en el año 2015 China y Japón, con 15 GW y 10 GW respectivamente. Por detrás quedan los 9,8 GW instalados en el mercado estadounidense, y los 4 GW, 1,4 GW y 1,1 GW instalados por los países europeos de Gran Bretaña, Alemania y Francia, respectivamente. Europa, por lo tanto, continúa apostando considerablemente por la energía fotovoltaica con unos 8,5 GW instalados el pasado año. En el extremo opuesto se encuentra la situación de España, pues los 49 MW instalados representan tan solo un 0,09% del total instalado en 2015. La publicación del RD de Autoconsumo es el principal responsable de estos datos.

En los próximos años se prevé una continuidad de la apuesta mundial por la energía fotovoltaica. Un gran número de mercados emergentes de todo el mundo, como países de África, Asia o Australia, han empezado y van a seguir contribuyendo al crecimiento global.

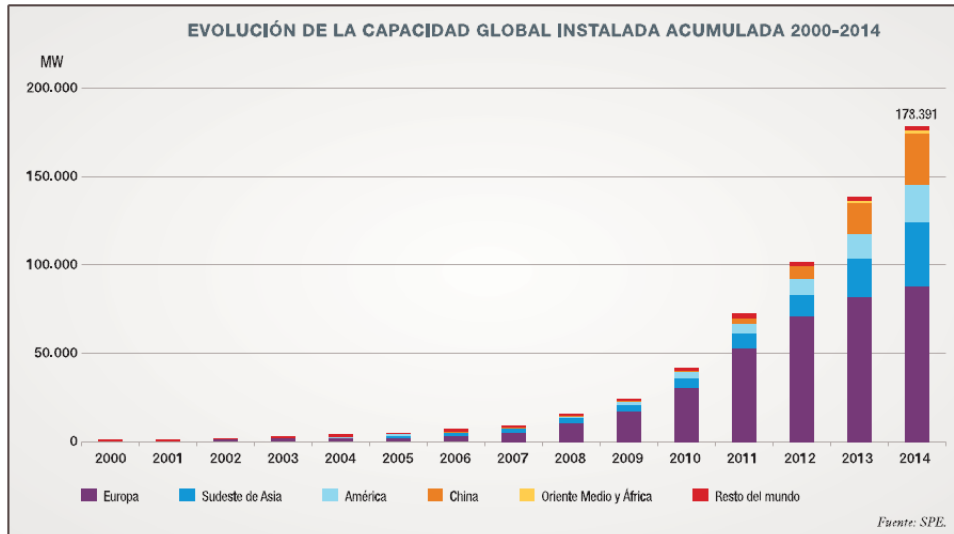


Figura 1.1: Evolución de la potencia mundial instalada clasificada por tecnologías

Fuente: Informe anual 2015, La energía fotovoltaica una alternativa real. UNEF

### 1.1.3. Evolución de la energía fotovoltaica en España

Se procede a describir cómo se ha desarrollado el contexto de la energía solar fotovoltaica en España, pues es el país donde se va a ubicar la instalación. España se puede considerar uno de los países mejor situado para la energía fotovoltaica en Europa, pues la irradiación anual que recibe queda por encima de la media del continente. Sin embargo, su desarrollo se ha visto influenciado por los constantes cambios en las normativas nacionales que regulan su mercado, siendo favorables en algunas ocasiones, donde su desarrollo ha sido proporcional a esos beneficios reportados, y menos favorables en otras ocasiones, por ejemplo en la actualidad, cuando el crecimiento es prácticamente despreciable frente al potencial real disponible.

La primera normativa referente a fotovoltaica en España fue el Real Decreto 1663/2000 que estableció condiciones técnicas y administrativas referentes a esta tecnología, constituyendo el inicio del proceso de desarrollo posterior.

El marco regulador que impulsó enormemente el desarrollo de la energía fotovoltaica en España fue el RD 436/2004 y el RD 661/2007, que establecía la regulación de la producción de energía en régimen especial. Hasta entonces el progreso del mercado fotovoltaico había sido muy limitado, pero desde entonces, con el establecimiento de la prima por inyección a red de 0,40 €/kWh, bajo ciertas condiciones de instalación, se inició el “boom” de la fotovoltaica en España. Con esto se establecían las condiciones necesarias para atraer la inversión extranjera y así fue, la tarifa garantizada, una regla de actualización y una cierta garantía a largo plazo propiciaron el enorme desarrollo.

Este RD establecía un límite de 371 MW para actualizar el marco normativo, límite que se alcanzó en unos meses, de forma que en septiembre de 2007 se aprobó un año de validez para el RD 661/2007, de forma que las instalaciones conectadas antes de esa fecha se beneficiarían de la tarifa propuesta. Con esto, el ritmo de crecimiento de la potencia instalada se disparó alcanzando límites incontrolables. El ritmo de crecimiento era de unos 500 MW/mes, alcanzando los 3000 MW instalados en septiembre de 2008.

En septiembre de 2008, ante la necesidad de frenar este desarrollo intensivo, se publicó el RD 1578/2008, para establecer un marco de crecimiento más sostenible. Se redujeron las primas para la generación fotovoltaica, situándose en unos 0,32 €/kWh. Además, y con un mayor impacto, se limitó la potencia que se podía instalar.

Este decreto afectó terriblemente al desarrollo de la energía fotovoltaica, pero fue el RD 14/2010 el que terminó por culminar con la caída del sector fotovoltaico en España, pues se eliminaban las primas y la tarifas existentes hasta el momento. A partir de ese momento España desapareció del mapa europeo de desarrollo de la tecnología fotovoltaica. Esto todavía se agravó más con el borrador del RD sobre autoconsumo de septiembre de 2013, el conocido como impuesto al sol, que no sólo mantiene el llamado peaje de respaldo, que obliga al autoconsumidor a pagar un canon por cada kWh que produzca su instalación (que se suma al impuesto que paga por la potencia contratada en su factura), sino que introduce nuevas tasas específicas para regular el uso de baterías. Este borrador consiguió paralizar las iniciativas tanto individuales como asociativas de inversión, contribuyendo notablemente al ya existente decrecimiento de la tecnología.

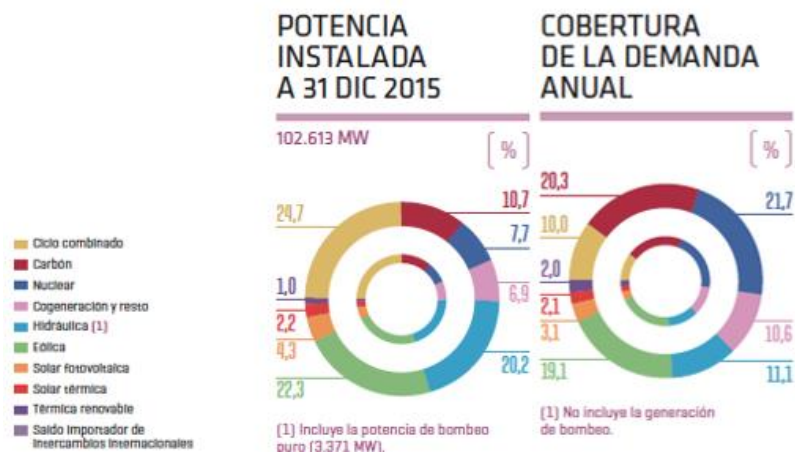


Figura 1.2: Resumen de estadísticas energéticas en España

Fuente: El sistema eléctrico español Avance 2015 REE

Las estadísticas expuestas por UNEF, muestran que en España se ha duplicado la potencia instalada en el último año frente al anterior, 49 MW instalados en 2015 frente a los 22 MW de 2014. Las instalaciones de autoconsumo e instalaciones desconectadas de la red son las que conforman esta potencia, aunque su desarrollo se ha visto paralizado por la publicación del RD de autoconsumo y el famoso “impuesto al sol”. Sin embargo, esta magnitud es irrelevante si se compara con otros países europeos y queda muy por detrás de los MW de potencia que se instalaron durante el “boom” fotovoltaico.

Según señala Jorge Barredo, presidente de UNEF: “Estos datos demuestran que España sigue sin apostar por las energías limpias, como la fotovoltaica, y que legislaciones como el Real Decreto de autoconsumo suponen una barrera a la fotovoltaica en nuestro país, tanto por la instauración del Impuesto al Sol, como por los impedimentos técnicos y administrativos que se plantean en él. Además hay que sumar la injustificable exclusión de la Fotovoltaica de las subastas de energías renovables llevadas a cabo por el Gobierno”.

La normativa actual relativa al sector fotovoltaico, lejos de favorecer el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas no hace más que ralentizarlo, cosa que se ha evidenciado con la publicación del RD 900/2015, de 9 de octubre, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Este RD se ha entendido como una imposición de pago por el hecho de generar energía. Aunque se planteaba como una norma para fomentar las energías renovables y la producción distribuida ha resultado ser todo lo contrario, dificultando más si cabe el crecimiento de la energía solar fotovoltaica. Los principales aspectos recogidos en la norma que respaldan su poco compromiso con el desarrollo de la fotovoltaica son:

- Sólo en el caso de acogerse a una modalidad concreta de generación se podrá recibir retribución por la energía vertida a la red. Además, para los consumidores del resto de modalidades se podrán establecer límites de generación.
- Se prohíbe la asociación de varios consumidores, por lo que un generador no se podrá conectar a la red interior de varios consumidores.
- Se aplicarán peajes de acceso, costes del sistema y costes de respaldo a la energía autoproducida. En esto consiste el famoso “impuesto al sol”, un pago por la función de respaldo que hace el sistema eléctrico para posibilitar el autoconsumo.

En lugar de fomentar el crecimiento, con este RD se incrementan las trabas establecidas a la energía fotovoltaica, imposibilitando el impulso que necesita en España.

## 1.2. Objeto del trabajo

El objeto del presente trabajo es el dimensionado completo de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red de 100kW de potencia nominal, atendiendo a la legislación y la normativa actuales.

Adicionalmente, se hará un estudio de rentabilidad económica teniendo en cuenta que la instalación se destina a autoconsumo y por lo tanto, cubrirá en la medida de lo posible, la demanda energética de la industria sobre la que se hace la instalación, además de vender los excedentes a la red eléctrica donde se conecta. De esta forma, se recibirá una retribución económica de acuerdo a los kWh vertidos durante los períodos en que la producción solar supere al consumo.

Con el desarrollo de este proyecto se pretenden alcanzar los siguientes objetivos generales:

- Aplicación de la tecnología fotovoltaica para el diseño de una instalación generadora eléctrica.
- Aprovechamiento de la cubierta de una industria para producir energía renovable para autoconsumo y vertido a la red, obteniendo con ello un beneficio económico.
- En cuanto a los propósitos didácticos, son muchos los que pueden enumerarse, destacando entre ellos la profundización en el conocimiento de la tecnología fotovoltaica, la introducción en el desarrollo de un proyecto real de ingeniería o la interpretación de datos y solución de inconvenientes propuestos.

## 1.3. Localización

La instalación fotovoltaica objeto de este trabajo se pretende realizar en la cubierta de la nave de la Cooperativa Agrícola de Cocentaina, ubicada en el número 10 la calle Carretera de Alcudia, del Polígono Industrial Alcudia, perteneciente a la localidad de Cocentaina, en Alicante.

En el punto de Planos se incluye un detalle de la localización y el emplazamiento de la instalación desarrollada, concretamente en el plano 01. Situación y Emplazamiento.

El emplazamiento tiene como coordenadas geográficas:

Latitud: 38° 45' 28.89" N

Longitud: 0° 26' 03.52" O

Y una altitud de 420 metros.

Los módulos fotovoltaicos se ubicarán sobre la estructura metálica que constituye la cubierta de dicha nave.

#### 1.4. Características técnicas de la instalación

El componente esencial de la instalación diseñada en este proyecto es el módulo fotovoltaico. A partir de este elemento, mediante conexión eléctrica en serie y paralelo, se puede constituir el sistema fotovoltaico de generación eléctrica que se pretende construir. Sin embargo, la electricidad a la salida del generador fotovoltaico necesita experimentar una serie de conversiones para adquirir las cualidades que permitan utilizarla o inyectarla a la red eléctrica. Así, a la salida del conjunto de módulos fotovoltaicos se requiere un inversor que convierta la corriente continua en corriente alterna. Para llevar a cabo esta conexión se necesita una red de cableado y asimismo, no se pueden obviar las estructuras de soporte de los paneles o los sistemas de protección necesarios en el conjunto de la instalación. A continuación se describen los principales componentes técnicos de la instalación fotovoltaica.

##### 1.4.1. Panel fotovoltaico

Las células solares que componen los paneles fotovoltaicos permiten transformar la radiación solar incidente en energía eléctrica, en forma de corriente continua.

Para diseñar la instalación se ha elegido el módulo fotovoltaico con células de silicio policristalino, marca REC, modelo PE o similar, con una potencia unitaria máxima de 235Wp  $\pm$ 2%.

Los módulos fotovoltaicos REC PE están constituidos por células cuadradas de silicio policristalino de alta eficiencia de 156 mm<sup>2</sup>. Los conductores eléctricos son de cobre plano bañado en una aleación de estaño-plata que mejora la soldabilidad.

El laminado del módulo está compuesto por vidrio ultra transparente templado dotado con tratamiento superficial antirreflexivo, y encapsulante termoestable de Acetato de Etilvinilo (EVA) transparente embebiendo a las células.

Todas estas propiedades atribuyen al módulo una eficiencia del 14,2%. Además, el fabricante ofrece una garantía de 10 años frente a defectos en el producto y de 25 años de garantía de la potencia nominal lineal, con una degradación máxima de rendimiento del 0,7% por año.

Las principales características eléctricas, mecánicas y térmicas del panel fotovoltaico se muestran en la tabla siguiente.

*Tabla 1.1: Detalles del módulo fotovoltaico*

<b>MÓDULO REC235PE</b>	
<b>Parámetros Eléctricos en STC: masa de aire AM 1,5, irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25 °C)</b>	
Potencia nominal, P <sub>MPP</sub> (Wp)	235
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5
Tensión Máxima Potencia, V <sub>MPP</sub> (V)	29,5
Corriente Máxima Potencia, I <sub>MPP</sub> (A)	8,06
Tensión a Circuito Abierto, V <sub>OC</sub> (V)	36,6
Corriente en Cortocircuito, I <sub>SC</sub> (A)	8,66
Eficiencia del módulo (%)	14,2
<b>Parámetros Térmicos</b>	
Temperatura de operación nominal (°C)	45,7
Coefficiente de Temperatura de V <sub>OC</sub> (%/°C)	-0,27
Coefficiente de Temperatura de I <sub>SC</sub> (%/°C)	0,024
Coefficiente de Teperatura de Potencia Máxima P <sub>MPP</sub> (%/°C)	-0,4
<b>Datos Mecánicos</b>	
Dimensiones (mm)	1665x991x38
Área (m <sup>2</sup> )	1,65
Peso (kg)	18
Máxima carga estática, frontal, nieve y viento (Pa)	5400
Máxima carga estática,posterior, viento (Pa)	2400

El panel fotovoltaico propuesto cumple con los requisitos de los siguientes certificados:

- Norma IEC 61215:2005. Módulos fotovoltaicos FV de silicio cristalino para uso terrestre.
- Normas IEC 61730-1:2004 y 61730-2:2007. Cualificación de la seguridad de los módulos FV.
- Norma IEC 62716:2013. Módulos fotovoltaicos (FV). Ensayo de corrosión por amoníaco.
- Norma IEC 61701. Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 50380:2003. Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

#### 1.4.2. Inversor

Para poder aprovechar la energía generada en la instalación fotovoltaica se necesita un inversor, que convierta la electricidad en corriente continua (CC) saliente del campo fotovoltaico en corriente alterna (CA). De esta forma, la energía eléctrica ya puede ser consumida o inyectada directamente a la red de distribución, cumpliendo unas condiciones, que en el caso de esta instalación, por ubicarse en España, serán de 230 V de tensión y una frecuencia de 50 Hz.

El inversor propuesto es de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun Power 100 o similar, de 100 kWn de potencia nominal, diseñado especialmente para su utilización en instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

De acuerdo a la potencia pico que se generará con los módulos fotovoltaicos, se instalará un inversor, en el cual confluirá todo el cableado CC procedente del generador fotovoltaico. El dispositivo se emplazará en el interior del local, a fin de protegerlo de las inclemencias meteorológicas. No obstante,



el emplazamiento seleccionado deberá satisfacer unas condiciones suficientes de ventilación, con el fin de que la temperatura ambiente no sea demasiado elevada, y además, se situará lo más próximo posible del campo generador, para reducir al máximo las pérdidas de energía en el cableado CC y minimizar el riesgo de sobretensiones.

El inversor funciona de forma completamente automática, es decir, cuando hay radiación solar y los módulos generan suficiente potencia, los componentes del equipo que conforman la electrónica de control supervisan los parámetros de tensión y frecuencia de la red, para empezar la inyección de corriente tras conseguir la sincronización de esas medidas con las del generador fotovoltaico.

El equipo funciona de manera que siempre toma la máxima potencia posible de los módulos solares, ya que incorpora un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). De esta forma, se consigue obtener la máxima producción energética de la instalación en cada situación de condiciones específicas. Conjuntamente con el sistema de control, cuando se incumple la concordancia de condiciones con la red (tensión y frecuencia), se interrumpe la conexión y se detiene el funcionamiento del equipo.

La garantía ofrecida por el fabricante para este equipo es de 5 años.

El inversor Ingecon Sun Power cumple con la normativa europea aplicable a estos equipos, contando con todas las protecciones exigidas por la norma:

- Protección de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um respectivamente)
- Protección de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente)
- Transformador de separación galvánica
- Protección contra funcionamiento en modo isla
- Protección contra sobretensiones
- Control de aislamiento

A continuación se detallan los parámetros técnicos que definen el equipo de Ingeteam elegido.

*Tabla 1.2: Detalles del inversor*

<b>INVERSOR INGETEAM INGECON SUN POWER 100 kW</b>	
<b>Valores de entrada</b>	
Potencia máxima del campo PV (kWp)	130
Mínima tensión del rango MPPT (V)	405
Máxima tensión del rango MPPT (V)	750
Máxima tensión CC (V)	900
Máxima Corriente CC (A)	260
<b>Valores de salida</b>	
Potencia nominal AC (kWn)	110
Corriente nominal AC (A)	161
Tensión de salida (V)	400
Factor de potencia (cos $\Phi$ )	1
Frecuencia (Hz)	50/60
Distorsión armónica de corriente, THD <sub>i</sub>	<3%
<b>Datos técnicos</b>	



Protección interna	IP20
Eficiencia máxima (%)	96,8
Rendimiento europeo (%)	95,7
Consumo en Standby (W)	30
Dimensiones (mm)	1031x1761x877
Peso (kg)	1162
Rango de temperaturas de funcionamiento (°C)	-20/+65

El equipo seleccionado de la marca Ingeteam se encuentra en conformidad con las normas:

- IEC 61000-6-2. Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 6-2: Normas genéricas. Inmunidad en entornos industriales.
- IEC 61000-6-4. Compatibilidad Electromagnética (CEM). Parte 6-4: Normas genéricas. Norma de emisión en entornos industriales.
- EN 50178. Equipo electrónico para uso en instalaciones de potencia.
- RD 1699/2011. por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

#### 1.4.3. Campo fotovoltaico

El generador fotovoltaico se ha configurado de tal manera que se optimice el rendimiento del inversor, en función de la potencia de entrada y la tensión en el punto de máxima potencia. Así, se tiene un campo fotovoltaico compuesto por un único sistema generador de 480 módulos de 235 Wp de potencia unitaria. Los paneles se enserian en strings de 20 unidades, conectados posteriormente en paralelo para llegar en su conjunto a la entrada de CC del inversor.

Las características eléctricas del campo fotovoltaico serán:

*Tabla 1.3: Detalles del generador fotovoltaico*

<b>GENERADOR FOTOVOLTAICO</b>	
<b>Características eléctricas</b>	
Potencia fotovoltaica instalada (kWp)	112,8
Corriente de cortocircuito (A)	207,84
Corriente en el PMP (A)	193,44
Tensión de circuito abierto (V)	732
Tensión en el PMP (V)	590
Número de módulos por serie	20
Número de series en paralelo	24

#### 1.4.4. Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos se fijarán a una estructura de aluminio anclada a la cubierta de la nave.

Debido a la existencia de varios faldones en la cubierta con diferentes inclinaciones, se montarán tres tipos de estructura, dos en vela simple y una coplanar.

Para la cubierta con menor pendiente, siendo ésta de 7º, se utilizará estructura en vela simple, este es el nombre que se le da a la estructura que aumenta la inclinación del módulo respecto a la superficie

sobre la que apoya. Se dotará a la estructura, en este caso, de una inclinación total de 11º, obteniendo de este modo una inclinación global de 18º.

En el faldón de contra agua, dado que la contrapendiente es de 7º, se montará una estructura con inclinación total de 25º, resultando, como en el caso anterior, una inclinación global de 18º.

Para el resto de los módulos, se empleará una estructura anclada paralelamente a la superficie de la cubierta, siguiendo tipología coplanar. Estos paneles quedarán a una inclinación sobre la horizontal de 7º, paralelos a la pendiente de la cubierta de la nave.

La sujeción a la cubierta se realizará mediante tornillería autoperforante de acero inoxidable y de cabeza hexagonal. Este sistema de anclaje es uno de los más empleados para la fijación de estructuras sobre cubiertas industriales. La tornillería empleada presenta una punta tipo broca.

El diseño propio de la cubierta existente condiciona la disposición de los paneles que sobre ella se hace, teniendo en cuenta siempre, de qué manera realizarla para reducir al máximo los costes de cableado, bandejas, estructura, etc., asociados. Igualmente, deberá tenerse en cuenta el límite de pérdidas por orientación e inclinación y por sombras, establecidos por el IDAE.

#### 1.4.5. Cableado

El cableado dimensionado presenta una sección suficiente para asegurar que se minimizan las pérdidas por caída de tensión. Así, se establece la sección de forma que la caída de tensión máxima en el tramo de CC sea del 1,5% y del 1,5% en el lado de CA. Con esto se garantiza el cumplimiento de los criterios establecidos por el IDAE.

La instalación fotovoltaica se diseña, en la medida de lo posible, de forma que se minimice la longitud de cableado garantizando siempre la correcta disposición de los módulos, pues supone un coste no despreciable en el total del presupuesto.

Según establece la EA 0038, para el cableado de string se empleará cable tipo FOTOVOLTAICO ZZ-F. Este tipo de conductores se ha desarrollado para su utilización única en instalaciones fotovoltaicas, de forma que presenta las cualidades óptimas para este uso. Se ha seleccionado el cable de la compañía General Cable, Exzhellent Solar ZZ-F, o similar.

En cuanto al cable de agrupación, que conecta el cuadro de conexiones de CC con el inversor, se utiliza cable de tipo RV-K, según establece la UNE 21123. En este caso se requiere una mayor sección del conductor y se elige el cable RV-K FOC de General Cable, o similar.

En las siguientes tablas se agrupan las características que presentará el cableado utilizado en cada tramo de la instalación de continua. En el apartado correspondiente de cálculos, se mostrarán las restricciones específicas referentes al dimensionado.

*Tabla 1.4: Detalles del cableado de corriente continua*

<b>CABLEADO DE CC</b>	
<b>Cableado de string de 4-6 mm<sup>2</sup></b>	
Designación normalizada	FV ZZ-F
Tensión nominal (kV <sub>cc</sub> )	1,8
Material del conductor	Cobre estañado, flexible Clase 5

Aislamiento	Elastómero reticulado libre de halógenos
Cubierta	Elastómero reticulado libre de halógenos
Rango de temperaturas de operación (°C)	-40 a 90
Resistencia a la intemperie	
No propagación de la llama	
<b>Cableado de agrupación de 95 mm<sup>2</sup></b>	
Designación normalizada	RV-k
Tensión nominal (kV <sub>cc</sub> )	0,6/1
Material del conductor	Cobre estañado, flexible Clase 5
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta	Policloruro de vinilo acrílico flexible (PVC)
Rango de temperaturas de operación (°C)	-40 a 90
Flexibilidad y manejabilidad para facilitar la instalación	
Apto para instalaciones exteriores	
No propagación de la llama	

Para el tramo de cableado de CA, se instalará el mismo tipo de cable que en el tramo de agrupación, con tres líneas trifásicas de 95 mm<sup>2</sup> y una línea correspondiente al neutro de 50 mm<sup>2</sup>.

El cable FV ZZ-F seleccionado se halla en conformidad con:

- Norma EA 0038:2008. Cables eléctricos de utilización en circuitos fotovoltaicos.
- UNE-EN 60332-1-2:2005. Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 1-2: Ensayo de resistencia a la propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable. Procedimiento para llama premezclada de 1kW.
- IEC 60754-2:2011. Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables. Parte 2: Determinación de la acidez (por medida del pH) y la conductividad.
- IEC 61034-1:2005. Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables. Parte 1: Determinación del contenido de gases halógenos ácidos.
- IEC 61034. Medida de la densidad de los humos emitidos por cables en combustión bajo condiciones definidas.
- Especificación TÜV Pfg 1169

El cable RV-K FOC además del cumplimiento de las normas UNE e IEC anteriores, también garantiza el cumplimiento de:

- UNE 21123-2. Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 2: Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de policloruro de vinilo.

#### 1.4.6. Canalizaciones. Tubos de protección. Rejillas. Zanjas

##### **Tubos de protección**

Se instalarán tubos de protección tanto para el cableado de agrupación en CC como para el tramo de conductores de alterna.

El cableado de agrupación de CC se alojará en tubo corrugado de PVC de 32 mm<sup>2</sup> de diámetro nominal y de color negro. Sin embargo, para el tramo del cableado de CA se empleará tubo corrugado de doble pared de PEAD de color rojo.

La siguiente tabla contiene los detalles que caracterizan los tubos de protección que se instalarán en este proyecto.

*Tabla 1.5: Detalles de los tubos de protección*

<b>TUBOS DE PROTECCIÓN</b>	
<b>Tramo cuadro de CC - Inversor (cable de agrupación): Tubo Flexiplast</b>	
Material	PVC
Diámetro nominal (mm)	32
Resistencia a la compresión (N)	320
Resistencia al impacto (J)	1
Rango de temperaturas permitido (°C)	-5 a 60
Curvable	
Aislante - No propagador de la llama	
<b>Tramo de CA: Canalizaciones Decaplast</b>	
Material	PEAD (exento de halógenos)
Diámetro nominal (mm)	160
Resistencia a la compresión (N)	450
Resistencia al impacto (J)	40
Rango de temperaturas permitido (°C)	-15 a 120
Fácil manipulación	
Curvable	
Muy resistente a las cargas estáticas y móviles muy intensas	

### **Rejilla**

Para alojar el tramo de cableado de string se empleará una bandeja de tipo rejilla. Este tipo de instalación se limitará a las zonas de acceso restringido a personal de mantenimiento únicamente, de acuerdo con lo establecido en las normas.

La instalación de este tipo de canalización presenta varias ventajas. Permite una mayor circulación de aire entre los conductores que aloja y por tanto una mayor ventilación, cosa que permite reducir la temperatura de operación del cableado frente al uso de otro tipo de bandejas convencionales o perforadas en la misma ubicación. Además, su peso es muy reducido comparado con el resto de tipologías, cosa que facilita el manejo durante el proceso de instalación.

En la instalación proyectada, se utilizará para este uso una bandeja tipo BMP35 de la compañía Aiscan, o similar.

### **Zanja para el cableado enterrado**

El tramo de cableado que conecta el inversor con la acometida al cuadro de baja tensión de la industria, está situado a la intemperie y se alojará en una zanja construida para tal uso.

La zanja se construirá de acuerdo con el cumplimiento de las especificaciones relacionadas que aparecen en el REBT, de forma que el cable quedará a una profundidad mínima de 60 cm, con un recubrimiento superior mínimo de 6 cm e inferior de 3 cm.

En cuanto a los tubos instalados para la protección del cableado, se puede afirmar que se hallan en conformidad con:

- UNE EN 61386-1. Sistemas de tubos para la conducción de cables. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 61386-22. Sistemas de tubos para la conducción de cables. Parte 22: Requisitos particulares. Sistemas de tubos curvables.
- UNE EN 61386-24:2011. Sistemas de tubos para la conducción de cables. Parte 24: Requisitos particulares. Sistemas de tubos enterrados bajo tierra.
- UNE-EN 60423: 2008. Sistemas de tubos para la conducción de cables. Diámetros exteriores de los tubos para instalaciones eléctricas y roscas para tubos y accesorios.

En cuanto a las rejillas que alojarán el cableado de agrupación, se puede decir que se hallan en conformidad con:

- UNE-EN 61537:2007. Conducción de cables. Sistemas de bandejas y de bandejas de escalera (IEC 61537:2006).

#### *1.4.7. Cuadro de conexiones CC. Protecciones en CC*

El cuadro de conexiones de CC cumple con dos funciones: en primer lugar, permite agrupar el conjunto de líneas de cableado procedentes de los paneles que componen el generador fotovoltaico; y por otro lado, sirve como armario para albergar los dispositivos de protección del lado de CC con los que se equipa la instalación.

Permite cumplir con el primer objetivo gracias a la presencia de dos elementos principales:

- Pletinas de cobre: elementos metálicos rectangulares que actúan como conexión eléctrica y sirven para distribuir la potencia en los cuadros. Permiten la conexión del cableado de string procedente de los paneles fotovoltaicos, agrupando distintas líneas para realizar la conexión con el cuadro de CC.
- Prensaestopas: elemento que sirve como sistema de sellado en la unión entre el hueco para la entrada de los cables al cuadro de conexión y los propios cables. Mediante estos elementos se crea una conexión hermética, que evita por ejemplo, la entrada de agua al cuadro.

En cuanto al sistema de protección del lado de CC, se incluyen los siguientes dispositivos:

- Fusibles: se instala un fusible de protección en cada rama de módulos fotovoltaicos. Son dispositivos que permiten el paso constante de corriente eléctrica, mediante un elemento metálico con punto de fusión no muy alto, hasta que ésta supera el valor máximo permitido. Cuando se supera esa intensidad, el fusible inmediatamente cortará el paso de la corriente eléctrica para evitar algún tipo de accidente, protegiendo los aparatos de la línea de quemarse o estropearse. Además del propio fusible, para su instalación lleva asociado un portafusible, que sirve como elemento estructural para el elemento de cerámica que alberga la placa metálica.

La instalación eléctrica se equipa con fusibles tipo gPV, que reciben esta nomenclatura por estar destinados a ofrecer soluciones de protección en instalaciones fotovoltaicas. Normalmente, su actuación es más rápida que en el caso de los fusibles generales gG y proporcionan protección contra sobrecargas (circulación prolongada de una corriente superior a la nominal que provoca el sobrecalentamiento de los elementos de la línea) y cortocircuitos (contacto sin existencia de aislamiento entre dos conductores de distinta polaridad, cuyo resultado es la circulación de una corriente enormemente superior a la nominal, que deberá ser detectada por el fusible para abrir el circuito en un tiempo que evite daños sobre equipos eléctricos o personas).

En el apartado correspondiente de los cálculos justificativos se incluye el dimensionado de los parámetros de intensidad y tensión nominales y poder de corte que deben satisfacer.

- Descargador de sobretensiones: el generador fotovoltaico puede sufrir la aparición de sobretensiones de importancia no despreciable, normalmente provocadas por efectos atmosféricos.

El inversor instalado dispone de protecciones propias contra sobretensiones, sin embargo, es aconsejable instalar elementos de protección a la entrada del equipo.

Los dispositivos de protección contra sobretensiones se encargan de absorber los excesos de tensión mediante una descarga a tierra de corrientes muy elevadas.

Existen diferentes tecnologías que pueden actuar como limitadores, pero uno de los principales componentes empleados es el varistor. Los varistores son resistencias no lineales cuyo valor desciende con la tensión en sus extremos. Los parámetros más importantes para un varistor son: la energía que puede disipar, el nivel de protección ( $U_p$ ) y la tensión máxima de servicio permanente  $U_c$ .

En el cuadro de CC de esta instalación se incluirán dispositivos de protección contra sobretensiones de Tipo 2, cuyas características son:

- Protectores con capacidad para derivar a tierra corrientes altas en curva 8/20  $\mu$ .
- Nivel de protección ( $U_p$ ) medio.
- Son los más ampliamente utilizados porque ofrecen un nivel de protección compatible con la mayoría de equipos que se conectan a la red de alimentación.

El generador fotovoltaico está compuesto por 24 strings, de forma que se requerirá un cuadro con las características adecuadas para conectar todas las ramas. No se trata de un producto comercial estandarizado que contenga todos los elementos necesarios para su correcto funcionamiento. Por ello se selecciona un fabricante, General Electric o similar, al que se le comunicarán todas las características que debe tener el cuadro.

La siguiente tabla recoge las características del cuadro de CC que se instalará y de los dispositivos que deberá albergar en su interior.

*Tabla 1.6: Detalles del cuadro de conexión de corriente continua*

<b>CUADRO DE CC</b>	
<b>Envolvente</b>	
Material	Poliéster reforzado con fibra de vidrio, libre de halógenos
Dimensiones	750x1000

Color	Gris claro RAL 7035
Protección agentes externos	IP 65
Protección impactos mecánicos	IK 10
Rango de temperaturas soportado (°C)	-50/+150
Montaje con zócalo DIN	
<b>Material instalados</b>	
Pletinas	2 pletinas de cobre para conectar 24 strings y soportar una corriente de 206,4 A
Terminales de compresión	Terminal bimetálico de cobre. <b>Modelo T Fabricante Sofamel</b>
Fusibles	48 fusibles tipo gPV de IN=15 A, Vn=1000 V y Pdc=33 kA. <b>Modelo 10x38 15 A gPV de Cooper Bussmann</b>
Portafusibles	Base Portafusible <b>CHM1D-PV-IEC de Cooper Bussmann</b>
Descargador de sobretensiones	1 descargador de sobretensiones Clase II de $I_{N\_desconexion}=20$ kA, $U_p \leq 2,6$ kV. <b>VPU I 2+0 r PV 1000V DC de Weidmüller</b>
Interruptor	24 interruptores de corte en carga. <b>Sirco PV</b>
Seccionador	1 seccionador manual de corte en carga. <b>Sirco PV</b>
Prensaestopas	De poliamida 6.6, con anillo de neopreno aislante y protección IP 68 <b>Fabricante Cembre</b>

Los elementos estructurales del cuadro y los prensaestopas deben cumplir la siguiente normativa

- UNE-EN 50262:1999/A2:2007. Prensaestopas para las instalaciones eléctricas.
- CEI 60529:2001. Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP).
- UNE-EN 50102/A1. Grados de protección de las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).

Por otro lado, los dispositivos de protección y los elementos instalados en el interior del cuadro se hallan en conformidad con:

- REBT, concretamente ITC-BT-22 para el dimensionado de las protecciones contra sobreintensidades y la ITC-BT-23 para el dimensionado de las protecciones contra sobretensiones.
- Individualmente cada protección se encuentra en conformidad con las normativas europeas y españolas correspondientes.

#### 1.4.8. Puesta a tierra de CC

La puesta a tierra de una instalación tiene por objetivo eliminar los posibles daños causados a equipos o personal cuando aparece una corriente de defecto en la instalación, corriente que provoca la aparición de una circulación por un punto en el que no debería existir en condiciones normales. Una corriente que circula debido a un defecto fase-masa es un ejemplo de esta situación, dando lugar a tensiones de contacto que son peligrosas para la salud de las personas. Este defecto se produce cuando existe una corriente entre la fase de una de las líneas y la masa, componente metálico que no debería poseer tensión en condiciones normales, de ahí que pueda provocar accidentes.

Cuando se produce el contacto de la persona con la masa, la corriente de defecto establece su circulación a través del esquema de puesta a tierra, cuya resistencia es mucho menor que la que el ser

humano opone al paso de la intensidad eléctrica. Así, no existe peligro para el personal. Sin embargo, en caso de que no existiese la puesta a tierra de la masa, circularía una corriente entre la masa y tierra a través de la persona, debido a la diferencia de potencial existente entre la masa cargada por la corriente de defecto y tierra.

Las normativas nacionales referentes a instalaciones eléctricas obligan a equipar las instalaciones con equipos de puesta a tierra, puesto que de lo contrario, no se garantizaría completamente la seguridad de las personas.

Son varios los tipos de esquemas de conexión a tierra que pueden elegirse, pero en esta instalación se decide emplear, para el lado de CC, un esquema IT. Este tipo de sistema se conoce también como “flotante”, puesto que todos los conductores activos se encuentran aislados de tierra, mientras que todas las masas metálicas existentes se han de conectar a tierra.

Este tipo de sistema de conexión asegura que ante un primer defecto no se generarán tensiones de contacto que puedan llegar a ser peligrosas, ya que la elevada resistencia existente entre conductor y tierra permite que la circulación de corriente no llegue a cerrarse por lo que se da una situación de circuito abierto.

Sin embargo, la situación es diferente cuando se da un segundo defecto. En este caso se establece una línea de circulación que cierra el bucle del defecto a través de tierra, de forma que se inducen tensiones peligrosas entre las masas accesibles simultáneamente.

Para realizar la puesta a tierra se utiliza cable de cobre de 4 mm<sup>2</sup> recubierto con aislante de color amarillo-verde (normalizado) que permita identificarlo. Los conductores de puesta a tierra de los equipos se conectarán para formar una tierra común que finalmente se conectará a tierra mediante una pica de acero-cobre de 2,5 m de longitud y diámetro superior a 14,2 m.

Los conductores de tierra discurrirán junto con el cableado por la bandeja tipo rejilla, y en el tramo final irán alojados en el mismo tubo de PVC utilizado para albergar el cableado.

Con el objetivo de evitar una posible corriente de defecto entre electrodos se colocará la pica de puesta a tierra de CC a una distancia considerable de la empleada en la parte de CA.

#### *1.4.9. Separación galvánica*

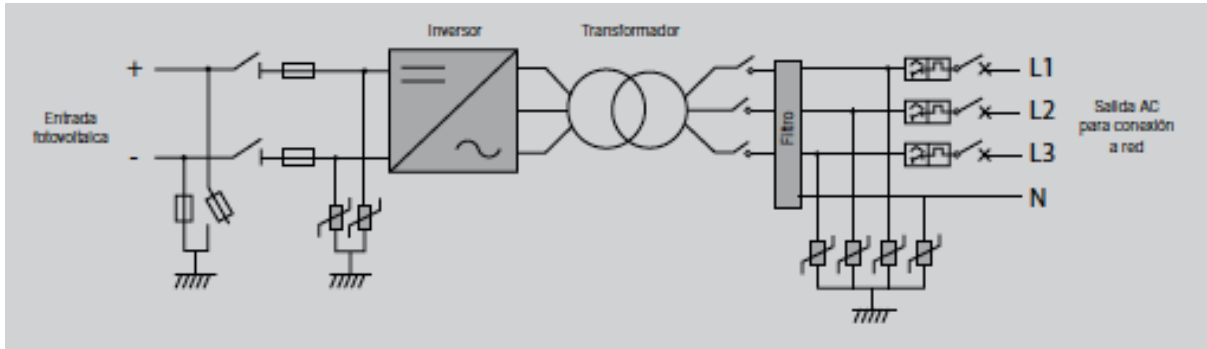
De acuerdo con lo expuesto en el RD 1699/2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (potencia menor o igual a 100 kW), se requiere la existencia de una separación galvánica entre la red eléctrica y la instalación generadora.

Se entenderá que las funciones que se persiguen utilizando un elemento de aislamiento galvánico son:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
- Proporcionar seguridad personal.
- Evitar la inyección de corriente continua en la red. Según la “Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión” del REBT, para evitar la inyección de corriente continua se deberá comprobar que la componente de continua, medida en una ventana de al menos 10 segundos, es menor al 0,5% del valor eficaz de la corriente nominal de salida del inversor.



En el caso de esta instalación fotovoltaica, la separación galvánica entre el campo generador y la red de distribución queda garantizada por el transformador de aislamiento galvánico que lleva instalado el propio inversor seleccionado. La siguiente imagen del esquema eléctrico extraída de la ficha técnica del inversor, lo demuestra:



*Figura 1.3: Detalle del esquema eléctrico del inversor de Ingeteam*

*Fuente: Ficha técnica del inversor Ingeteam*

#### 1.4.10. Protección frente a funcionamiento en modo isla

El funcionamiento en modo isla es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando una fuente de generación distribuida no deja de energizar una parte de la red eléctrica a la que se conecta cuando ésta es interrumpida o desconectada. Así, la red eléctrica deja de controlar esa parte aislada del sistema de distribución, de forma que puede quedar comprometida la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo. Se trata de una condición de seguridad de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, que el sistema generador se desconecte de la red desenergizada, sin considerar las cargas conectadas.

Cuando el inversor del sistema fotovoltaico está conectado a la red, alimenta a la red con una corriente alterna de igual frecuencia a la de la tensión de la red eléctrica. Este inversor normalmente no alimenta a la red pues no se comporta como una fuente de tensión. Sin embargo, un fallo de la red o una situación determinada de carga puede provocar el funcionamiento en modo isla si la red se comporta como una carga resonante. En estos casos, la resonancia en el componente L-C de la red hace que se mantenga la tensión a la salida del inversor, de forma que el inversor es incapaz de determinar la ausencia de voltaje en la red. Así, si la carga resistiva de la red coincide con la potencia producida por la instalación fotovoltaica, se produce el funcionamiento del inversor en paralelo con la red y se da la condición de isla.

Para el funcionamiento correcto de la red es esencial que la tensión, frecuencia y forma de onda de la tensión se mantengan dentro de unos límites especificados. Cualquier generador debe estar equipado con dispositivos de protección que permitan la desconexión de la red en caso de fallo, de desenergización por mantenimiento o cuando los parámetros de la red están fuera de los límites permitidos. Los dispositivos de protección están situados en el inversor y consisten en la detección de sobre y sub tensiones y frecuencias en la red. Además, el inversor incluye métodos activos de detección y desconexión en caso de caída de la red.

Es por lo tanto el sistema anti-isla del inversor el encargado de llevar a cabo esta protección, desconectando de la red cuando sea necesario.

#### 1.4.11. Cuadro de CA. Protecciones de CA

Las líneas de CA de la instalación fotovoltaica conectan la salida del inversor con la entrada a un cuadro de conexiones de CA, que posteriormente se conecta al cuadro de baja tensión de la nave (CBT).

El cuadro de conexiones de CA albergará los siguientes dispositivos correspondientes a la protección del lado de alterna:

- Interruptor magnetotérmico: es un dispositivo utilizado para la protección de los circuitos eléctricos contra cortocircuitos y sobrecargas, en sustitución de los fusibles. Presenta la ventaja frente a los fusibles de que no hay que reponerlo, puesto que cuando desconecta el circuito debido a una sobrecarga o cortocircuito, se rearma de nuevo y siguen funcionando. Su funcionamiento se basa en un elemento térmico y un elemento magnético que constituyen los sistemas de desconexión:  
El sistema de desconexión térmico está formado por una lámina bimetálica que se deforma por el calor provocado al pasar por la misma una corriente durante cierto tiempo, para cuyas magnitudes está dimensionado (sobrecarga), y permite la protección frente a sobrecargas de esa intensidad superior a la nominal.  
El sistema de protección magnético, formado por una bobina cuyo núcleo de hierro atrae un elemento ferromagnético que abre el circuito al pasar por dicha bobina una corriente de valor definido (cortocircuito). Para ello, dicho núcleo se encuentra inmerso en un campo magnético de valor proporcional a la corriente que circula por el dispositivo, de forma que cuando ésta alcanza el valor del dimensionado, se genera la fuerza magnética suficiente para realizar la apertura.
- Interruptor diferencial: es un dispositivo que tiene la capacidad de detectar la diferencia entre la corriente de entrada y salida en un circuito. Cuando esta diferencia supera un valor determinado (sensibilidad), para el que está calibrado (30 mA, 300 mA, etc), el dispositivo abre el circuito, interrumpiendo el paso de la corriente a la instalación que protege. Esa diferencia entre corrientes se da cuando existe un defecto de aislamiento que provoca la circulación de intensidad por un camino no habitual. Su funcionamiento se basa en principios electromagnéticos: cuando las corrientes de entrada  $I_{FASE}$  y salida  $I_{NEUTRO}$  no son iguales, los flujos  $F_{FASE}$  y  $F_{NEUTRO}$  creados por ambas corrientes en el núcleo toroidal dejan de ser iguales y el flujo diferencial  $F_{FASE} - F_{NEUTRO}$  crea una corriente que activa el electroimán que a su vez posibilita la apertura de los contactos del interruptor.

La siguiente tabla recoge las características de los dispositivos de protección seleccionados: un magnetotérmico marca Schneider Electric y modelo Compact NSX250, o similar; y un interruptor diferencial de Schenider Electric o similar.

*Tabla 1.7: Detalles de las protecciones de corriente alterna*

<b>PROTECCIONES DE CA</b>	
<b>Interruptor Magnetotérmico</b>	
Número de polos	4
Corriente nominal (A)	250
Tipo de poder de corte	B
Pdc (kA)	40

Tensión asignada de aislación (V)	800
Dimensiones LxHxP (mm)	105x161x86
Extraíble con zócalo DIN	
<b>Interruptor Diferencial</b>	
Número de polos	4
Corriente nominal (A)	250
Sensibilidad (mA)	300
Pdc (kA)	40

Los dispositivos de protección para el lado de AC instalados garantizan el cumplimiento de las siguientes normativas:

- UNE-EN 61008-1:2013. Interruptores automáticos para actuar por corriente diferencial residual, sin dispositivo de protección contra sobrentensiones, para usos domésticos y análogos (ID). Parte 1: Reglas generales.
- IEC 60947-2:2003/A2:2013. Aparata de baja tensión. Parte 2: Interruptores automáticos.

#### 1.4.12. Contador

En el caso de que se viertan a la red los excedentes de energía producidos por la instalación para venderlos a la distribuidora, el contador instalado tendrá que ser bidireccional y estará instalado en el centro de baja tensión existente de la cooperativa.

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

El contador se encontrará entre las marcas homologadas por la compañía eléctrica distribuidora, siendo además, certificado por la misma.

#### 1.4.13. Monitorización

Se instalará un sistema de comunicación basado en el equipo Ingecon Sun Power de la marca Ingeteam o similar, vía módem. Este sistema permite al usuario de la instalación visualizar de modo individual todos los datos de la instalación.

La transmisión de datos se realizará por medio del software Ingecon Sun Manager e Ingecon Sun Montor, diseñado específicamente por Ingeteam o similar, para poder visualizar los datos de la instalación desde cualquier ordenador conectado a Internet.

### 1.5. Normativa aplicable

El presente proyecto recoge las características de los materiales, los cálculos que justifican su empleo y la forma de ejecución de las obras a realizar, dando con ello cumplimiento a las siguientes disposiciones:

#### 1.5.1. Legislación nacional

- Normalización Nacional. Normas UNE
- Manual técnico de distribución. IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

- Código técnico de la edificación (CTE). Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción eléctrica de pequeña potencia
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- RD 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

## 2. CÁLCULOS TÉCNICOS

## 2.1. Dimensionado del generador fotovoltaico

### 2.1.1. Número total de módulos

La instalación fotovoltaica que se diseña tiene una potencia de aproximadamente 100 kW, valor que está relacionado con la potencia entregada por el inversor que se pretende instalar. Sin embargo, la potencia disponible teniendo en cuenta el número de paneles fotovoltaicos que componen el proyecto, será un poco superior, situándose en 112 kWp de potencia pico.

Teniendo en cuenta que la potencia del módulo fotovoltaico instalado es de 235 W, y sabiendo la potencia pico de la instalación, se puede calcular el número total de paneles necesarios para alcanzar esos 112 kWp.

$$N_{MOD} = \frac{P_{GFV\_MAX}}{P_{MOD}} = \frac{112.000 \text{ Wp}}{235 \text{ W}} = 476,60 \text{ módulos} \quad (2.1)$$

Donde:

- $N_{MOD}$ : es el número total de módulos fotovoltaicos a instalar
- $P_{GFV\_MAX}$ : es la potencia pico del generador fotovoltaico
- $P_{MOD}$ : es la potencia nominal del módulo fotovoltaico

Por cuestiones de diseño, para conseguir realizar una distribución adecuada de los módulos se decide instalar 480 unidades, de forma que la potencia pico total de la instalación fotovoltaica será de 112,8kWp ( $P_{GFV\_MAX}$ ).

La elección del factor de dimensionado viene determinada, principalmente, por las características de irradiancia y temperatura de la ubicación, la disposición de los módulos y las características de los equipos empleados. Para seleccionar el factor de dimensionado que optimiza la captación de energía se ha hecho referencia a la siguiente tabla, que contiene valores orientativos para una instalación orientada hacia el ecuador con una inclinación próxima a la latitud de la ubicación.

*Tabla 2.1. Valores orientativos del factor de dimensionamiento para una instalación orientada hacia el ecuador con una inclinación próxima a la latitud*

ZONA	$F_s$
Norte de Europa (lat. 55 - 70°)	0,65 – 0,8
Europa Central (lat. 45 - 55°)	0,75 – 0,9
Sur de Europa (lat. 35 - 45°)	0,85 – 1,0

*Fuente: diapositivas de la asignatura Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia (ETSII UPV)*

Teniendo en cuenta los datos anteriores, se ha elegido un valor de 0,85, pues se trata de una instalación en el sur de Europa (latitud 35-45°). Con esto, se puede calcular la potencia máxima de entrada en DC al inversor como:

$$P_{DC\_MAX} = F_s \cdot P_{GFV\_MAX} = 0,85 \cdot 112,8kWp = 95,88kWp \quad (2.2)$$

Donde:

- $P_{DC\_MAX}$ : es la potencia del inversor máxima en DC
- $F_s$ : es el factor de dimensionado del inversor

Se concluye entonces, que la instalación fotovoltaica constará de 1 inversor central de 100 kW de potencia nominal. Así, se puede establecer lo siguiente:

- La potencia nominal del inversor no será superior a 1,3 veces la potencia pico del generador fotovoltaico, límite que no debe superarse para mantener una producción óptima.
- La potencia nominal de la instalación es el resultante de sumar la potencia nominal de todos los inversores, resultando un total de 100 kWn.
- La potencia pico total, es la suma de la potencia pico de todos los módulos fotovoltaicos de la instalación: la instalación se comprende de un total de 480 módulos fotovoltaicos de 235 W, obteniendo un total de 112.800 Wp resultando un incremento sobre la potencia nominal de un 1,13.

### 2.1.2. Número de módulos en serie

El número de módulos que se pueden conectar en serie depende fuertemente de las características del inversor fotovoltaico utilizado, concretamente, de la tensión de entrada máxima admitida por el inversor, que no ha de ser superada por la máxima tensión del campo fotovoltaico. A partir de este criterio puede calcularse el número de módulos a conectar en serie, pues debe cumplirse que:

$$N_{S\_MAX} \leq \frac{V_{DC\_MAX}}{V_{MOD\_OC}(G_{STC}, T_{MIN})} \quad (2.3)$$

Siendo:

- $N_{S\_MAX}$ : número máximo de módulos conectados en serie
- $V_{DC\_MAX}$ : tensión de entrada máxima del inversor
- $V_{MOD\_OC}(G_{STC}, T_{MIN})$ : tensión máxima que puede alcanzarse en un módulo fotovoltaico. La tensión máxima del módulo se produce en circuito abierto, con la mayor irradiancia (STC), es decir 1000 W/m<sup>2</sup>, y con la menor temperatura esperable. Su valor se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$V_{MOD\_OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = V_{MOD\_OC-STC} + \beta_V \cdot (T_{MIN} - 25^{\circ}C) \quad (2.4)$$

Donde:

- $V_{MOD\_OC-STC}$ : es la tensión en circuito abierto del módulo en condiciones estándar de medida (CEM), 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia y 25 °C. 36,6 V para el módulo REC seleccionado.
- $\beta_V$ : coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto, cuyo valor es -0,09882 V/°C para el módulo REC de 235 W.
- $T_{MIN}$ : es la temperatura mínima esperable para el módulo. Su valor depende de la ubicación de la instalación y se considerará como -10 °C.

Así, se tendrá que la tensión máxima del módulo resulta en:

$$V_{MOD\_OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = 36,6 V + \left(-0,09882 \frac{V}{^{\circ}C}\right) \cdot (-10^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 40,06 V$$

Teniendo este dato, puede introducirse en la ecuación (2.3), junto con el dato de catálogo del inversor Ingeteam para  $V_{DC\_MAX}$ , de 900 V, obteniéndose como resultado el número máximo de módulos a conectar en serie:

$$N_{S\_MAX} \leq \frac{900}{40,06} = 22,47 \text{ módulos}$$

Se considera un máximo de 22 módulos a conectar en serie, para asegurar que en vacío y en situaciones extremas no se van a alcanzar condiciones de funcionamiento que pongan el peligro el estado del inversor.

Debe asegurarse también que la mínima tensión del generador fotovoltaico sea siempre superior a la mínima tensión de funcionamiento del seguidor del punto de máxima potencia del inversor (PMP). Con esto puede establecerse un límite mínimo para el número de módulos que deberían conectarse en serie, de forma que se cumpla lo siguiente:

$$N_{S\_MIN} \geq \frac{V_{MPPT\_MIN}}{V_{MOD\_MPP}(G_{STC}, T_{MAX})} \quad (2.5)$$

Siendo:

- $N_{S\_MIN}$ : el número mínimo de módulos en serie
- $V_{MPPT\_MIN}$ : la tensión mínima del sistema de seguimiento del PMP del inversor
- $V_{MOD\_MPP}(G_{STC}, T_{MAX})$ : la tensión mínima que puede alcanzarse en el módulo fotovoltaico, su valor se da en el punto de máxima potencia del módulo, bajo condiciones de 1000 W/m<sup>2</sup> y máxima temperatura esperable  $T_{MAX}$ . Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$V_{MOD\_MPPT}(G_{STC}, T_{MAX}) = V_{MOD\_PMP} + \beta_V \cdot (T_{MAX} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) \quad (2.6)$$

Siendo:

- $V_{MOD\_PMP}$ : la tensión del módulo en el punto de máxima potencia, con un valor de 29,5 V para el módulo elegido.
- $\beta_V$ : coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto, cuyo valor es -0,09882 V/°C para el módulo REC de 235 W.
- $T_{MAX}$ : la temperatura máxima esperable que alcance el módulo. Por la ubicación de la instalación puede considerarse de 70 °C, como valor conservador para realizar los cálculos.

Con esto se obtiene la tensión mínima que se alcanzará en el módulo como:

$$V_{MOD\_MPP}(G_{STC}, T_{MAX}) = 29,5 + \left(-0,09882 \frac{V}{^\circ\text{C}}\right) \cdot (70 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) = 25,05 \text{ V}$$

Sabiendo que la tensión mínima del sistema de seguimiento del PMP del inversor,  $V_{MPPT\_MIN}$ , es de 405V y teniendo el valor de  $V_{MOD\_MPP}(G_{STC}, T_{MAX})=25,05$  V, se puede volver a la ecuación (2.5) para establecer el número mínimo de módulos en serie.



$$N_{S\_MIN} \geq \frac{405 V}{25,05 V} = 16,17 \text{ módulos}$$

Por lo tanto el número mínimo de módulos que se deberían conectar en serie es de 17 unidades.

Teniendo estos dos límites, deberá elegirse un número de módulos a conectar en serie comprendido entre 17 y 22. Para determinarlo, una vez se calcule el número de módulos que deben conectarse en paralelo, se realizará un estudio con las posibles configuraciones y se elegirá la más adecuada.

### 2.1.3. Número de módulos en paralelo

Una vez se ha establecido el rango dentro del que debe quedar el número de módulos conectados en serie, se ha de calcular el número de módulos en paralelo que pueden conectarse para obtener la potencia deseada y cumplir con las condiciones que permitan el correcto funcionamiento.

Para determinar el número de módulos que pueden conectarse en paralelo, se ha de tener en cuenta la condición de que la máxima corriente del campo fotovoltaico sea inferior a la máxima corriente de entrada al inversor. Esta condición se impone mediante la siguiente expresión, que permite saber el número máximo de strings que pueden colocarse en paralelo:

$$N_P \leq \frac{I_{DC\_MAX}}{I_{MOD\_SC}(T_{MAX})} \quad (2.7)$$

Siendo:

- $I_{DC\_MAX}$ : la corriente máxima de entrada al inversor, para el modelo Ingeteam elegido es de 260A.
- $I_{MOD\_SC}(T_{MAX})$ : es la corriente máxima que puede entregar el módulo. Este parámetro se corresponde con la corriente de cortocircuito del módulo cuando se dan condiciones de temperatura máxima. Su valor se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$I_{MOD\_SC}(T_{MAX}) = I_{MOD\_SC\_STC} + \alpha_I \cdot (T_{MAX} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) \quad (2.8)$$

Donde:

- $I_{MOD\_SC\_STC}$ : es la corriente de cortocircuito del módulo bajo condiciones STC, es decir 1000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C. Su valor es de 8,66 A.
- $\alpha_I$ : coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito. Su valor es de 0,0020784 A/°C
- $T_{MAX}$ : la temperatura máxima esperable que alcance el módulo. Por la ubicación de la instalación puede considerarse de 70 °C, como valor conservador para realizar los cálculos.

Con ello se obtiene una corriente de:

$$I_{MOD\_SC}(T_{MAX}) = 8,66 + 0,00208 \cdot (70 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) = 8,75 A$$

Aplicando este resultado a la ecuación (2.7), se tiene un máximo de strings a conectar en paralelo de 29 unidades.

$$N_P \leq \frac{260 A}{8,75 A} = 29,70 \text{ módulos}$$

Conociendo estos dos datos  $17 \leq N_s \leq 22$  módulos y  $N_p \leq 29$  strings, se han planteado las diferentes alternativas que permiten cumplir ambos criterios, para determinar, a partir de estos cálculos, la mejor combinación. En la siguiente tabla se recogen todas las posibilidades contempladas:

*Tabla 2.2. Opciones para la elección del número de módulos en serie y paralelo*

NS	NP	NMOD	PGFV	VGfV_MPP_STC	VGfV_MPP_MIN	VGfV_DC_MAX	IGfV_MAX
17	28	476	111860	501.50	425.90	622.20	247.16
18	27	486	114210	531.00	450.96	658.80	233.43
19	25	475	111625	560.50	476.01	695.40	221.14
20	24	480	112800	590.00	501.06	732.00	210.08
21	23	483	113505	619.50	526.12	768.60	200.08
22	22	484	113740	649.00	551.17	805.20	190.99

En esta tabla se han empleado las siguientes expresiones para calcular los parámetros:

$$N_p = \frac{N_{MOD}}{N_s} \quad (2.9)$$

$$V_{GFV\_MPP\_STC} = N_s \cdot V_{MOD\_PMP} \quad (2.10)$$

$$V_{GFV\_MPP\_MIN} = N_s \cdot V_{MOD\_MPP}(G_{STC}, T_{MAX}) \quad (2.11)$$

$$V_{GFV\_DC\_MAX} = N_s \cdot V_{MOD\_OC\_STC} \quad (2.12)$$

$$I_{GFV\_MAX} = N_p \cdot I_{MOD\_SC\_STC} \quad (2.13)$$

Teniendo en cuenta los criterios que se han ido estableciendo en los cálculos anteriores, se asegura, como se puede comprobar en los resultados obtenidos en la tabla, que existe un acoplamiento correcto entre el generador fotovoltaico y el inversor, pues se cumplen las siguientes condiciones:

- La máxima tensión del campo fotovoltaico debe ser inferior a la máxima tensión de entrada al inversor,  $V_{DC\_MAX}$ .
- La mínima tensión del campo fotovoltaico ha de ser mayor que la mínima tensión de funcionamiento del seguidor del punto de máxima potencia (PMP) del inversor,  $V_{MPPT\_MIN}$ .
- La máxima corriente del campo fotovoltaico debe ser inferior a la máxima corriente de entrada al inversor,  $I_{DC\_MAX}$ .

Siguiendo estas premisas, y con el objetivo de utilizar la máxima capacidad del inversor a un rendimiento óptimo, se diseñan finalmente un sistema de generación asociado al inversor, con 24 strings en paralelo, de 20 módulos conectados en serie cada uno, dando lugar a un total de 480 módulos instalados que componen el generador fotovoltaico.

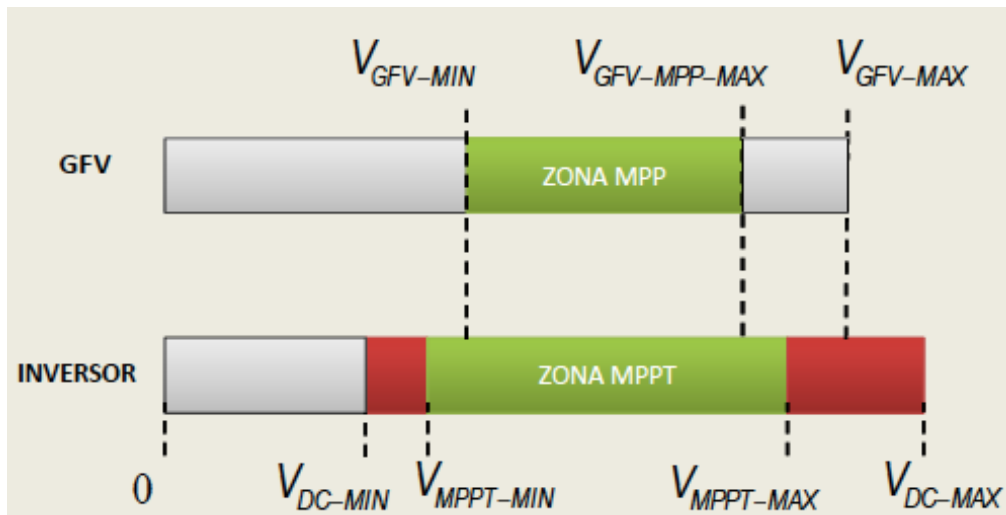


Figura 2.1. Acoplamiento entre el generador fotovoltaico y el inversor.

Fuente: diapositivas de la asignatura Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia (ETSII UPV)

## 2.2. Secciones de cableado

La instalación fotovoltaica objeto de este trabajo se ha diseñado cumpliendo con todas las especificaciones técnicas contenidas en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre. Asimismo, se cumplen todas las condiciones expuestas en el REBT.

El dimensionamiento y selección del cableado consiste en determinar el tipo de cable y la sección que se debe instalar, de acuerdo con el más restrictivo de los siguientes criterios: Criterio Térmico y Criterio de Caída de Tensión Máxima. El primero está relacionado con la corriente máxima admisible por el cable, mientras que el segundo hace referencia a la caída de tensión (c.d.t.) admisible en un tramo concreto de éste, debida a la resistencia parásita del cable y que provoca pérdidas en la potencia transmitida, por lo que deberá ser lo menor posible. Ambas condiciones están basadas en el calor emitido a través del cable debido al efecto Joule, calor que no debe superar el límite máximo que puede soportar el cable, de forma que siempre se elige la mayor sección resultante de hacer los cálculos siguiendo los dos criterios anteriores.

Existen diversas normativas que establecen el límite de c.d.t. máxima en cada tramo de cableado. El más restrictivo, de la norma ASIF, establece un 1,5% de c.d.t. máxima en toda la instalación, con un 1% en el tramo de corriente continua (CC) y un 0,5% en la parte de corriente alterna (CA). Existe un criterio del ITC-BT-40 que marca un 1,5% de c.d.t. máxima en el tramo de CA, y otro del IDAE, según el cual el máximo se establece en 1,5% pero en el lado de CC.

Todos estos criterios son válidos y pueden combinarse entre sí. De esta forma, para la instalación diseñada se elige un límite bastante laxo, combinando las normas del IDAE y de la ITC. Así, se tiene un máximo del 1,5% de c.d.t. para el cable de continua, que incluye tanto el tramo entre los módulos fotovoltaicos y los cuadros de conexión de CC, como desde estos a los inversores; y un límite del 1,5% de c.d.t. en el tramo de CA. En cuanto al lado de CC, se marca un máximo de 1,2% en la primera parte (strings-cuadro CC) y un 0,3% en la segunda (cuadro CC-inversor), pues esta distribución no viene establecida por normativa.

### 2.2.1. Tramo de CC

#### 2.2.1.1. Cableado de strings

Este tramo de cableado incluye el cable existente entre módulos fotovoltaicos, así como el que se instala desde el final de cada rama hasta el cuadro de conexiones de CC.

Para conectar el cableado entre los módulos que constituyen un mismo string, se empleará el conector rápido MC que llevan incorporado, de longitud 1.100 mm y 4 mm<sup>2</sup> de sección.

Se procede a dimensionar su sección en base a los dos criterios expuestos anteriormente.

#### **Criterio de c.d.t. máxima**

Tras llevar a cabo el diseño de la instalación, y obtener las longitudes para el tramo de cable a estudiar, la condición de la c.d.t. máxima permite calcular la sección mínima de este cable para asegurar que no se supere el límite máximo de c.d.t., en este caso, un 1,2%.

La expresión que permite determinar esa sección para el cableado de strings es la siguiente:

$$S_{string} = \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{MOD\_MPP\_STC}}{\frac{\Delta V_{string}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{string}} \quad (2.14)$$

Donde:

- $L_{string}$ : es la longitud desde el último módulo de la rama a la conexión del cuadro de CC.
- $I_{MOD\_MPP\_STC}$ : es la intensidad máxima que circula por un string. Su valor se corresponde con la corriente de un módulo en el PMP, bajo condiciones estándar de medición (1000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C).  $I_{MOD\_MPP\_STC}=8,06$  A
- $\Delta V_{string}$ : caída de tensión máxima aceptable según el criterio establecido, en valor porcentual.
- $\sigma(T_{MAX})$ : conductividad del cobre a una temperatura máxima. Este es un criterio conservador, pues las condiciones de temperatura estándar y la de temperatura máxima no pueden ser simultáneas. Se tomará su valor para una temperatura de 90°C.  $\sigma(T_{MAX})=45,49 \Omega^{-1} \cdot m/mm^2$
- $V_{string}$ : tensión de la rama. Se calcula como el producto del número de módulos conectado en serie en un string (20 módulos) por la tensión del módulo en el punto de máxima potencia, bajo condiciones estándar de irradiancia y temperatura (29,5V).  $V_{string}=590V$

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos para los 24 strings que conforman el generador fotovoltaico completo. El sistema de identificación mediante nombramiento de cada rama puede comprobarse en el plano de 03. Distribución eléctrica, adjunto al trabajo en el apartado correspondiente.

*Tabla 2.3: Cálculos para la sección del cableado de string según criterio de c.d.t. admisible*

<b>CABLEADO DE STRING</b>								
Serie #	Longitud (m)	Tensión(V)	$\sigma$ ( $\Omega \cdot 1 \cdot m/mm^2$ )	Intensidad (A)	C.d.t max (%) 1.2 %	Sección(mm <sup>2</sup> )	Smin normal (mm <sup>2</sup> )	C.d.t con Sección empleada (%)
S1	27.46	590	45.49	8.06	1.2	1.37	4	0.412
S2	47.64	590	45.49	8.06	1.2	2.38	4	0.715
S3	67.94	590	45.49	8.06	1.2	3.40	4	1.020
S4	31.48	590	45.49	8.06	1.2	1.58	4	0.473
S5	51.45	590	45.49	8.06	1.2	2.58	4	0.773
S6	71.49	590	45.49	8.06	1.2	3.58	4	1.073
S7	72.99	590	45.49	8.06	1.2	3.65	4	1.096
S8	86.39	590	45.49	8.06	1.2	4.32	6	0.865
S9	95.08	590	45.49	8.06	1.2	4.76	6	0.952
S10	23.71	590	45.49	8.06	1.2	1.19	4	0.356
S11	29.1	590	45.49	8.06	1.2	1.46	4	0.437
S12	75.23	590	45.49	8.06	1.2	3.77	4	1.130
S13	53.08	590	45.49	8.06	1.2	2.66	4	0.797
S14	50.83	590	45.49	8.06	1.2	2.54	4	0.763
S15	53.19	590	45.49	8.06	1.2	2.66	4	0.799
S16	68.57	590	45.49	8.06	1.2	3.43	4	1.030
S17	77.97	590	45.49	8.06	1.2	3.90	4	1.171
S18	91.16	590	45.49	8.06	1.2	4.56	6	0.913
S19	95.15	590	45.49	8.06	1.2	4.76	6	0.952
S20	99.01	590	45.49	8.06	1.2	4.96	6	0.991
S21	109.08	590	45.49	8.06	1.2	5.46	6	1.092
S22	119.08	590	45.49	8.06	1.2	5.96	6	1.192
S23	99.06	590	45.49	8.06	1.2	4.96	6	0.992
S24	88.91	590	45.49	8.06	1.2	4.45	6	0.890

A la vista de los resultados obtenidos en la tabla de cálculos, se obtiene una sección mínima comercial de 4 mm<sup>2</sup> en parte de las ramas, y para el resto de strings se exige una sección mínima de 6 mm<sup>2</sup>.

### **Criterio Térmico**

Atendiendo a este criterio, se dimensiona la sección del cableado de tal manera que su intensidad máxima admisible supere en un 25% a la corriente máxima que puede llegar a circular en el tramo de cableado seleccionado. Esta condición viene recogida en la norma UNE 20460-7-712.

En la Tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 de marzo de 2015, se recogen las intensidades máximas admisibles en cable fotovoltaico de CC, en función de la sección. Estos valores pueden aplicarse al cálculo de la sección para el cableado de string,

El cable elegido, por su sección, presentará una intensidad máxima admisible que cumpla la siguiente condición:

$$I_{CAB\_STRINGS} \geq 1,25 \cdot I_{MOD\_SC\_STC} \quad (2.15)$$

Donde  $I_{MOD\_SC\_STC}$  es la corriente de cortocircuito del módulo en condiciones estándar de medida, y representa la corriente máxima que puede circular por un string. Para el panel de REC235PE su valor es de 8,66 A, de forma que la corriente máxima en el tramo de cableado de string será:

$$I_{CAB\_STRINGS} \geq 1,25 \cdot 8,66 = 10,825 \text{ A}$$

**Tabla 2.4. Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos**

Sección nominal $\text{mm}^2$	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie 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
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).  
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

**Fuente: Tabla A.3 UNE EN 50618:2015**

Aunque de la tabla anterior se extraen valores de 52 A y 67 A para la corriente máxima admisible en un cable de 4 mm<sup>2</sup> y 6 mm<sup>2</sup> sobre superficie respectivamente, esta magnitud se debe corregir mediante factores de reducción relacionados con la agrupación de varios cables o la temperatura de operación, que reducirán la capacidad de transporte del conductor. A continuación se expone la expresión que los contiene y la descripción de sus variables.

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot I_0 \quad (2.16)$$

Siendo:

- $I_z$ : la corriente máxima admisible por el cableado
- $I_0$ : la corriente máxima admisible en el conductor en servicio permanente a 60 °C, es el valor extraído de la Tabla 2.4
- $K1$ : factor de corrección para cables agrupados sobre una superficie. La Tabla B.52.27 de la norma UNE HD 60364-5-52 recoge su valor según el número de circuitos o cables multipolares de la instalación. En este caso, se elige el tramo final antes del cuadro de conexiones para

realizar el dimensionado, donde llega agrupado el cableado correspondiente a las 24 ramas. Según la Tabla 2.6, para la situación de 20 o más circuitos sobre superficie, el valor del factor es de 0,38.

- K2: el coeficiente de corrección por temperatura de operación distinta a 60 °C. En el criterio anterior de cálculo de sección, c.d.t. máxima admisible, se ha considerado una temperatura máxima de 90 °C, por lo que el valor de este factor para ese rango de operación, según la Tabla A.4 de UNE-EN 50618, es de 0,75.

**Tabla 2.5: Factores de conversión de la intensidad admisible para las diferentes temperaturas ambiente**

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Fuente: Tabla A.4 UNE EN 50618:2015

**Tabla 2.6: Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o para un grupo de más de un circuito, o más de un cable multipolar.**

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares													Para usarse con las corrientes admisibles, referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20		
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F	

Fuente: Tabla B.52.17 UNE HD 60364-5-52:2011

Con todo ello, se tiene que:

$$I_Z = K1 \cdot K2 \cdot I_0 = 0,38 \cdot 0,75 \cdot 52 A = 14,82 A$$

$$I_Z = K1 \cdot K2 \cdot I_0 = 0,38 \cdot 0,75 \cdot 67 A = 19,09 A$$

Estos valores de intensidad siguen siendo superiores a la corriente máxima admisible calculada para el tramo de cableado de strings, 10,825 A, por lo que se elegirá una sección de 4 mm<sup>2</sup>, para los strings en los que se permite por criterio de c.d.t. admisible y de 6 mm<sup>2</sup>, para aquellos en los que se exige ese dimensionado por el criterio de c.d.t.

Se puede concluir que con los conductores elegidos de 4 mm<sup>2</sup> y de 6 mm<sup>2</sup> de sección se respetan ambos criterios de cálculo. Por lo tanto, para el tramo de cableado de strings, se elegirá cable unipolar de cobre, con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC, y de sección de 4 mm<sup>2</sup> y 6 mm<sup>2</sup>.

### 2.2.1.2. Cableado entre el cuadro de conexión de CC y el inversor

En esta segunda parte del cableado de CC se incluyen los conductores que conectan el cuadro de conexiones de CC con el inversor.

Igualmente, se volverán a aplicar los dos criterios expuestos al principio.

#### Criterio de c.d.t. máxima

La expresión que permite dimensionar la sección mínima del conductor en función de la c.d.t. máxima admisible, es equivalente a la que se ha aplicado para el cableado de string, aunque alguna variable difiere ligeramente, pues en este caso se hace referencia a la agrupación de toda la corriente procedente del campo fotovoltaico. Así, la fórmula queda:

$$S_{CC-INV} = \frac{2 \cdot L_{CC-INV} \cdot N_P \cdot I_{MOD\_MPP\_STC}}{\frac{\Delta V_{CC-INV}(\%) \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{string}}{100}} \quad (2.17)$$

Donde:

- $L_{CC-INV}$ : es la longitud desde la salida del cuadro de CC hasta el inversor.  $L_{CC-INV}=6$  m
- $I_{MOD\_MPP\_STC}$ : es la intensidad máxima que circula por un string. Su valor se corresponde con la corriente de un módulo en el PMP, bajo condiciones estándar de medición (1000 W/m<sup>2</sup> y 25°C).  $I_{MOD\_MPP\_STC}=8,06$  A
- $N_P$ : es el número de strings conectados en paralelo. El producto de esta variable con la  $I_{MOD\_MPP\_STC}$  dará como resultado la intensidad máxima que circulará por el conductor.  $N_P=24$
- $\Delta V_{CC-INV}$ : caída de tensión máxima aceptable para este tramo según el criterio establecido, en valor porcentual.  $\Delta V_{CC-INV}$ : 0,3%
- $\sigma(T_{MAX})= 45,49 \Omega^{-1} \cdot m/mm^2$
- $V_{string}=20 \cdot 29,5$  V=590 V

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos para la sección mínima según la c.d.t. máxima establecida:

**Tabla 2.7: Cálculos para la sección del cableado de agrupación según criterio de c.d.t. admisible**

CABLEADO CUADRO DE CC-INVERSOR							
Longitud (m)	$N_P \cdot I_{MOD\_MPP\_STC}(A)$	$\sigma (\Omega^{-1} \cdot m/mm^2)$	$V_{string}$ (V)	C.d.t max (%) 0.3 %	Sección(mm <sup>2</sup> )	Smin normal (mm <sup>2</sup> )	C.d.t con Sección empleada (%)
6	193.44	45.49	590	0.3	28.83	50	0.173

A partir de la Tabla 2.9, se obtiene la sección comercial inmediatamente superior a la extraída del cálculo anterior, resultando en 35 mm<sup>2</sup>, cuya intensidad máxima admisible sería de 164 A.

#### Criterio térmico

Siguiendo el procedimiento explicado anteriormente, se considera que en este tramo de cableado el conductor tendrá que admitir una corriente de:



$$I_{CC-INV} \geq 1,25 \cdot I_{CC-INV_{MAX}} \quad (2.18)$$

Siendo la  $I_{CC-INV_{MAX}}$  el resultado de multiplicar el número de strings conectados en paralelo por la corriente de cortocircuito de un módulo medida en condiciones estándar de radiación y temperatura. Así se obtendrá la corriente en las condiciones más desfavorables, es decir, la máxima que puede circular por el cableado que conecta el cuadro de CC con el inversor. Resultará:




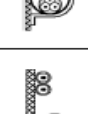
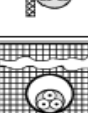

$$I_{CC-INV_{MAX}} = N_P \cdot I_{MOD_{SC_{STC}}} = 24 \cdot 8,66 A = 207,84 A \quad (2.19)$$

Por lo tanto, la corriente máxima admisible en el tipo de conductor seleccionado tendrá que cumplir que:

$$I_{CC-INV} \geq 1,25 \cdot 207,84 A = 259,8 A$$

La instalación de este tramo de cableado se hace en tubo de PVC, tanto en el tramo sobre la cubierta del edificio como en el de conexión hasta el inversor. Según este método de instalación, se busca en la Tabla B.52.1 de la norma UNE HD 60364-5-52, concretamente en el apartado para el sistema de instalación B1, para determinar la sección comercial de este tramo de cableado. En la siguiente tabla de la misma norma se muestran los métodos de referencia:








*Tabla 2.8: Métodos de instalación de referencia para determinar corrientes admisibles*

Método de instalación de referencia		Tabla y columna							
		Corrientes admisibles para los circuitos simples						Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento
		Aislamiento termoplástico		Aislamiento termoestable		Aislamiento mineral			
		Número de conductores aislados		2	3	2	3	2 y 3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo en una pared térmicamente aislante	A1	B.52.2 Col. 2	B.52.4 Col. 2	B.52.3 Col. 2	B.52.5 Col. 2	-	B.52.14	B.52.17
	Cable multipolar en un tubo en una pared térmicamente aislante	A2	B.52.2 Col. 3	B.52.4 Col. 3	B.52.3 Col. 3	B.52.5 Col. 3	-	B.52.14	B.52.17 Excepto D (aplica la tabla B.52.19)
	Conductores aislados (cables unipolares) en un tubo sobre una pared de madera	B1	B.52.2 Col. 4	B.52.4 Col. 4	B.52.3 Col. 4	B.52.5 Col. 4	-	B.52.14	B.52.17
	Cable multipolar en un tubo sobre una pared de madera	B2	B.52.2 Col. 5	B.52.4 Col. 5	B.52.3 Col. 5	B.52.5 Col. 5	-	B.52.14	B.52.17
	Cable unipolar o multipolar sobre una pared de madera	C	B.52.2 Col. 6	B.52.4 Col. 6	B.52.3 Col. 6	B.52.5 Col. 6	Cubierta 70 °C B.52.6 Cubierta 105 °C B.52.7	B.52.14	B.52.17
	Cable multipolar en conductos en el suelo	D	B.52.2 Col. 7	B.52.4 Col. 7	B.52.3 Col. 7	B.52.5 Col. 7	-	B.52.15	B.52.19

Fuente: Tabla B.52.1 Norma UNE HD 60364-5-52:2011

De la Tabla 2.9, correspondiente a la Tabla B.52.3 de la norma UNE HD 60364-5-52, se extrae el valor de la sección de cable cuya intensidad admisible supera el valor de 259,8 A calculado, siendo la mínima sección que cumple esto la de 95 mm<sup>2</sup>, con una corriente máxima admisible de 306 A, para el método de instalación B1.

*Tabla 2.9: Corrientes admisibles. Temperatura ambiente: 30 °C*

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
							
	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

*Fuente: Tabla B.52.3 Norma UNE HD 60364-5-52:2011*

El criterio térmico es más restrictivo, por lo que se utilizará para este tramo cable de Cu con cubierta de PVC, aislamiento de XLPE y sección de 95 mm<sup>2</sup>.

### 2.2.2. Tramo de AC

Hace referencia al cableado que conecta la salida del inversor, en corriente alterna (CA), con la entrada al cuadro de protección y medida de CA, y discurre bajo tubo enterrado, descripción que aparece en la norma UNE HD 60364-5-52 como método de instalación D (Tabla 2.8). Para dimensionar este tramo de cableado se tendrán en cuenta, por lo tanto, las especificaciones establecidas en esta norma.

Siguiendo el mismo procedimiento que en puntos anteriores, se aplican los siguientes criterios:

#### Criterio de c.d.t. máxima

De forma similar a los cálculos realizados en el tramo de CC, la expresión que permite calcular la sección mínima para garantizar que no se supere la c.d.t. máxima establecida, en el caso de una red trifásica es:

$$S_{CA-3f} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{INV\_CA} \cdot \cos \varphi}{\frac{\Delta V_{CA}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{línea}} \quad (2.20)$$

Siendo:

- $L_{CA}$ : la longitud del tramo de cableado de CA.  $L_{CA}= 21$  m
- $I_{N\_INV\_CA}$ : la intensidad nominal de salida del inversor, en CA.  $I_{N\_INV\_CA}= 161$  A
- $\cos \varphi$ : factor de potencia que puede fijarse desde el inversor.  $\cos \varphi = 1$  ( $\varphi =0$ )
- $\Delta V_{CA}$ : caída de tensión máxima aceptable para este tramo según el límite establecido por el IDAE, en valor porcentual.  $\Delta V_{CA}$ : 1,5 %
- $\sigma$  ( $T_{MAX}$ )= 45,49  $\Omega^{-1}\cdot m/mm^2$
- $V_{línea}$ : tensión entre fases de la red a la que se conecta la instalación.  $V_{línea}= 400$  V

La siguiente tabla muestra los cálculos realizados y el resultado obtenido para la sección del cableado de CA:

*Tabla 2.10: Cálculos para la sección del cableado de CA según criterio de c.d.t. admisible*

CABLEADO DE CA							
Longitud (m)	$I_{N\_INV\_CA}(A)$	$\sigma$ ( $\Omega^{-1}\cdot m/mm^2$ )	$V_{línea}$ (V)	C.d.t max (%) 1.5 %	Sección(mm <sup>2</sup> )	Smin normal (mm <sup>2</sup> )	C.d.t con Sección empleada (%)
21	161	45.49	400	1.5	21.46	50	0.743

La sección comercial inmediatamente superior a la que se ha obtenido es de 50 mm<sup>2</sup>, para asegurar que se respeta el límite de c.d.t. máxima determinado por el IDAE.

#### Criterio térmico

El conductor seleccionado tendrá que admitir una intensidad de valor, según la ITC-BT-40:

$$I_{CAB\_CA} \geq 1,25 \cdot I_{N\_INV\_CA} \quad (2.21)$$

Sustituyendo las variables conocidas en la expresión anterior se obtiene:

$$I_{CAB\_CA} \geq 1,25 \cdot 161 A = 201,25 A$$

Conociendo las condiciones de instalación y operación en el tramo de CA, y el valor de la intensidad que debe admitir el cable seleccionado, se procede a extraer la sección adecuada de la Tabla 2.9 donde el cable enterrado bajo tubo se corresponde con el método de instalación D según la Tabla 2.8. Esta tabla contiene valores para una temperatura del terreno de 20°C, por lo que se corregirá su valor para 25°C (condiciones más desfavorables) según los factores de la Tabla B.52.15 de la norma UNE HD 60364-5-52.

*Tabla 2.11: Factores de corrección para temperaturas del terreno diferentes a 20 °C*

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

*Fuente: Tabla B.52.15 Norma UNE HD 60364-5-52:2011*

Aplicando un factor de 0,96 a la intensidad máxima admisible extraída de la Tabla 2.9, si se selecciona una sección de 95 mm<sup>2</sup>, se obtendrá una intensidad admisible por el cable  $I_2 = 0,96 \cdot 239 = 229,44$  A, superior al valor de corriente que debe superar el cable calculado.

El tramo de cableado de CA que se está dimensionando se compone de tres conductores de fase y un neutro. La Tabla 1 de la ITC-BT-07 permite determinar la sección del conductor del neutro. Aunque la tabla hace referencia a las líneas de instalaciones de distribución de baja tensión (B.T) enterradas, se asumirán los mismos valores, pues no existen datos específicos para el caso de una línea de CA de una instalación de generación en baja tensión.

*Tabla 2.12: sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase*

Conductores fase (mm <sup>2</sup> )	Sección neutro (mm <sup>2</sup> )
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

*Fuente: Tabla 1 ITC-BT-07*

El tramo de cableado de CA instalado estará constituido por una línea trifásica de 3 conductores de 95 mm<sup>2</sup> de sección y un neutro de 50 mm<sup>2</sup>.

## 2.3. Cálculo de los tubos de protección

### 2.3.1. Tubo para el tramo de CC

Para proteger el tramo de cableado que conecta la salida del cuadro de conexiones de CC con el inversor se utilizará tubo de PVC.

La Tabla 2 de la ITC-BT-21 del REBT contiene los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores instalados, para el caso de cableado en tubos sobre superficie.

*Tabla 2.13: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir*

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	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	--	--	--

*Fuente: Tabla 2 Guía BT-21*

A partir de estos datos, se busca el valor del diámetro de tubo adecuado para alojar un sólo conductor unipolar de 95 mm<sup>2</sup> de sección. Se concluye, a la vista de los valores presentes en la tabla, que será necesario utilizar tubos de 32 mm de diámetro exterior que contengan el cableado que une el cuadro de conexiones de CC con la entrada del inversor.

### 2.3.2. Tubo para el tramo de AC

La Tabla 9 de la ITC-BT-21 del REBT, expuesta a continuación, muestra los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores instalados, en la situación de cables enterrados, que se corresponde con la zanja que contiene el tramo de cableado de CA.

*Tabla 2.14: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir*

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

*Fuente: Tabla 2 Guía BT-21*

Teniendo en cuenta que en este tramo de cableado se instalan 4 conductores enterrados bajo tubo de 95 mm<sup>2</sup> de sección (excepto el neutro que será de 50 mm<sup>2</sup>, aunque se incluye aquí en el mismo tubo), el diámetro mínimo de tubo a elegir será de 140 mm, sin embargo, por razones comerciales, se selecciona tubo de 160 mm<sup>2</sup>.

Cabe decir que la construcción de la zanja donde irán alojados estos tubos se hará de acuerdo con las recomendaciones de REBT:

- Los tubos se situarán a una profundidad mínima de 60 cm
- Se dejará un recubrimiento superior mínimo de 6 cm
- Se dejará un recubrimiento inferior mínimo de 3 cm

## 2.4. Cálculo de las protecciones

En este apartado se procede a realizar los cálculos necesarios para el dimensionado del conjunto de elementos de protección que requiere la instalación fotovoltaica proyectada, y que determinarán la selección posterior de los equipos que garanticen el cumplimiento de las especificaciones establecidas por la normas.

### 2.4.1. Protecciones en el tramo de CC

Es la parte comprendida entre el campo fotovoltaico y el inversor, incluyendo todas las protecciones que en este tramo se requieren.

#### 2.4.1.1. Protecciones frente a cortocircuitos y sobrecargas

La corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico presenta un valor muy cercano a la máxima intensidad de su rango de funcionamiento normal, pues la  $I_{SC}=8,66$  A mientras que la  $I_{MPP}=8,06$  A. De ahí que el cortocircuito no suponga una situación de trabajo peligrosa para el generador fotovoltaico. Sin embargo, este defecto puede llegar a ser perjudicial cuando se conectan todas las series de un cuadro, pues un error en la conexión se daría en una única rama que llevaría todas las corrientes del

cuadro. La instalación debe incluir, según la norma EN 60269-6, fusibles tipo gPV normalizados en cada uno de los conductores (positivos y negativos), para evitar los efectos perjudiciales derivados de un defecto de este tipo.

Para garantizar el cumplimiento de la normativa correspondiente, se acude al REBT, concretamente a la ITC-BT-22, según la cual todo dispositivo de protección frente a sobrecargas ha de cumplir con las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (2.22)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (2.23)$$

Donde:

- $I_B$ : es la corriente de diseño de la línea, igual a la intensidad del módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia. Su valor es de 8,06 A
- $I_n$ : es la corriente nominal del fusible, cuyo valor se desea determinar.
- $I_Z$ : es la corriente máxima admisible por el conductor que se pretende proteger. Su valor se puede determinar con los datos del apartado de dimensionado del cableado y asciende a 39 A en el caso de 4 mm<sup>2</sup> de sección, y 50.25 A para el cableado de 6 mm<sup>2</sup> (según datos de la Tabla 2.4 y coeficiente de reducción de 0,75 extraído de la Tabla 2.5).
- $I_f$ : es la corriente que garantiza la actuación del dispositivo para un tiempo largo. Según la UNE EN 60269, se toma la magnitud para un fusible tipo gG con corriente nominal entre 4 A y 16 A. Por lo tanto, se tiene  $I_f=1,9 \cdot I_n$

Sustituyendo estos valores en las expresiones anteriores, se obtiene para los cables de 4 y 6 mm<sup>2</sup>:

$$8,06 A \leq I_n \leq 39 A$$

$$8,06 A \leq I_n \leq 50,25 A$$

$$1,9 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 39 A = 56,55 A \rightarrow I_n \leq 29,76 A$$

$$1,9 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 50,25 A = 72,86 A \rightarrow I_n \leq 38,34 A$$

Observando los valores obtenidos, se instalarán, en el lado de CC, fusibles tipo gPV de intensidad nominal de 15 A, poder de corte igual o superior a 10 kA y una tensión nominal superior al 125% de la tensión de circuito abierto del campo fotovoltaico, cuyo valor es 732 V.

Además de seleccionar dispositivos de protección que cumplan las condiciones relativas a sobrecargas, los fusibles elegidos para instalar en los strings fotovoltaicos deben también ser efectivos en la protección frente a cortocircuitos. Estos elementos deberán satisfacer, por lo tanto, las especificaciones de la GUÍA-BT-22, concretamente el cumplimiento de las siguientes expresiones:

$$P_{dc} \geq I_{cc,max} \quad (2.24)$$

$$I_S > I_{f5} \quad (2.25)$$

$$I_{cc\_min} > I_{f5} \quad (2.26)$$

Siendo:

- $P_{dc}$ : el poder de corte del fusible instalado
- $I_{cc\_max}$ : la máxima corriente de cortocircuito prevista en el punto de instalación
- $I_S$ : corriente de cortocircuito admisible. Representa la máxima corriente que puede soportar el cable durante 5 segundos sin deteriorarse. De la GUÍA-BT-22 se extrae la expresión:

$$I_S = k \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (2.27)$$

El valor del parámetro k de la expresión anterior en el caso del cable de cobre con aislamiento XLPE es de 143 (según la norma UNE 20460-4-43), la sección S es de 4 y 6 mm<sup>2</sup>, y si se considera una duración máxima del cortocircuito de 5 segundos, se obtiene:

$$I_S = 143 \cdot \frac{4}{\sqrt{5}} = 256 \text{ A}$$

$$I_S = 143 \cdot \frac{6}{\sqrt{5}} = 384 \text{ A}$$

- $I_{f5}$ : la corriente de fusión en 5 segundos del fusible seleccionado. Su valor para un fusible de 15A de corriente nominal es de 90 A.  
Con esto se comprueba el cumplimiento de la segunda condición, pues 256 A > 90 A y 384 A > 90 A.
- $I_{cc\_min}$ : la corriente mínima de cortocircuito. Se puede calcular su valor a partir de la expresión que aparece simplificada en la Guía BT Anexo 3:

$$I_{cc\_min} = \frac{0,8 \cdot U}{Z_L} \quad (2.28)$$

Donde:

- U: es la tensión de alimentación fase neutro, con valor igual a 230 V.
- $Z_L$ : es la impedancia de la línea, que se calcula para las condiciones de mayor temperatura del servicio, siendo estas las más desfavorables posibles. Su valor se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2} \quad (2.29)$$



Para cables cuya sección no supera los 120 mm<sup>2</sup>, se puede considerar despreciable el valor de la reactancia inductiva tanto en la línea como en el neutro, de forma que  $X_L \cong 0 \rightarrow Z_L = R_L$ . La resistencia de la línea puede obtenerse en  $\Omega$  como:

$$R_L = \frac{L \cdot \rho_{90^\circ C}}{S} \quad (2.30)$$

Siendo:

- L: representa la longitud de la línea. Para este parámetro se toma la longitud del string más alejado, siendo éste el caso más desfavorable, para asegurar el cumplimiento del resto.
- $\rho_{90^\circ C}$ : la conductividad del cobre a 90 °C, cuyo valor es 0,02198  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- S: la sección del conductor, siendo 4 mm<sup>2</sup> o 6 mm<sup>2</sup>

Sustituyendo parámetros se obtiene:

$$R_L = \frac{77,97 \text{ m} \cdot 0,02198 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}}{4 \text{ mm}^2} = 0,428 \Omega$$

$$I_{cc\_min} = \frac{0,8 \cdot 230 \text{ V}}{0,428 \Omega} = 421,40 \text{ A}$$

$$R_L = \frac{119,08 \text{ m} \cdot 0,02198 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}}{6 \text{ mm}^2} = 0,436 \Omega$$

$$I_{cc\_min} = \frac{0,8 \cdot 230 \text{ V}}{0,436 \Omega} = 421,74 \text{ A}$$

Se comprueba así, el cumplimiento de la tercera condición expuesta.

La última condición que queda por cumplir impone que  $P_{dc} \geq I_{cc\_max}$ . Se puede asegurar su cumplimiento puesto que el poder de corte normalmente es enormemente mayor al cortocircuito máximo que puede darse en el campo fotovoltaico. Ni siquiera en el caso de que toda la corriente del generador fotovoltaico confluyese en una única línea en el cuadro de CC. Concretamente, en el caso del fusible seleccionado, el poder de corte es como mínimo de 10 kA, por lo que se puede afirmar el cumplimiento de la especificación.

#### 2.4.1.2. Protección frente a sobretensiones

El dispositivo de protección elegido debe reducir las sobretensiones transitorias limitándolas a valores que sean admisibles por los dispositivos que quedan bajo su protección, según se indica en el ITC-BT-23. Para asegurar la protección del campo fotovoltaico frente a sobretensiones se equipará la instalación con un dispositivo Categoría II (se aplica a equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija) que cumpla con los siguientes criterios:

- El nivel de protección debe ser  $U_p < 2,5 \text{ kV}$ . Esto se debe a que los equipos instalados corresponden a la Categoría de sobretensión II.
- La tensión máxima de servicio permanente  $U_c$  debe ser superior a la tensión máxima permanente que puede aplicarse al dispositivo.
- La corriente nominal de descarga  $I_N$  deberá ser superior a los 5 kA con una forma de onda normalizada como 8/20  $\mu\text{s}$ , según lo establecido en la UNE HD 60364-5-534.

- La conexión entre el dispositivo de protección y tierra tendrá que realizarse con un conductor de cobre de sección superior a  $4 \text{ mm}^2$ , y se realizará entre el dispositivo y el borne de entrada de tierra de la instalación interior.

Los dispositivos de Categoría II se utilizan para eliminar sobretensiones inducidas no asociadas a corrientes de impacto directo de rayos. Se utilizan en la entrada de los cuadros de distribución y cuando el impacto directo del rayo es poco probable.

Siguiendo estas condiciones, se decide instalar un dispositivo de protección contra sobretensiones de Categoría II, con  $I_N = 20 \text{ kA}$  a curva  $8/20 \mu\text{s}$ ,  $U_P \leq 2,5 \text{ kV}$  y tensión  $U_C$  de  $1000 \text{ V}$ .

#### 2.4.1.3. Protección frente a contactos directos e indirectos. Puesta a tierra

El tipo de sistema que constituye la instalación proyectada, con todos los conductores activos aislados de tierra, es denominado por el REBT como sistema IT, de forma que el generador fotovoltaico se conectará a tierra en modo flotante, proporcionando unos niveles de protección correctos frente a contactos directos e indirectos.

En el REBT ITC-BT-08 aparece la definición de un sistema IT:

*“El esquema IT no tiene ningún punto de la alimentación conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación están conectadas directamente a tierra...”*

*... En este esquema la intensidad resultante de un primer defecto fase-tierra (masa), tiene un valor lo suficientemente reducido como para no provocar la aparición de tensiones de contacto peligrosas.”*

El Reglamento en la citada instrucción, asume el siguiente esquema en generación:

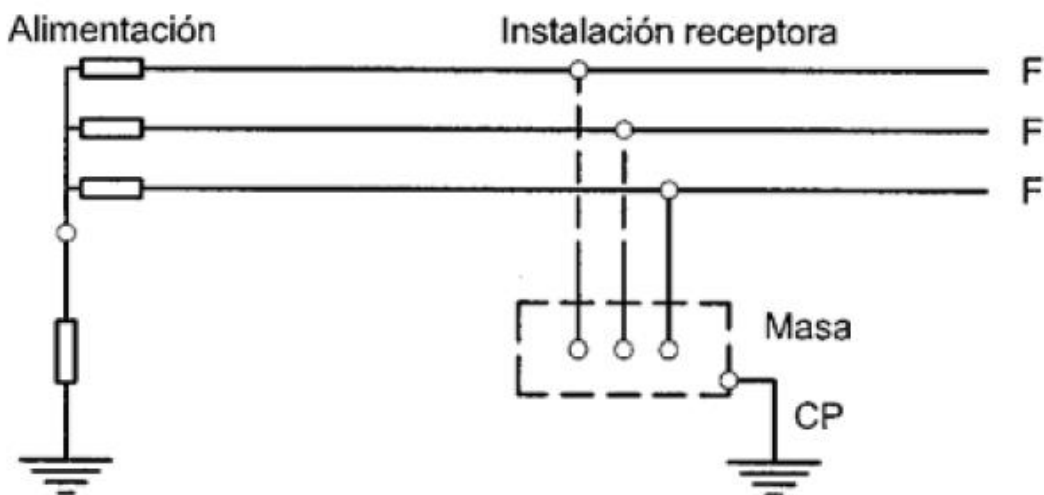


Figura 2.2: Sistema de puesta a tierra según sistema IT

Fuente: ITC-BT-08

Según el esquema, se asume un sistema de generación convencional trifásico equilibrado, con unión del neutro a tierra a través de impedancia elevada, lo que supone que ante un defecto la intensidad de defecto que se podría producir sería función la tensión nominal  $V_{F-N}$ , y la resistencia de bucle, que sería:  $R_B = R_T + R_N$ . Lo que quiere decir, que con una resistencia de neutro suficientemente elevada, se

tendría una corriente de defecto lo suficientemente pequeña, como para no generar tensiones de contacto peligrosas.

En el caso de la instalación diseñada, esa resistencia de neutro es equivalente al aislamiento existente entre cualquiera de los conductores activos y masa, que por reglamento, debe ser del orden de 1 MΩ. Lo que supone una corriente de defecto despreciable, ante un primer contacto de alguno de los dos bornes y masa.

Analizando el hipotético caso de un segundo defecto, de otra fase (otro borne), se produciría una corriente de cortocircuito, algo superior a la corriente nominal de la planta, generando tensiones de cortocircuito en los módulos, idealmente nulas.

En la norma UNE-HD 60364-4-41:2010 se recogen las especificaciones mínimas que debe cumplir un sistema de puesta a tierra bajo el esquema de instalación IT. A continuación se detalla su contenido.

En este tipo de instalaciones no se hace necesario la protección diferencial mediante un interruptor de desconexión con objeto de proteger ante una primera falta, pues no se generan tensiones de defecto que provoquen peligro. Sin embargo, resulta muy recomendable asegurar la equipotencialidad en masas susceptibles de ser simultáneamente accesibles, para asegurar la seguridad de las personas. Esto se consigue manteniendo la misma puesta a tierra simultánea para todas las masas de la instalación en la parte de continua.

En el esquema IT, se instalará un controlador de aislamiento como dispositivo de control y protección. Este dispositivo debe accionar una señal sonora y/o visual cuando se da una primera falta para permitir una desconexión inmediata que evite un segundo defecto que podría provocar tensiones de defecto peligrosas. Establece la norma que en caso de disponer de los dos tipos de señal, sonora y/o visual, la señal sonora podrá anularse, pero la visual deberá persistir mientras la falta exista. Al igual que en todas las instalaciones fotovoltaicas, el inversor realizará esta función en la instalación.

Por otro lado, deberán existir dispositivos que eliminen una posible segunda falta debida a cortocircuitos. La instalación diseñada cumple con esta condición, puesto que se han instalado sistemas con fusibles de CC en el inversor y el cuadro de conexiones de CC.

Por último, todas las masas de la instalación fotovoltaica deben estar conectadas a tierra, bien sea individualmente, bien por grupos o en conjunto. En esta instalación, todas las masas se conectarán a un único conductor común que posteriormente irá conectado a tierra.

Además, para las redes de corriente continua debe cumplirse la condición siguiente:

$$R_A \cdot I_d \leq 120 V \quad (2.31)$$

Donde:

- $R_A$ : es la resistencia de puesta a tierra total resultado de sumar las de las masas y de los conductores de puesta a tierra.
- $I_d$ : es la corriente de falta en caso de que se dé un primer defecto franco entre un conductor y masa.

Se puede calcular su valor, despreciando la resistencia de puesta a tierra y las de los conductores, como:

$$I_d = \frac{V_N}{R_{AISL}} \quad (2.32)$$

Tomando:

- $V_N$ : como la máxima tensión que puede aparecer en instalaciones fotovoltaicas. Como se trata de una instalación generadora en BT, este límite será de 1000 V.
- $R_{AISL}$ : como la mínima resistencia de aislamiento entre cualquiera de los conductores activos y masa, que por reglamento debe ser 1 MΩ.

Conociendo estos valores, la máxima corriente de defecto que puede aparecer resulta ser de:

$$I_d = \frac{V_N}{R_{AISL}} = \frac{1.000 \text{ V}}{1.000.000 \Omega} = 0,001 \text{ A} = 1 \text{ mA}$$

Esto significa que se necesitaría una resistencia a tierra de 120.000 Ω para superar el valor máximo establecido por la norma. Considerando el ejemplo de una pica vertical de 2 m de profundidad en un terreno de 200 Ω·m, representaría una resistencia asociada de 100 Ω, cuyo valor queda muy por debajo del límite que la norma establece, por lo que cualquier método de conexión a tierra garantizará el cumplimiento.

Cabe mencionar que atendiendo a las recomendaciones de la ITC-BT-18, la sección de los conductores de puesta a tierra será equivalente a la del cableado instalado, al ser su sección menor a 16 mm<sup>2</sup>. Por lo tanto, se utilizará cable de 4 mm<sup>2</sup> de sección para la puesta a tierra. En la siguiente tabla se muestra este criterio.

*Tabla 2.15: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase*

*Tabla 2. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase*

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

*Fuente: Tabla 2 ITC-BT-08*

#### 2.4.2. Protecciones en el tramo de AC

El dimensionado en este tramo de la instalación hace referencia a las protecciones necesarias entre el inversor y el cuadro de conexiones de CA, ubicada en el centro de baja tensión de la cooperativa.

Además de los dispositivos que se dimensionan a continuación, según se establece en el documento Condiciones Técnicas de la Instalación de Producción Eléctrica Conectada a la Red de Iberdrola Distribución (que asegura el cumplimiento del RD 1699/2011), será necesario instalar un elemento de corte general, es decir, un interruptor que se instalará en el CBT existente, para proporcionar aislamiento para la protección de las salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. La instalación contará también por exigencia de la empresa distribuidora, con las siguientes protecciones voltimétricas:

- Un relé de máxima y mínima frecuencia (81m-M), conectado entre fases, ajustado a 50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente.
- Un relé de máxima tensión (59), conectado entre fases, ajustado a 1,1  $U_n$  y 1,15  $U_n$  con una temporización máxima de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.
- Un relé trifásico de mínima tensión (27), conectado entre fases, ajustado a 0,85  $U_n$  con una temporización máxima de 1,5 segundos.

#### 2.4.2.1. Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

La compañía distribuidora responsable de la zona donde se ubica la instalación establece los requisitos técnicos que deben cumplir los sistemas de protección instalados en la parte de alterna. En la provincia de Alicante, la empresa encargada es IBERDROLA.

Según normativa, es obligatorio incluir un interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con poder de corte superior a la corriente de cortocircuito indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, que asciende a 30 kA.

Siguiendo estas premisas, se utilizará un magnetotérmico tipo B, con una intensidad asignada de 250A y un poder de corte de 40 kA, superior a la corriente de cortocircuito indicada por la compañía eléctrica distribuidora.

Para asegurar la protección contra sobrecargas se deberán cumplir los siguientes criterios:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (2.33)$$

Donde:

- $I_B$ : es la corriente de diseño de la línea, igual a la intensidad máxima del inversor en CA, cuyo valor es de 161 A
- $I_n$ : es la corriente nominal del dispositivo, cuyo valor se desea determinar.
- $I_Z$ : es la corriente máxima admisible por el conductor que se pretende proteger. Su valor se ha determinado en el apartado de dimensionado del cableado y asciende a 239 A

Por otra parte, la intensidad que produce el disparo seguro del dispositivo a tiempo, con una sobrecarga de tiempo convencional, será menor que la intensidad máxima admisible que soporta el conductor, incrementada en un 45%. Para el caso de instalar un magnetotérmico, no se asegura el disparo del mismo hasta que se produzca una sobreintensidad que supere a la nominal en un valor dado por el cociente entre la intensidad de fusión a tiempo convencional y la nominal del magnetotérmico ( $I_f/I_n$ ), cuyo valor para la instalación que se proyecta es de 1,3.

$$1,3 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (2.34)$$

La intensidad de cortocircuito máxima calculada en el punto de instalación del dispositivo de protección deberá ser inferior al poder de corte del dispositivo:

$$I_{cc\_max} \leq \text{Poder de corte (Pdc)} \quad (2.35)$$

Siendo:

- $I_{cc\_max}$ : la máxima intensidad de cortocircuito que puede alcanzarse en el punto donde se instala el magnetotérmico. Su valor lo establece la compañía distribuidora, siendo de 30 kA.

La energía máxima disipada por el dispositivo debe ser menor que la energía máxima admisible de la línea protegida:

$$K^2 \cdot S^2 > I_m^2 \cdot t \quad (2.36)$$

Donde:

- K: es el coeficiente específico que viene determinado por el material conductor instalado y su tipo de aislamiento. Para el cobre con aislamiento XLPE, su valor es de 143.
- $I_m$ : es la corriente de disparo magnético del dispositivo de protección.
- t: es el tiempo de actuación que está el equipo protegiendo frente a cortocircuitos. Se estimará un valor de 0,1 segundos

La intensidad de cortocircuito mínima de la línea protegida por el dispositivo ( $I_{cc\_min}$ ), deberá ser mayor que la intensidad de disparo magnético mínima del dispositivo:

$$I_m < I_{cc\_min} \quad (2.37)$$

El valor de  $I_{cc\_min}$  se puede calcular empleando una expresión equivalente a la utilizada en cálculos anteriores (2.28):

$$I_{cc\_min} = \frac{0,8 \cdot U}{(Z_L + Z_N)} \quad (2.38)$$

Donde:

- U: es la tensión de alimentación fase neutro, con valor igual a 230 V.
- L: representa la longitud de la línea, igual a 21 m.
- $Z_L$ : es la impedancia de la línea, que se calcula para las condiciones de mayor temperatura del servicio, siendo estas las más desfavorables posibles. Su valor se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2} \quad (2.39)$$

Para cables cuya sección no supera los 120 mm<sup>2</sup>, se puede considerar despreciable el valor de la reactancia inductiva tanto en la línea como en el neutro, de forma que  $X_L \cong 0 \rightarrow Z_L = R_L$  y  $X_N \cong 0 \rightarrow Z_N = R_N$ . La resistencia de la línea puede obtenerse, en valor unitario, es decir en  $\Omega/m$ , como:

$$R_L = \frac{L \cdot \rho_{90^\circ C}}{S_L} \quad (2.40)$$

$$R_N = \frac{L \cdot \rho_{90^{\circ}\text{C}}}{S_N} \quad (2.41)$$

Siendo:

- $\rho_{90^{\circ}\text{C}}$ : la conductividad del cobre a 90 °C, cuyo valor es 0,02198  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- S: la sección del conductor, siendo 95  $\text{mm}^2$  para las fases y 50  $\text{mm}^2$  para el neutro

Sustituyendo parámetros se obtiene:

$$R_L = \frac{21 \cdot 0,02198 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}}{95 \text{ mm}^2} = 4,86 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$R_L = \frac{21 \cdot 0,02198 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}}{50 \text{ mm}^2} = 9,23 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc\_min} = \frac{0,8 \cdot 230 \text{ V}}{(4,86 + 9,23) \cdot 10^{-3} \Omega} = 13,06 \text{ kA}$$

Teniendo en cuenta las condiciones expuestas y los valores establecidos para los parámetros implicados, se tiene:

$$161 \text{ A} \leq I_n \leq 239 \text{ A}$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \cdot 239}{1,3} = 266,58 \text{ A}$$

$$\text{Poder de corte (Pdc)} \geq 30 \text{ kA}$$

$$I_m < \frac{143 \cdot 95}{\sqrt{0,1}} = 42,96 \text{ kA}$$

$$I_m < 123,06 \text{ kA}$$

A la vista de las condiciones que deben cumplirse y de los valores normalizados que existen para estos dispositivos, se elegirá un magnetotérmico de  $I_n = 250 \text{ A}$ ,  $P_{dc} = 40 \text{ kA}$ .

#### 2.4.2.2. Protección frente a contactos directos e indirectos

La instalación se equipará con un interruptor diferencial en el lado de CA que sea capaz de detectar las corrientes diferenciales residuales y ejecute la apertura del circuito. Se instala este dispositivo con el objetivo de proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos.

Por el hecho de instalar un interruptor magnetotérmico en el lado de CA, para que el ID quede protegido por éste, se deberán satisfacer las siguientes condiciones:

$$I_n(\text{ID}) \geq I_n(\text{magnetotérmico}) = 250 \text{ A} \quad (2.42)$$

$$P_{dc}(\text{ID}) \geq P_{dc}(\text{magnetotérmico}) = 40 \text{ kA} \quad (2.43)$$

Cabe añadir a estos criterios, otro requerimiento del ID, la condición del tiempo de disparo. Atendiendo a lo expuesto en la norma UNE-HD 60364-4-41, concretamente en su apartado 411.3.2.2,

el tiempo máximo permitido para la eliminación de una falta, en el caso de redes con esquema TT, con tensión nominal de 230 V y corriente asignada no superior a 32 A, será de 0,2 segundos.

La instalación contará con un diferencial de 300 mA de sensibilidad, es decir, un dispositivo que permite el paso de corrientes de defecto de hasta ese valor, de forma que no supone ningún riesgo para la salud humana. Habiendo determinado este valor, se podrá establecer la resistencia de puesta a tierra y con ello las propiedades del electrodo que debe usarse.

Se concluye por lo tanto, que se elegirá un ID de sensibilidad 300 mA, corriente nominal 250 A y Pdc mayor o igual a 40 kA.

#### 2.4.2.3. Puesta a tierra

En la parte de CA, la puesta a tierra seguirá un esquema TT. Este tipo de instalación presenta el neutro puesto a tierra y en los equipos protegidos por un mismo dispositivo, las masas quedan unidas a un mismo conductor de protección.

De acuerdo con las especificaciones de la guía de la ITC-BT-18 del REBT, se dimensiona la resistencia de la puesta a tierra de las masas de CA, asegurándose de esta forma que se cumple con la normativa aplicable.

El hecho de equipar la instalación con un ID provoca que la corriente de defecto máxima que puede darse está limitada por la sensibilidad de este dispositivo.

Se puede calcular la resistencia máxima admisible de la puesta a tierra como:

$$R_{admissible} = \frac{U_L}{I\Delta n} \quad (2.44)$$

Siendo:

- $U_L$ : la tensión de contacto límite. Se toma el valor que corresponde al caso de locales especiales o húmedos, siendo éste de 24 V.
- $I\Delta n$ : la sensibilidad del ID elegido, que se ha dimensionado con un valor de 300 mA.

Así, resulta un valor para la resistencia máxima admisible por el sistema de puesta a tierra de 80  $\Omega$ .

Por otro lado, si se decide emplear una única pica como elemento que sirva de electrodo para la puesta a tierra del lado de CA, se tendrá que dimensionar su longitud. La siguiente expresión permite determinar la resistencia ofrecida por una pica vertical:

$$R_{pica-ver} = \frac{\rho_t}{L_{pica}} \quad (2.45)$$

Donde:

- $\rho_t$ : representa la resistividad del terreno donde se ubicará la pica. La ITC-BT-18 contiene tablas que muestran el valor de esta variable en función del tipo de terreno. Para realizar este dimensionado se elige el caso más desfavorable, que teniendo en cuenta la ubicación de la instalación y el tipo de terreno que debe corresponderle, será de 200  $\Omega \cdot m$ .



- $L_{pica}$ : es la longitud de la pica vertical empleada.

Teniendo en cuenta el valor obtenido para la resistencia máxima admisible ( $80 \Omega$ ) y atribuyendo su magnitud a la resistencia que debe ofrecer la pica, se obtiene que la longitud de ésta debe ser como mínimo de 2,5 m, eligiéndose posteriormente según criterios comerciales.

Atendiendo a lo expuesto en las recomendaciones de la ITC-BT-18, se debe cumplir lo siguiente:

- El diámetro exterior en el caso de instalar picas verticales de acero-cobre debe ser superior o igual a 14,2 mm.
- La pica vertical debe instalarse a una profundidad mínima de 0,8 m medidos desde su extremo superior.
- Según lo especificado en la Tabla 2, la sección del conductor de protección deberá ser la mitad de la sección del cableado de fase, es decir,  $50 \text{ mm}^2$  (los conductores de fase son de  $95 \text{ mm}^2$ ).

Se concluye con esto que la puesta a tierra de las masas del lado de CA se compone de un conductor de  $50 \text{ mm}^2$  que conecta a tierra la salida del inversor, y una pica vertical de longitud superior a 2,5 m y diámetro exterior igual o superior a 14,2 mm, enterrada a una profundidad de 0,8 m.

Cabe mencionar que la línea de CA se conectará al cuadro de BT del centro de transformación de la cooperativa, de forma que no es necesario poner a tierra esa línea, puesto que el transformador ya tiene su neutro puesto a tierra. Sin embargo, pese a no ser necesario, podría ponerse a tierra el neutro de la línea de CA reforzando así el sistema de puesta a tierra. Normalmente, en un sistema que siga el esquema TT, el neutro de la línea se pone a tierra.

## 2.5. Análisis de carga de la cubierta

La cubierta de la nave sobre la que se realiza la instalación deberá soportar las siguientes cargas:

- Peso de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos.
- Peso de los módulos fotovoltaicos.
- Cableado de string. El total de metros de conductores instalado entre paneles fotovoltaicos y hasta las conexiones con el cuadro de CC es de 1685,05 m.
- Cableado de agrupación. Entre el cuadro de conexión de CC y el inversor se instalan 6 m.

En la siguiente tabla se resumen los valores detallados de cada una de las cargas que actúan sobre la cubierta de la nave:

*Tabla 2.16: Análisis de cargas sobre la cubierta de la nave*

	Estructura soporte	Módulos	Cable string 4 $\text{mm}^2$	Cable string 6 $\text{mm}^2$	Cable agrupación
Ud o Longitud (m)	480	480	802.13	882.92	6
Peso unitario (kg/m ó kg/ud)	4	18	0.062	0.085	0.92
Peso total (kg)	1920	8640	49.73	75.05	5.52

El conjunto de estos cuatro elementos supone un peso total sobre la cubierta de 10.690,30 kg.

Según las especificaciones del CTE, la carga real existente sobre la cubierta se calcula como el cociente entre el peso total y la superficie ocupada. Ésta última se estima como la superficie ocupada por los módulos fotovoltaicos, cuya área unitaria es de  $1,65 \text{ m}^2$  por panel, de forma que la superficie total

ocupada se calcula como el producto del número de módulos por el área unitaria, resultando en 792 m<sup>2</sup>. Así, se obtiene una carga sobre la cubierta de la nave de 13,50 kg/m<sup>2</sup>.

Esta carga superficial será la que se aplica a la cubierta, aunque la necesidad de dejar zonas libres entre filas para evitar sombras supone ocupar aproximadamente un 42% con módulos fotovoltaicos, por tanto con este cálculo estamos suponiendo una carga repartida en toda la superficie de la nave quedando del lado de la seguridad, puesto que estamos suponiendo una ocupación del 100%.

Según el Código Técnico de la Edificación (CTE), las sobrecargas máximas de uso vienen dadas por la siguiente tabla:

*Tabla 2.17: Valores característicos de las sobrecargas de uso*

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m <sup>2</sup> ]	Carga concentrada [kN]
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación (3)	G1	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1(4)	2
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

*Fuente: Tabla 3.1 Código Técnico de la Edificación. Documento Básico SE-AE*

En este caso, la nave se ajusta a la descripción de la categoría G1, cubiertas accesibles únicamente para conservación, cubiertas con inclinación inferior a 20°. Así se tiene un límite de cargas uniformes de hasta 1 kN/m<sup>2</sup>, equivalente a 101,97 kg/m<sup>2</sup>.

Teniendo una carga sobre la cubierta de 13,50 kg/m<sup>2</sup>, a la que se aplica un coeficiente de seguridad del 35% para ser conservadores, queda una carga estimada de 18,22 kg/m<sup>2</sup>, estando este valor muy por debajo del límite de 101,97 kg/m<sup>2</sup>. Se puede concluir que se cumple con lo establecido en el CTE.

Con todo ello, se asegura que la sobrecarga producida por la instalación fotovoltaica sobre la cubierta de la nave, queda muy por debajo de los límites que la legislación establece.

## 2.6. Estudio de la disposición de módulos. Pérdidas

En el IDAE existen especificaciones técnicas que limitan la distribución de los módulos fotovoltaicos en el diseño realizado sobre la cubierta. Los criterios más importantes recogidos por el IDAE y que afectan a este diseño son la distancia mínima entre filas, pérdidas por orientación e inclinación y pérdidas por sombreado.

### 2.6.1. Distancia mínima entre filas para la estructura en vela

El pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red establece que la distancia mínima entre filas para la instalación de módulos sobre una horizontal se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$d \geq \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (2.46)$$

Con esta ilustración se muestra el significado de cada variable que aparece en la fórmula anterior:

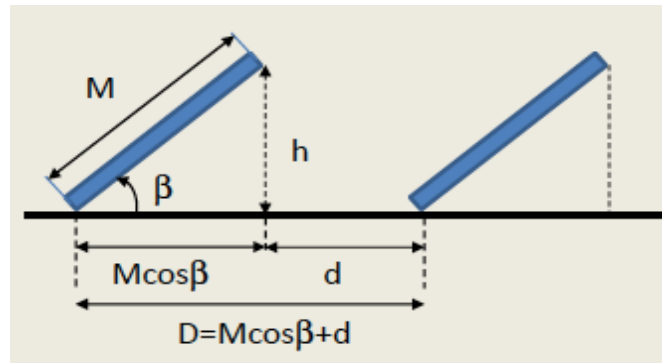


Figura 2.3: Cálculo de la distancia mínima entre filas de módulos

Fuente: diapositivas Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia

De esta forma, se garantiza que la distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, será tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Esto se ha conseguido mediante el diseño de la planta fotovoltaica, dejando un mínimo de 2 m de separación entre las filas de módulos montadas sobre estructura en vela simple. Como la superficie sobre la que se instalan los módulos no es horizontal, se ha utilizado el software AutoCAD, que permite simular las sombras que proyectan ciertos elementos ubicados en una localización concreta, mediante un “renderizado” de los objetos 3D dibujados. Estas sombras pueden visualizarse para un día y hora específicos. Con él se ha podido comprobar que entre las 12:00 h y las 16:00 h del 21 de diciembre no existen sombras sobre los módulos fotovoltaicos.

### 2.6.2. Límites de pérdidas

En el IDAE aparecen datos que limitan los valores de pérdidas máximas que pueden existir por orientación e inclinación y por sombras en una instalación fotovoltaica. Esto aparece en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, representado mediante la siguiente tabla:

Tabla 2.18: Límites de pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales

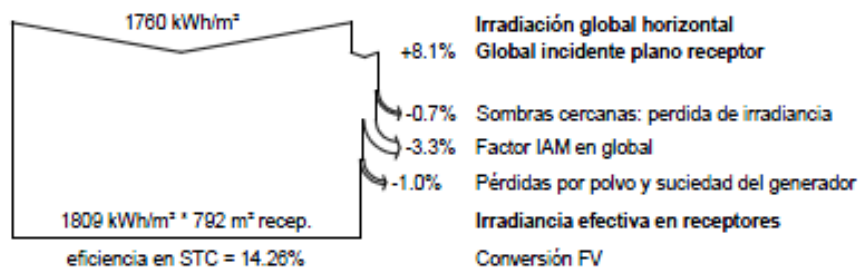
	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10%	15 %
Superposición	20 %	15%	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20%	50 %

Fuente: Tabla I Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red IDAE

Las pérdidas por sombreado se obtienen mediante la simulación en el software PVsyst, un programa que permite obtener datos de producción, eficiencia, pérdidas, etc. cuando se introducen una serie de variables que definen la instalación.

El informe extraído tras la simulación contiene un diagrama de flujos que muestra las cantidades de pérdidas existentes en el proceso de conversión que va desde la radiación solar hasta la energía

eléctrica. Entre ellas se incluyen las pérdidas por sombreado, que según la Figura 2.4 que a continuación se muestra, representan un 0.7%.



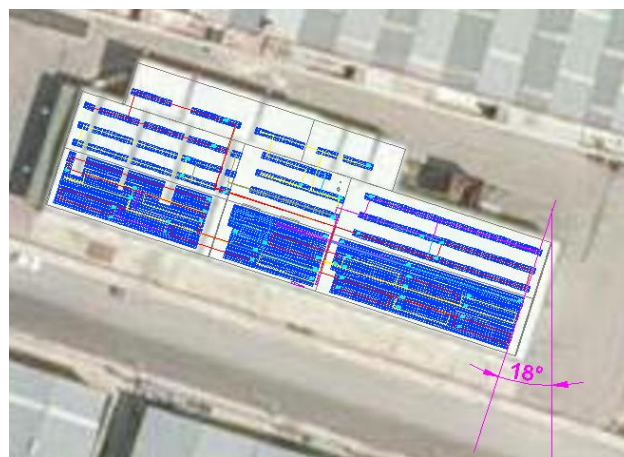
*Figura 2.4: Detalle de pérdidas en la conversión de energía solar en eléctrica*

*Fuente: Informe de resultados del PVsyst*

Un 0.7% es un porcentaje reducido, pero teniendo en cuenta que se ha realizado el diseño intentando minimizar las pérdidas por sombras, que gran parte de los módulos se instalan en estructura coplanar donde no existen pérdidas por sombreado y que la cubierta no presenta obstáculos relevantes, es un valor lógico.

Para evaluar las pérdidas por orientación e inclinación del generador se sigue el Anexo II del mismo pliego de condiciones técnicas del IDAE. Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales. Para esta instalación, la inclinación será de  $18^\circ$  para los dos faldones con estructura en vela simple.
- Ángulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Su valor es  $0^\circ$  para módulos orientados al Sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al Este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al Oeste. En este caso concreto su valor será  $+18^\circ$ .



*Figura 2.5: Ángulo de orientación de la instalación*

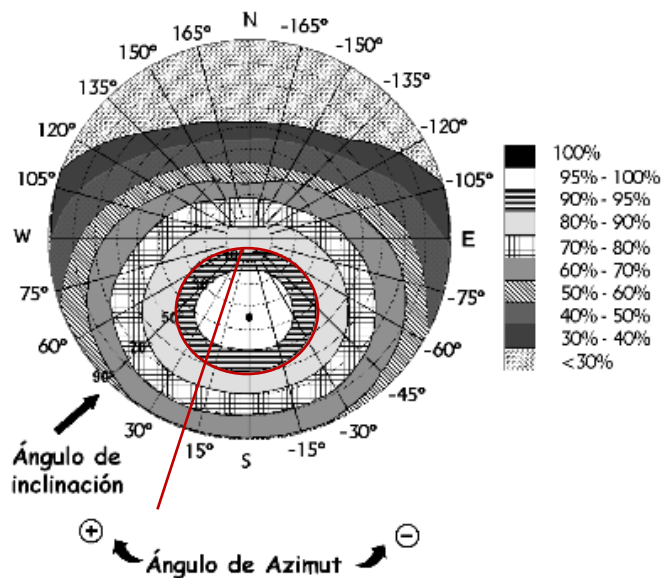
El cálculo consistirá por tanto en evaluar los límites de pérdidas permitidos para la parte de la instalación fotovoltaica con estructura en vela simple construida en una cubierta orientada  $18^\circ$  hacia

el Oeste (azimut= $+18^\circ$ ) y con una inclinación de  $18^\circ$  respecto a la horizontal, para la nave ubicada en Cocentaina, cuya latitud es  $39^\circ$ .

Conocido el azimut, cuyo valor es  $+18^\circ$ , se determinan en la Figura 2.6 los límites para la inclinación para el caso de latitud =  $41^\circ$ . Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90%-95%), máximo para el caso general, con la recta de azimut  $18^\circ$  nos proporcionan los valores (ver figura 2.6):

Inclinación máxima =  $60^\circ$

Inclinación mínima =  $8^\circ$



*Figura 2.6: Gráfico para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación*

*Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red IDAE*

Por último se realiza una corrección para la latitud de la nave, pues los resultados de la figura están referenciados a una latitud de  $41^\circ$  N:

Inclinación máxima =  $60 - (41 - \text{latitud}) = 60 - (41 - 39) = 58^\circ$

Inclinación mínima =  $8 - (41 - \text{latitud}) = 8 - (41 - 39) = 6^\circ$

Se puede concluir que la instalación diseñada con un azimut de  $+18^\circ$  y una inclinación de  $18^\circ$ , ubicada en una nave con latitud igual a  $39^\circ$  N, cumple con los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación establecidos por el IDAE. La parte de la instalación con estructura coplanar, cuya inclinación es de  $7^\circ$  también cumplirá con este criterio de diseño.

La instalación cumple con los límites establecidos por el IDAE para pérdidas por sombreado, pues quedan muy por debajo del 10%. Además, se cumple el límite de pérdidas conjuntas por orientación e inclinación y por sombreado, pues la suma de ambas no alcanza el 15%.

## 2.7. Balance energético

Uno de los datos más importantes que es necesario conocer, aunque sea de forma estimada, cuando se proyecta una instalación fotovoltaica, es la producción anual de energía esperada. La simulación mediante el software PVsyst permite obtener este resultado tanto a nivel anual como mensual, tras introducir en él una serie de especificaciones que permitan definir la instalación fotovoltaica diseñada:

- Localización y datos climáticos de la ubicación del proyecto.
- Principales equipos instalados: datos específicos de módulos e inversor.
- Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.
- Representación gráfica de la instalación.
- Factores de pérdidas generales.

La siguiente tabla, extraída del informe de resultados obtenido tras la simulación, contiene tabulados los principales parámetros de irradiancia y energía producida relativos al proyecto, tanto a nivel mensual como anual.

*Tabla 2.19: Resumen de resultados extraído del PVsyst*

	Irradiancia global horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )	Temperatura ambiente (°C)	Irrad. global plano receptor (kWh/m <sup>2</sup> )	Irradiancia global efectiva (kWh/m <sup>2</sup> )	Energía salida del generador FV (kWh)	Energía producida (kWh)
Enero	78.5	7.96	99.6	93.3	9859	9471
Febrero	89	9.55	106	100.2	10369	9946
Marzo	138.4	12.47	154.30	146.80	14707	14120
Abril	169.9	14.34	178.2	169.8	16778	16118
Mayo	202.2	18.32	203.9	194.4	18761	18005
Junio	221.9	23.13	220.30	210.00	19739	18961
Julio	240.1	26.08	240.9	230.4	21116	20282
Agosto	201.1	25.85	208	198.7	18469	17738
Septiembre	150.8	21.7	164.00	156.20	15007	14402
Octubre	117.1	17.81	136.6	129.4	12892	12371
Noviembre	83.1	11.83	103.4	97.3	10015	9611
Diciembre	68	9.03	88.20	82.30	8687	8305
<b>Año</b>	1760.1	16.55	1903.5	1809.1	176400	<b>169330</b>

*Fuente: Informe de resultados del PVsyst*

Se obtiene por lo tanto, como resultado más relevante, que la producción de energía anual de la instalación fotovoltaica diseñada alcanza los 169.330 kWh.

### 3. PLANOS

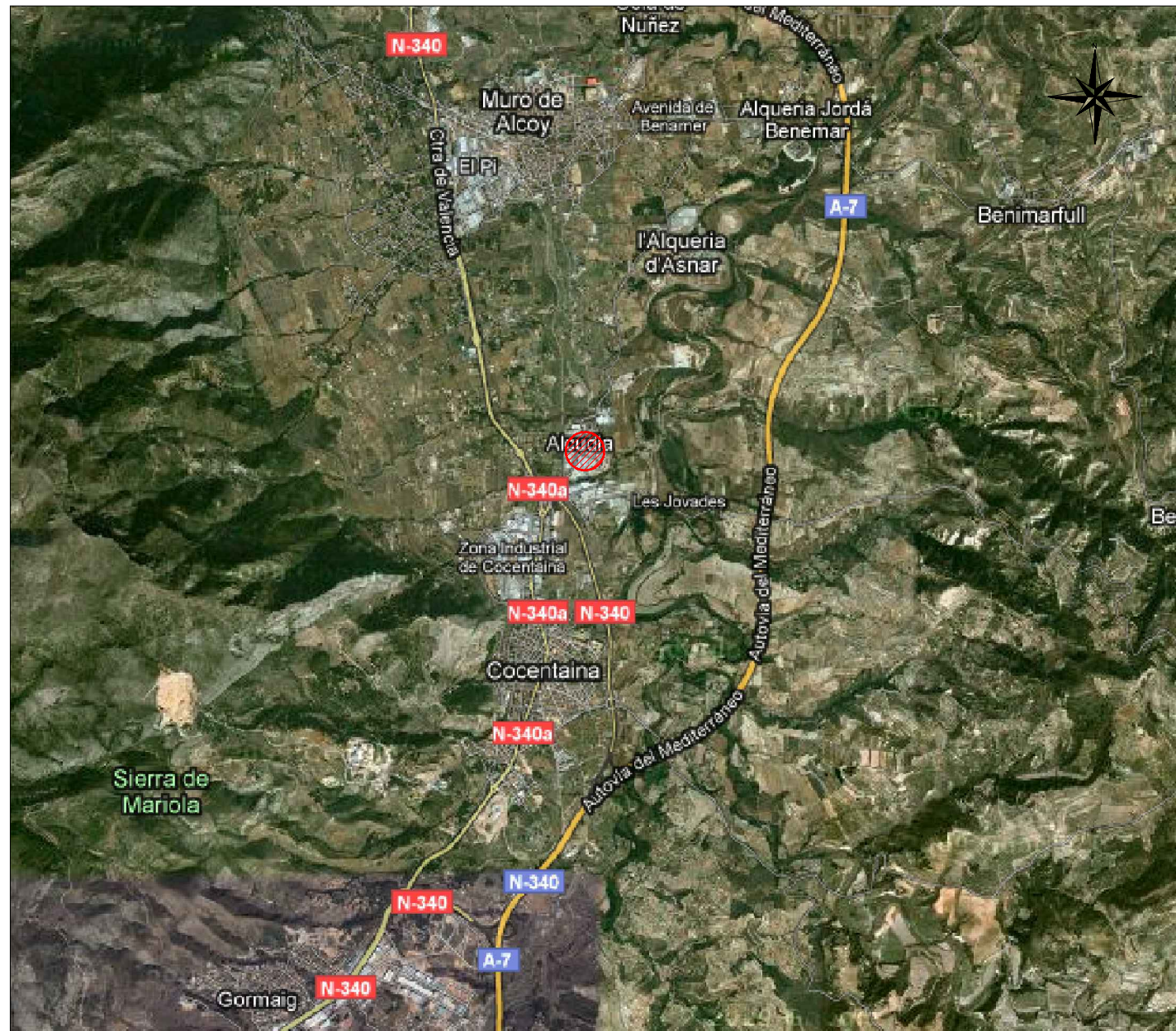
3.1. Plano de situación y emplazamiento

3.2. Distribución general en planta

3.3. Distribución eléctrica de la planta

3.4. Esquema unifilar





ESCALA 1:50.000



ESCALA 1:5.000










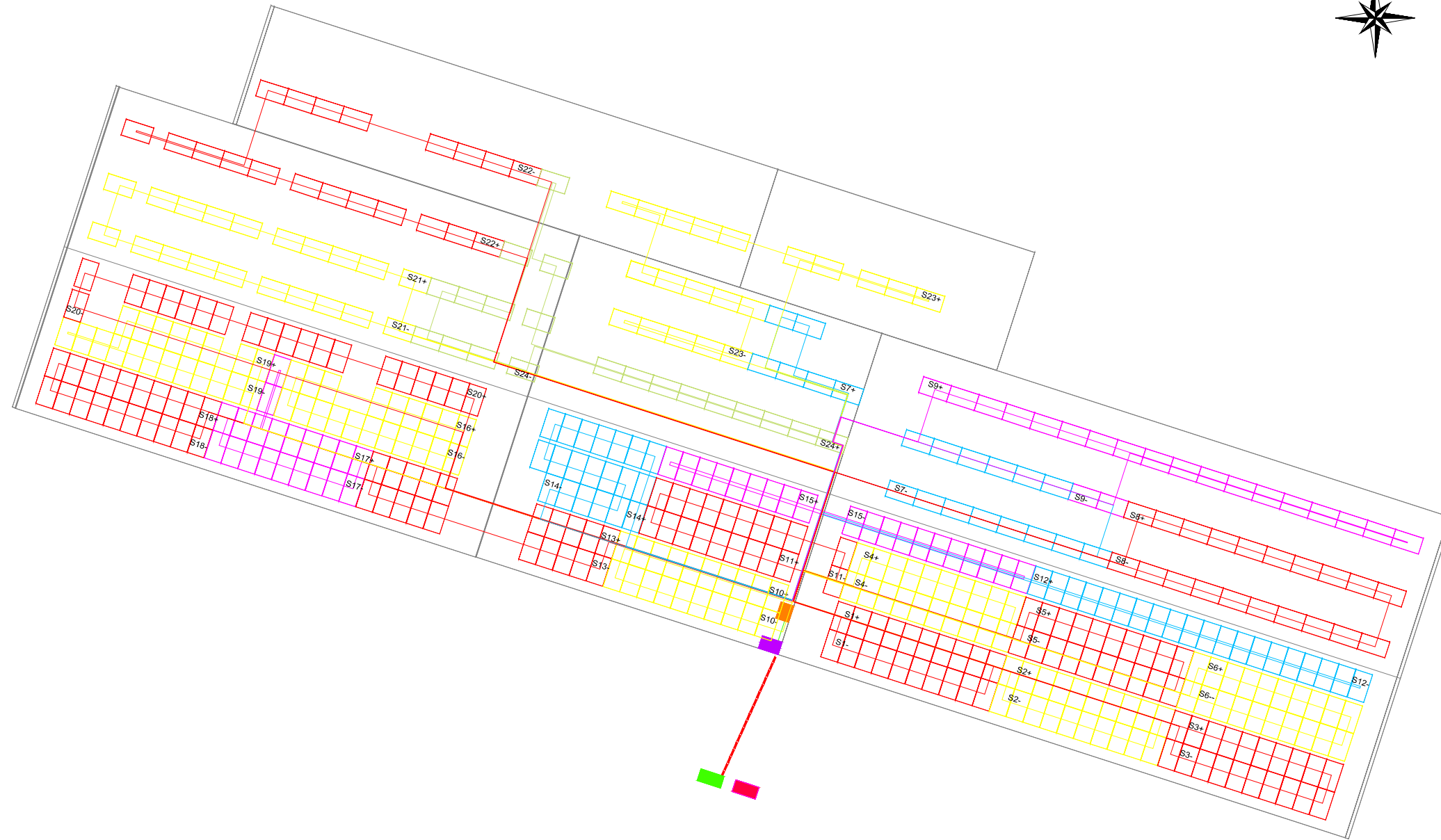
ESCALA 1:500.000

LEYENDA	
	INSTALACION FOTOVOLTAICA

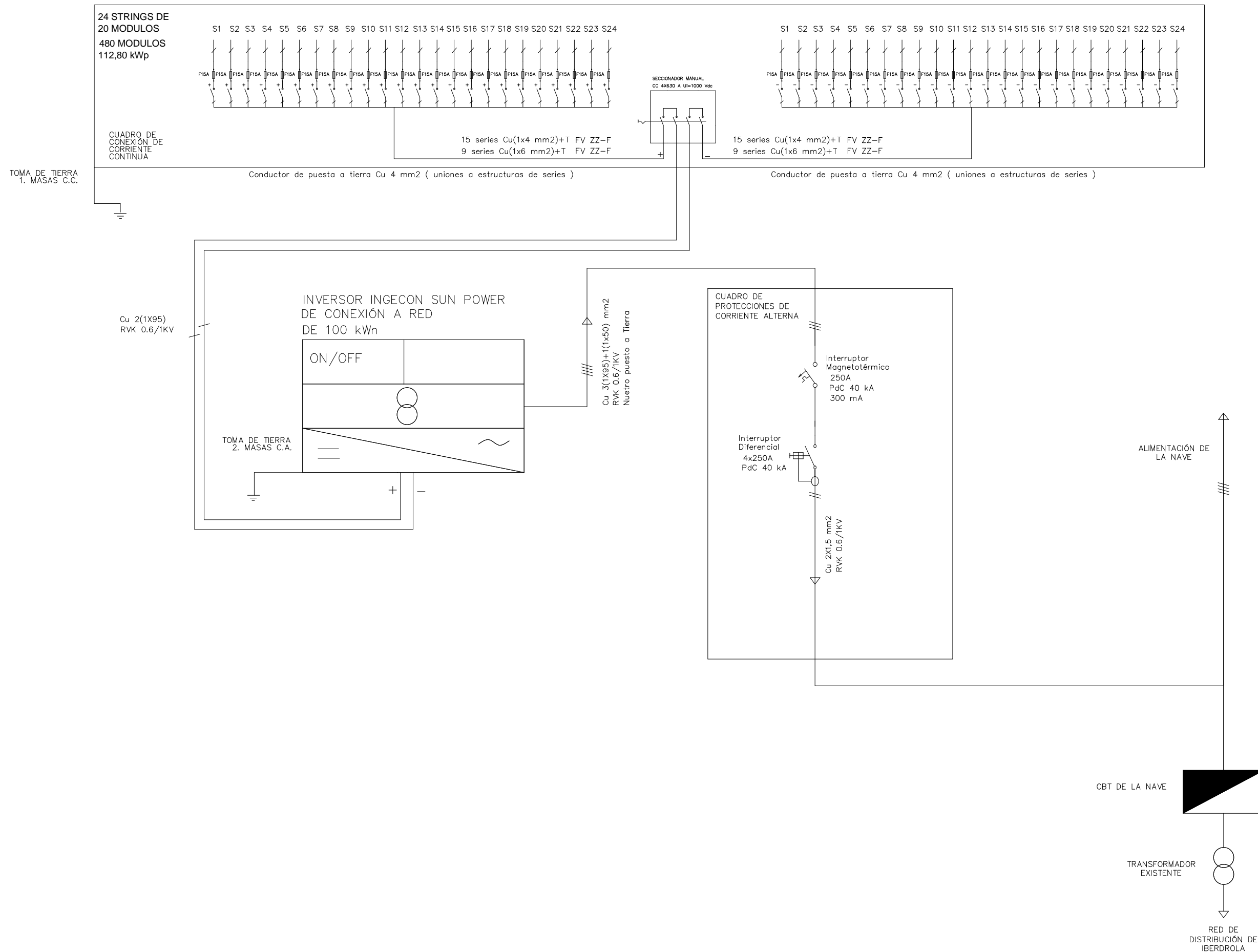




LEYENDA	
	MÓDULO FV 235W
	CUADRO DE CONEXIÓN DE CC
	INVERSOR INGECON 100kW
	CUADRO DE CA
	CENTRO DE BT DE LA NAVE
	Cable de agrupación 2x95 RV-k Cu
	ZANJA PROYECTADA



LEYENDA	
	MÓDULO FV 235 W
	CUADRO DE CONEXIÓN DE CC
	INVERSOR INGECON 100kW
	CUADRO DE CA
	CENTRO DE BT DE LA NAVE
	Cable de agrupación 2x95 RV-k Cu
	ZANJA PROYECTADA



#### 4. PLIEGO DE CONDICIONES

#### 4.1. Introducción

El objeto del presente apartado es fijar las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la instalación fotovoltaica conectada a la red de 100 kWn que se proyecta, para asegurar su calidad y correcta ejecución.

El ámbito de aplicación de este pliego de condiciones técnicas (PCT) se extiende a todos los elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos que integran la instalación, cuyas especificaciones y cumplimiento de normativas han sido expuestas en el apartado 2. Memoria.

Este PCT se ha desarrollado en base a las especificaciones que se recogen en el documento del IDAE: Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, julio 2011.

#### 4.2. Generalidades

Todos los equipos (módulos e inversores) y materiales (conductores, cajas y armarios de conexión) deben asegurar, por norma general, un mínimo de grado de aislamiento eléctrico de clase I, a excepción del cableado de continua que debe tener aislamiento de clase II y un grado de protección mínimo de IP65 (estanqueidad frente a polvo y protección frente a chorros de agua).

La instalación incorporará los elementos necesarios para garantizar la calidad del suministro eléctrico; no provocará averías, disminuciones en las condiciones de seguridad ni alteraciones en la red superiores a las admitidas por normativa; y su funcionamiento tampoco podrá originar condiciones que pongan en peligro la seguridad del personal de mantenimiento y explotación de la red.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales: radiación solar y humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones de las personas y de los dispositivos de la propia instalación fotovoltaica, para asegurar el cumplimiento de la legislación vigente.

En la memoria se incluirán las descripciones técnicas de todos los componentes instalados.

Por motivos de seguridad y operación, todos los indicadores y etiquetas de los equipos estarán en castellano.

#### 4.3. Sistemas generadores fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, además de cumplir las normas UNE-EN 61730 y UNE-EN 50380. Adicionalmente, por tratarse de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215.

El módulo fotovoltaico llevará el modelo y nombre o logotipo del fabricante de forma claramente visible. Asimismo, llevará una identificación individual o número de serie que permita identificar la fecha de fabricación.

Los módulos utilizados deberán ajustarse a las siguientes características técnicas:

- Deberán llevar 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 serán de aluminio o acero inoxidable
- La potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3\%$  de los valores nominales de catálogo, para considerarse aceptables.
- Será rechazado cualquier módulo con defectos de fabricación como roturas o manchas, falta de alineación de las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable 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 para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de todas las ramas del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

#### 4.4. Estructura soporte

Además de cumplir las especificaciones técnicas que a continuación se exponen, la estructura cumplirá con lo obligado en el CTE.

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

Los puntos de sujeción para el módulo serán suficientes en número, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados.

El diseño de la estructura se hará para la orientación y el ángulo de inclinación especificados en la memoria para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustitución de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. Los taladros en la estructura se realizarán antes del galvanizado y protección de la misma.

La tornillería se realizará en acero inoxidable. Si la estructura es galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, excepto en la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta, el diseño de la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 del PCT del IDAE sobre sombras, es decir no superar un 10% de pérdidas por sombras.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente (el CTE) para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

#### 4.5. Inversor

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

Las características básicas 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

La caracterización del inversor deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 60293: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, 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.

El inversor incorporará al menos los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM (condiciones estándar de medida 1000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C). Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor ( $P_{\text{salida}}/P_{\text{entrada}}$ ) para una potencia de salida en CA igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente.



- El autoconsumo de los equipos en “stand-by” (pérdidas en vacío) o modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.
- 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 al 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

El inversor tendrá un grado de protección mínima IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles.

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.

El inversor deberá garantizar aislamiento galvánico entre la instalación fotovoltaica y la red de distribución a la que se conecta.

El inversor estará garantizado por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### 4.6. 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 deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.

El cable 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 CC será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

#### 4.7. Conexión a red

La instalación fotovoltaica, por no superar los 100 kWn, cumplirá 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.

#### 4.8. Medidas

La instalación fotovoltaica cumplirá con el RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida en el sistema eléctrico.

Cumplirá además lo establecido en el RD 900/2015 en cuanto a especificaciones de los equipos de medida se refiere.

#### 4.9. Protecciones

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

#### 4.10. Puesta a tierra

La instalación fotovoltaica cumplirá con lo dispuesto en el RD 1663/200 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de CC como de CA, estarán conectadas a una única tierra, que será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el REBT.

#### 4.11. Armónicos y compatibilidad electromagnética

La instalación fotovoltaica cumplirá con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### 4.12. Medidas de seguridad

La central fotovoltaica estará equipada con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

La central fotovoltaica deberá estar dotada de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir con los límites de emisiones de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

## 5. PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE AUTOCONSUMO

## 5.1. Introducción

El presente apartado tiene por objeto comprobar la rentabilidad de la instalación fotovoltaica diseñada mediante el cálculo y análisis de los parámetros económicos que caracterizan su ejecución.

La producción de energía eléctrica mediante el generador fotovoltaico lleva asociado un ahorro, por el consumo que la cooperativa sobre la que se instala hace de ella. En ciertos períodos será suficiente la producción energética para cubrir la demanda de la nave y el excedente se verterá a la red, siendo la empresa retribuida por ello, y en otros periodos, aunque el consumo energético supere la producción fotovoltaica, se producirá un ahorro debido a la reducción de energía consumida de la red.

En contraposición a estos ahorros, se sitúa la inversión inicial que supone la construcción y puesta en marcha de la instalación y que se desprende del presupuesto general. Este coste es uno de los puntos principales a considerar para el análisis económico del proyecto, pues de él depende, en gran medida, la rentabilidad final.

## 5.2. Balance energético-económico de la instalación de autoconsumo

Según se desprende de los resultados obtenidos en el estudio con el software PVsyst para la producción energética, la cantidad de kWh generados es aleatoria a lo largo del período simulado en función de la cantidad de irradiancia que llega a la superficie captadora. Sin embargo, el consumo de la cooperativa para el año del que se tienen datos sigue un patrón completamente distinto al de generación. Por ello será necesario comparar ambos conjuntos de datos para extraer parámetros económicos que contengan información relevante.

A partir de la simulación realizada, se puede obtener la producción mensual por horas y por lo tanto, la producción total anual para cada franja horaria. Esta cantidad de kWh producidos se compara con el resumen de consumo obtenido tras el estudio de medición realizado en la nave de la cooperativa, para conseguir los resultados detallados de energía producida y consumida, tanto de la red como de la instalación fotovoltaica, así como los periodos donde se produce autoconsumo, venta de excedentes y consumo de la red.

La Tabla 5.1 muestra los resultados extraídos de PVsyst para la producción fotovoltaica, clasificada por horas, de un año completo. Y en la Tabla 5.2 se resumen los datos extraídos de las mediciones del consumo que se han realizado en la nave, para un día tipo de cada uno de los meses del año. En la última columna de esta tabla se ha calculado de forma estimada para un año el consumo de la cooperativa, multiplicando los kWh que se han obtenido de la medición para cada mes, por los días de ese mes. Con esto ya son comparables los datos de producción y consumo para un año base, según se muestra en la gráfica de la Figura 5.1.

*Tabla 5.1: Producción de la instalación fotovoltaica para un año tipo*

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Producción FV (kWh)	0	0	0	0	0	202	1969	6220	12328	17351	20774	22169	22377	21536	18648	13982	8043	3220	511	0	0	0	0	0

Diseño de una instalación fotovoltaica de 100kWn conectada a red en la cubierta de la nave de la Cooperativa Agrícola de Cocentaina, Alicante

Tabla 5.2: Estudio de consumo de la nave clasificado por horas, en kWh

Mes/Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	ANUAL
0:00	16.4	15.6	12.1	8.0	18.7	22.4	9.8	8.1	9.9	28.5	52.5	37.4	7281.9
1:00	14.9	13.0	12.1	8.4	18.4	17.7	8.7	7.4	9.8	30.0	48.3	29.4	6633.4
2:00	15.5	12.5	11.2	7.8	14.3	15.1	8.3	7.6	9.0	25.6	43.4	26.9	5999.5
3:00	16.4	14.4	12.3	7.2	13.6	14.4	7.9	7.3	9.0	26.2	38.7	25.4	5865.4
4:00	15.6	15.2	13.1	7.7	12.2	14.0	8.5	7.2	8.5	24.5	37.1	28.5	5848.7
5:00	14.5	12.2	11.4	8.2	12.9	15.8	11.1	7.2	10.3	23.8	37.6	26.9	5840.3
6:00	23.2	21.3	16.1	11.4	18.7	22.3	18.1	8.9	17.8	36.0	57.5	44.4	8991.9
7:00	54.4	46.5	34.3	21.0	32.9	33.7	17.3	12.2	24.2	73.1	112.1	98.7	17046.6
8:00	56.7	46.7	34.6	20.7	34.7	35.9	18.0	12.7	24.0	74.4	115.2	98.5	17397.8
9:00	53.9	44.8	33.6	18.4	36.8	36.7	16.3	12.4	22.8	72.7	115.1	87.1	16735.0
10:00	61.4	52.2	37.1	19.5	43.0	44.3	18.2	12.0	23.7	75.2	125.5	95.1	18453.2
11:00	58.4	50.8	35.5	18.6	51.0	52.0	20.1	13.1	23.3	74.5	126.3	92.3	18716.5
12:00	52.8	45.9	33.9	17.4	56.2	53.2	20.9	14.6	22.1	66.4	124.1	87.8	18100.4
13:00	38.6	33.5	26.0	13.4	56.1	55.4	21.4	14.9	18.0	58.1	97.3	64.3	15115.6
14:00	35.0	29.4	22.6	11.9	51.7	47.3	17.0	13.3	14.3	52.1	90.8	61.5	13602.2
15:00	47.9	37.4	29.8	13.5	52.7	45.3	14.2	12.8	16.3	62.9	109.8	85.0	16054.1
16:00	50.8	40.6	30.1	15.2	62.9	55.0	14.2	11.9	16.1	62.9	113.3	90.5	17146.8
17:00	44.6	31.8	25.4	14.4	59.6	54.5	14.7	10.5	17.1	61.7	113.2	75.0	15902.2
18:00	37.4	25.4	18.9	11.7	56.7	45.9	12.9	10.0	14.7	52.1	99.9	59.4	13549.5
19:00	29.2	20.6	16.3	10.3	51.3	41.9	12.6	9.5	13.2	53.1	85.1	50.8	11996.3
20:00	22.0	15.7	13.6	9.3	40.3	33.4	13.0	9.3	12.8	47.3	78.5	45.2	10368.8
21:00	19.3	14.7	13.5	8.3	30.1	25.7	12.0	10.5	12.0	43.2	66.2	37.7	8934.5
22:00	19.1	16.2	13.7	8.6	25.2	22.2	12.0	10.0	10.0	36.2	56.2	32.8	7982.8
23:00	17.1	13.7	12.3	8.9	23.0	22.7	10.7	9.1	10.2	31.7	52.9	37.4	7602.9

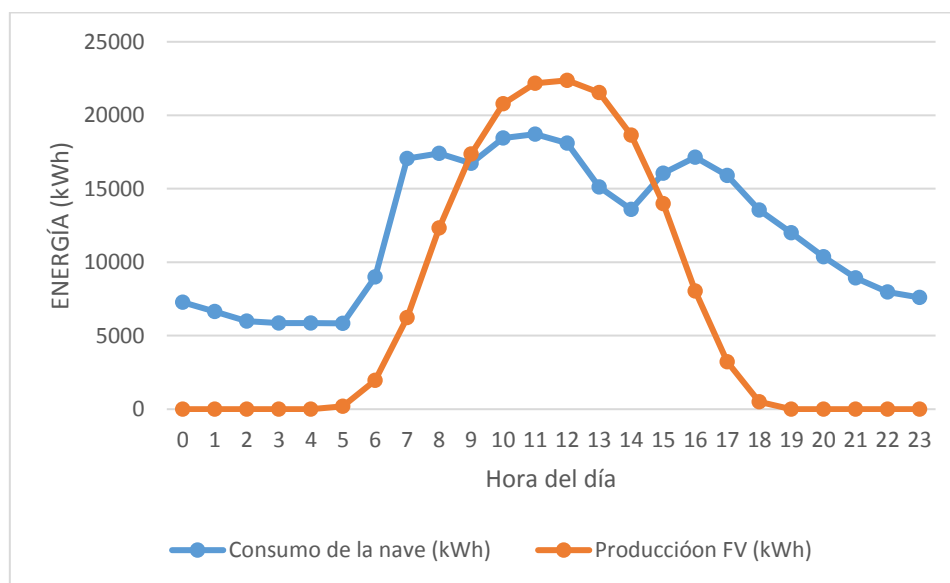


Figura 5.1: Comparación de la producción FV y el consumo de la cooperativa por horas, en kWh

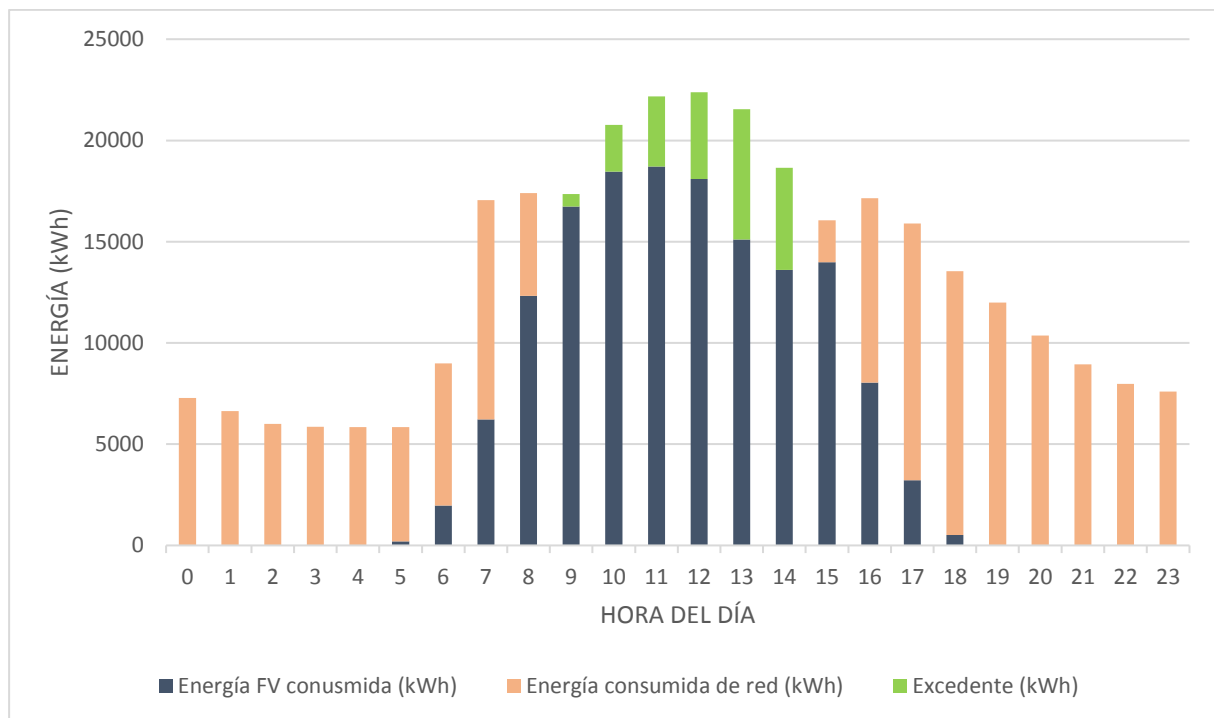
Al comparar los datos de consumo energético con los de producción fotovoltaica, se pueden diferenciar claramente tres situaciones:

- Los periodos horarios en que la demanda de energía de la nave es inferior a la producción. En estas horas la cooperativa tendrá dos beneficios: uno asociado al ahorro que supone el no consumir la energía de la red, pues esta procede en su totalidad del generador fotovoltaico; y otro correspondiente a la venta de la energía excedente que se vierte a la red, y por la que la empresa recibe cierta retribución. Esta situación se da en las horas alrededor del mediodía, entre las 10 y las 14 aproximadamente.
- Las horas en las que la energía que consume la cooperativa supera la cantidad que la instalación fotovoltaica es capaz de producir. Aquí sólo existe un beneficio económico debido

a la cantidad de energía que la empresa deja de consumir de la red y por lo tanto pagar a la distribuidora eléctrica, ya que esa energía se extrae directamente de los módulos fotovoltaicos. El resto de energía que la cooperativa necesita sí será extraída de la red y pagada al precio correspondiente a la distribuidora. Esto ocurre durante las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde.

- Los períodos nocturnos, en los que la producción fotovoltaica es nula y por tanto toda la demanda de la nave se cubre con energía consumida de la red de distribución. En estos casos no existe ningún beneficio ni ahorro.

En el siguiente gráfico se ilustran estas tres situaciones, así como las franjas horarias en que se da cada una.



*Figura 5.2: Análisis de autoconsumo de la instalación fotovoltaica*

El marco legislativo actual permite vender los excedentes de energía producida y consumir de la red cuando la fotovoltaica no permite cubrir la demanda de la nave completamente, siempre que la instalación cumpla ciertas condiciones y estableciendo criterios que afectan tanto al precio de los excedentes inyectados a red como al de la energía autoconsumida, y no precisamente de forma favorable. Todo esto queda recogido en el 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.

Para llevar a cabo el cálculo del beneficio total obtenido se plantea la obtención de los dos tipos de ahorro mencionados anteriormente: el asociado a la venta de excedentes y el correspondiente al ahorro por autoconsumo.

#### **Beneficio asociado a la venta de los excedentes**

Según lo expuesto en el RD 413/2014, las instalaciones fotovoltaicas se ven obligadas a competir en el mercado eléctrico con el resto de generadores, de forma que el precio al que venden la energía producida coincide con el precio resultante de la casación de la oferta y la demanda que el operador del mercado, en este caso el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad) lleva a cabo a diario y para cada hora del día.

El beneficio obtenido gracias a los excedentes de energía inyectados a la red depende fuertemente de la hora del día en que se produzcan estos excedentes, pues el valor del kWh diverge en función del periodo horario en que se entregue a la red y del resultado de la casación que el OMIE lleva a cabo entre las ofertas de producción y demanda. Por ello, se ha considerado el precio horario final medio del kWh de un día “tipo” como base para calcular el beneficio que se obtendrá. Estos datos se han extraído de la web del OMIE.

Sobre ese precio deben aplicarse varios costes que reducen el precio final al que se vende la energía. En este caso, se ha tenido en cuenta:

- Un peaje de acceso a la red, que según lo establecido en el RD 1544/2011, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, asciende a 0,5 €/MWh.
- Un coste asociado a los gastos del representante, es decir, la figura del agente del mercado que gestiona la venta de la energía producida por el generador fotovoltaico, pues debido al tamaño de la instalación no sería rentable entrar directamente en el mercado eléctrico como productor. En función de quién sea el representante, este término varía, pero se considerará un valor estimado de 0,76 €/MWh.

En la Tabla II.3 del Anexo II se muestran los resultados obtenidos para cada hora del día tipo considerado.

#### **Ahorro debido a la cantidad de energía que deja de consumirse de la red: Autoconsumo**

Esta parte del beneficio se determina teniendo en cuenta dos factores: la tarifa eléctrica que tiene contratada la cooperativa, en este caso una 3.0A, y lo establecido en el RD 900/2015.

- En la factura eléctrica que la empresa tiene contratada con la distribuidora se establecen los precios del kWh consumido de acuerdo a una clasificación en tres periodos, según la siguiente tabla:

*Tabla 5.3: Precios por periodo de la energía eléctrica para Tarifa 3.0A*

	P1 (€/kWh)	P2 (€/kWh)	P3 (€/kWh)
3.0A	0.122403739	0.0982583	0.05940865

De la simulación con PVsyst se han extraído los valores de producción por hora para una año tipo, por lo que conociendo éstos y el estudio de consumo de la nave para un año base, se puede obtener la cantidad de kWh fotovoltaicos consumidos, es decir, todos los producidos cuando la generación sea menor que la demanda, y los correspondientes a toda la demanda cuando la generación supere la energía demandada por la nave.

Conociendo los kWh que se consumen de la instalación fotovoltaica y el precio al que se tendría que haber comprado esa energía en caso de extraerla de la red, se puede calcular el ahorro obtenido.

- Sin embargo, con la entrada en vigor del RD de autoconsumo, sobre los kWh autoconsumidos deben aplicarse varios peajes o costes:
  - Cargo transitorio por energía autoconsumida, se muestra en la Tabla II.1. Este término está constituido por varios componentes.
  - Peaje de acceso a las redes de transporte y distribución, que según el RD 1544/2011 asciende a 0,5 €/MWh.

En la Tabla II.2 se muestra el resumen de estos peajes según el periodo horario de la tarifa eléctrica.

Para todos los puntos en que aparecen costes que varían según el periodo horario de la tarifa eléctrica contratada, se ha considerada una media anual entre los resultados obtenidos para el verano y el invierno, pues la clasificación de la horas en cada periodo difiere según la época del año.

Teniendo en cuenta estas consideraciones se puede obtener un resultado detallado para cada uno de los beneficios obtenidos teniendo en cuenta tanto los ahorros como los pagos y peajes que la norma establece.

La siguiente tabla resume estos resultados, para un año tipo, que posteriormente se considerará para el análisis de rentabilidad como el primer año de estudio (Año 1):

*Tabla 5.4: Resumen del análisis energético-económico para el año 1*

Producción FV (kWh)	Consumo (kWh)	Energía FV consumida (kWh)	Energía consumida de la red (kWh)	Excedentes (kWh)	Ahorro por autoc.	Pago por autoc.	Beneficio por excedentes	Beneficio total
169330.00	291166.17	147197.80	143968.37	22132.20	14,934.77 €	3,183.27 €	1,042.47 €	12,793.98 €

En la Tabla II.3 del Anexo II se muestra el análisis detallado que permite obtener estos resultados.

### 5.3. Presupuesto general

Los costes asociados a cada uno de los elementos y equipos que conforman la instalación fotovoltaica constituyen en su conjunto la inversión inicial, es decir, el desembolso que debe realizar la empresa propietaria de la nave para poder llevar a cabo el proyecto y beneficiarse de sus resultados. Este parámetro es esencial para estudiar la rentabilidad del proyecto y se detalla en la lista que sigue, donde se muestran los costes asociados a cada partida, incluyendo tanto el material como los gastos de instalación.

*Tabla 5.5: Detalle del presupuesto*

Descripción	Unidades	Precio unitario	Importe
<b>Módulo fotovoltaico</b>			
REC235PE	480	180.00 €	86,400.00 €
Total subapartado			86,400.00 €
<b>Inversor</b>			



Diseño de una instalación fotovoltaica de 100kWn conectada a red en la cubierta de la nave de la Cooperativa Agrícola de Cocentaina, Alicante

Ingecon Sun Power 100	1	15,300.00 €	15,300.00 €
Ingecon Sun Manager	1	3,200.00 €	3,200.00 €
Total subpartado			18,500.00 €
<b>Estructura</b>			
Estructura coplanar de Aluminio	340	27.50 €	9,350.00 €
Estructura inclinada de 11º de Aluminio	19	36.50 €	693.50 €
Estructura inclinada de 25º de Aluminio	121	40.61 €	4,913.81 €
Total subpartado			14,957.31 €
<b>Cableado</b>			
Cable FV ZZ-F 4 mm2	882.34	1.15 €	1,014.69 €
Cable FV ZZ-F 6 mm2	971.21	1.52 €	1,476.24 €
Cable RV-K 50 mm2	23.10	9.65 €	222.92 €
Cable RV-K 95 mm2	75.90	16.57 €	1,257.66 €
Terminal MC4 4 mm2	96	3.00 €	288.00 €
Terminal Cu 50 mm2	2	4.60 €	9.20 €
Terminal Cu 95 mm2	10	4.70 €	47.00 €
Material de instalación: pletinas de cobre, prensaestopas, terminales de compresión	1	200.00 €	200.00 €
Total subpartado			4,515.71 €
<b>Tubos y canalizaciones</b>			
Bandeja BPM35	72.17	10.84 €	782.32 €
Tubo PVC 32 mm	6.60	4.69 €	30.95 €
Tubo PEAD 160 mm	23.10	8.52 €	196.81 €
Total subpartado			1,010.09 €
<b>Cuadro de CC</b>			
Fusible gPV cilíndrico 15 A	24	2.57 €	61.68 €
Portafusible gPV cilíndrico	24	3.52 €	84.48 €
Descargador de sobretensiones 20 kA Clase II	1	687.75 €	687.75 €
Interruptor de corte en carga	24	51.25 €	1,230.00 €
Interruptor de corte general manual	1	348.95 €	348.95 €
Envolvente	1	225.50 €	225.50 €
Total subpartado			2,638.36 €
<b>Cuadro de CA</b>			
Envolvente	1	225.50 €	225.50 €
Interruptor magnetotérmico 250 A	1	824.69 €	824.69 €
Interruptor diferencial 250 A 300 mA	1	751.55 €	751.55 €
Total subpartado			1,801.74 €
<b>Seguridad y salud</b>			
Estudio H&S con material e instalación	1	4,100.00 €	4,100.00 €
Total subpartado			4,100.00 €
<b>Proyecto ingeniería</b>			
Proyecto ingeniería	1	4,000.00 €	4,000.00 €

Diseño de una instalación fotovoltaica de 100kWn conectada a red en la cubierta de la nave de la Cooperativa Agrícola de Cocentaina, Alicante

Total subapartado			4,000.00 €
<b>Obra civil: zanja de CA</b>			
Zanja de CA	8.20	21.60 €	177.01 €
Total subapartado			177.01 €
<b>Puesta a tierra</b>			
Sistema completo de tierras: picas, cobre desnudo, latiguillos	1	215.41 €	215.41 €
Total subapartado			215.41 €

*Tabla 5.6: Resumen de apartados del presupuesto*

Apartado	Subapartado	Subtotal	Total
1. Estructura	Estructura	14,957.31 €	14,957.31 €
2. Gnerador Fotovoltaico	Módulo fotovoltaico	86,400.00 €	86,400.00 €
3. Inversor Fotovoltaica	Inversor	18,500.00 €	18,500.00 €
4. Instalación Eléctrica	Cableado	4,515.71 €	10,181.31 €
	Tubos y canalizaciones	1,010.09 €	
	Cuadro de CC	2,638.36 €	
	Cuadro de CA	1,801.74 €	
	Puesta a tierra	215.41 €	
5. Seguridad y salud	Seguridad y salud	4,100.00 €	4,100.00 €
6. Obra civil	Zanja de CA	177.01 €	177.01 €
7. Proyecto	Proyecto ingeniería	4,000.00 €	4,000.00 €

**RESUMEN DE PRESUPUESTO:**

1. ESTRUCTURA.....	<b>14.957,31 €</b>
2. GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	<b>86.400,00 €</b>
3. INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	<b>18.500,00 €</b>
4. INSTALACIÓN ELECTRICA.....	<b>10.181,31 €</b>
5. SEGURIDAD Y SALUD.....	<b>4.100,00 €</b>
6. OBRA CIVIL PARA INTERCONEXIÓN.....	<b>177,01 €</b>
7. PROYECTO.....	<b>4.000,00 €</b>

**TOTAL PRESUPUESTO** .....138.315.64 € CIENTO TREINTA Y OCHO MIL TRES CIENTOS QUINCE EUROS CON SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS DE EURO.

**5.4. Análisis de rentabilidad**

Con el análisis de rentabilidad se pretende determinar la viabilidad de llevar a cabo el proyecto diseñado, mediante el cálculo y el análisis de dos parámetros económicos, el Valor Actual Neto (VAN)

y la Tasa Interna de Retorno (TIR) que permiten establecer la rentabilidad de la instalación, así como el periodo de retorno esperado para la inversión.

El VAN es un indicador que permite actualizar a valor presente los flujos de caja futuros que va a generar el proyecto, descontados a un cierto tipo de interés (tasa de descuento), para poder compararlos con el importe inicial de la inversión. Un valor del VAN positivo indica que el proyecto es rentable, y cuanto mayor sea su valor, mayor será el beneficio obtenido. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (5.1)$$

Donde  $FC_t$  representa los flujos de caja para cada periodo  $t$ ;  $I_0$  es la inversión inicial;  $n$  representa la vida útil de la instalación o el periodo de amortización de la inversión, considerado de 25 años para este caso;  $t$  representa cada uno de los años; y  $k$  es la tasa de descuento, valor fijado en un 4,5%, que permite tener en cuenta la depreciación del dinero con el tiempo.

La TIR representa el valor de la tasa de descuento que anula el VAN. Indica la rentabilidad del proyecto, cuanto mayor es su valor, mayor será la rentabilidad. La TIR puede compararse con una tasa de corte que debe superarse para aceptar el proyecto, o con la Tasa Anual Equivalente (TAE) en caso de necesitarse un préstamo bancario para realizar la inversión, de forma que la TIR deberá superar a la TAE para aceptar la inversión.

El payback o período de retorno representa el tiempo que se tardará el recuperar la inversión inicial de acuerdo a los cálculos realizados con los flujos de caja, y se calcula como el tiempo para el que se igualan los flujos de caja acumulados con la inversión inicial. se ha calculado como la inversa de la TIR.

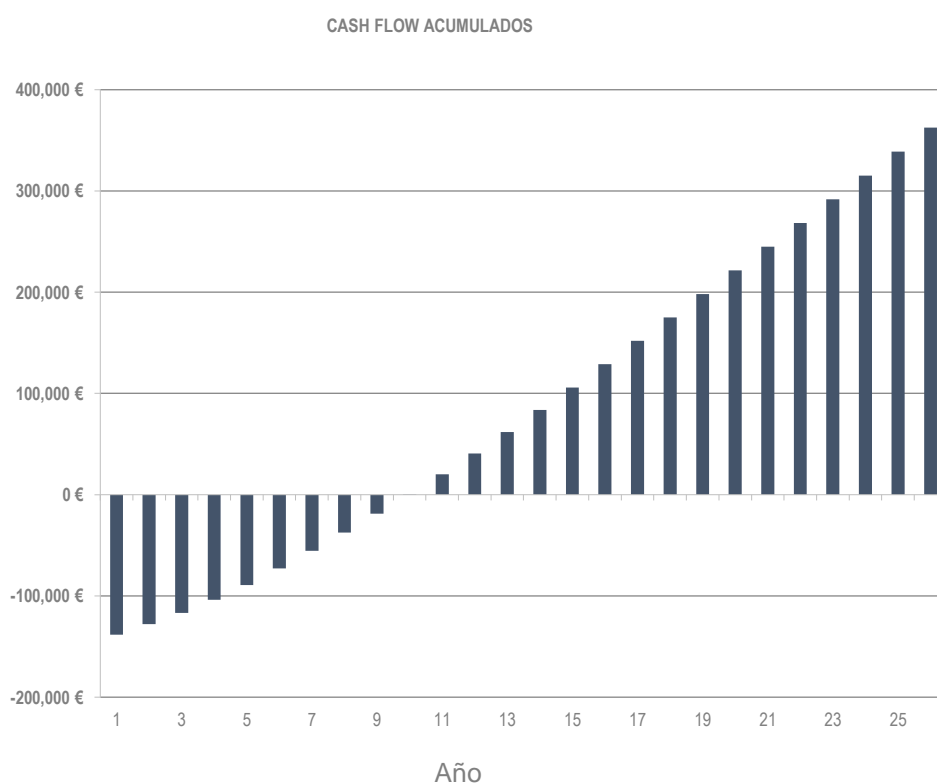
Para poder calcular los parámetros anteriores se han hecho una serie de consideraciones iniciales:

- Gastos por el seguro de la instalación, que ascienden a 400 €/año.
- Gastos por actividades de mantenimiento, cuyo valor es de 1.750€/año.
- Los precios de la electricidad tanto para venta de excedentes como para el cálculo del ahorro por energía autoconsumida.
- Una pérdida anual de potencia del 0,5%.
- Una tasa de descuento del 4,5%.
- Un Índice de Precios al Consumo (IPC) del 3%. Este índice económico mide los cambios en el nivel de los precios de un conjunto de bienes, de forma que afectará a los gastos asociados al seguro y el mantenimiento. Aunque también afectaría a los precios de la electricidad, para éstos se han considerado unas variaciones específicas.
- Incrementos y decrementos estimados para las tarifas y peajes de la energía eléctrica. Estos valores representan una simple estimación, pues dependen de factores completamente imprevisibles, entre ellos, los políticos. Se ha considerado un escenario favorable en el que tanto las tarifas de compra y de venta suban, por lo que subirá el ahorro, y el peaje por autoconsumo termine desapareciendo a partir del año 15. En la Tabla 5.7 se muestran los valores considerados.

*Tabla 5.7: Factores de actualización de los precios de tarifas eléctricas y peajes*

Incremento de tarifa compra		Incremento de tarifa venta		Decremento de peajes	
AÑO	% incremento	AÑO	% incremento	AÑO	% decremento
1 al 5	10%	1 al 5	5%	1 al 10	20%
6 al 15	3%	6 al 15	3%	10 al 15	50%
en adelante	1%	en adelante	1%	en adelante	100%

En la Tabla II.4, extraída del análisis de rentabilidad realizado para este proyecto se detallan los cálculos realizados y los resultados obtenidos. En la siguiente gráfica, obtenida a partir de estos datos, se muestran los flujos de caja acumulados para los 25 años en que se analizan las entradas y salidas de capital del proyecto.



*Figura 5.3: Flujos de caja acumulados*

La rentabilidad del proyecto se puede determinar a partir de los resultados obtenidos para los siguientes indicadores económicos:

*Tabla 5.8: Resultados del cálculo de rentabilidad*

RESULTADOS RENTABILIDAD	
<b>TIR</b>	<b>11.52%</b>
<b>Pay back</b>	<b>8.68</b>
<b>VAN</b>	<b>124,954.76 €</b>

Se obtiene por tanto un resultado positivo para el VAN, que implica la obtención de ganancias por la ejecución del proyecto, dentro del plazo de 25 años considerado. El pay back indica que se recuperará la inversión inicial de 138.315,64 € en un período de 8.68 años. Por último, una TIR del 11,52%, superior a la tasa de descuento establecida del 5% demuestra que es rentable abordar el proyecto. Por otro lado, la TIR también supera los valores de la TAE habituales para los préstamos bancarios (5%-6%), por lo que sería viable financiar la inversión mediante un préstamo bancario.

Se concluye por lo tanto que abordar el proyecto de instalación fotovoltaica sobre la cubierta de la nave de la Cooperativa de Cocentaina es completamente rentable y reportará beneficios a partir del año 8 de funcionamiento de la instalación.

El cálculo de beneficios se ha hecho en base a los precios actuales de la energía eléctrica, puesto que son los datos más reales en este momento. Sin embargo, no puede asegurarse que las condiciones actuales legislativas y del mercado vayan a mantenerse constantes, de forma que los resultados obtenidos para la rentabilidad cambiarían completamente y sería necesario volver a emprender este análisis económico.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- IDAE. Energías Renovables:

<http://www.idae.es/index.php/idpag.16/re/menu.301/mod.pags/mem.detalle> [fecha de consulta: mayo a junio de 2016]

- Unión Española Fotovoltaica (UNEF):

<http://unef.es/> [fecha de consulta: mayo a junio de 2016]

- Material didáctico de la asignatura: Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia (ETSII UPV). Profesor: Emilio Figueres Amorós [fecha de consulta: abril a junio de 2016]
- AENOR. Base de datos normas:

<http://www.aenor.es/aenor/normas/buscadornormas/buscadornormas.asp#.V2aEYSi9mAg> [fecha de consulta: abril a junio de 2016]

- AENOR. Base de datos AENORMás (norweb) de la Universitat Politècnica de València:

[https://www.aenor.es/aenor/suscripciones/personal/pagina\\_per\\_buscador.asp](https://www.aenor.es/aenor/suscripciones/personal/pagina_per_buscador.asp) [fecha de consulta: abril a junio de 2016]

- FUNDACIÓN PARA EL FOMENTO DE LA INNOVACIÓN INDUSTRIAL. Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias:

<http://www.f2i2.net/> [fecha de consulta: abril a junio de 2016]

- Krannich The Global PV Experts:

<http://es.krannich-solar.com/es/> [fecha de consulta: abril a junio de 2016]

- CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA CONECTADA A LA RED DE IBERDROLA DISTRIBUCIÓN. IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
- Wikipedia, la enciclopedia libre:

- Energía solar

[https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_solar](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar) [fecha de consulta: abril de 2016]

- Energía solar fotovoltaica

[https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_solar\\_fotovoltaica](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica) [fecha de consulta: abril de 2016]

- Efecto fotoeléctrico

[https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto\\_fotoel%C3%A9ctrico](https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico) [fecha de consulta: abril de 2016]

- Energía solar en España

[https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_solar\\_en\\_Espa%C3%B1a](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_en_Espa%C3%B1a) [fecha de consulta: abril de 2016]

- REE. Avance del informe del Sistema Eléctrico Español 2015:

<http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/avance-del-informe-del-sistema-electrico-espanol-2015> [fecha de consulta: mayo de 2016]

- Código Técnico de la Edificación (CTE):

<http://www.codigotecnico.org/> [fecha de consulta: abril a junio de 2016]

- José Roger Folch, Martín Riera Guasp, Carlos Roldán Porta. Tecnología Eléctrica. 3ª ed. Madrid: Síntesis, D.L. 2010. [fecha de consulta: abril a junio de 2016]
- Material didáctico de la asignatura: Sistemas y Tecnología Eléctricos. Profesor: Juan Pérez Cruz. [fecha de consulta: abril a junio de 2016]
- OMIE. Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad:

<http://www.omie.es/inicio> [fecha de consulta: junio 2016]

- CURSO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA "CURSOLAR", Universidad de Jaén:

[https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/4\\_mapa.htm](https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/4_mapa.htm) [fecha de consulta: abril 2016]



## 7. FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS INSTALADOS

A continuación se muestra una lista con los links a las webs donde pueden encontrarse las fichas técnicas de los principales elementos que componen la instalación fotovoltaica.

- Módulo fotovoltaico: REC, REC235PE

<http://www.technosun.com/es/descargas/REC-PE-235-240-245-250-255-260-ficha-ES.pdf>

- Inversor: Ingeteam, Ingecon Sun Power

[http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD\\_800\\_Archivo\\_ingecon-sun-power.pdf](http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_800_Archivo_ingecon-sun-power.pdf)

- Estructura: Praxia

<http://www.acesco.com/downloads/manual/ManualDeCubiertas.pdf>

- Cable de string: General Cable, Exzhellent Solar ZZ-F

[http://www.generalcable.com/eu/gc\\_pvapp/1565](http://www.generalcable.com/eu/gc_pvapp/1565)

- Cable de agrupación de CC y cable de CA: General Cable, Energy RV-K FOC

<http://www.generalcable.es/Productos/Catálogoonline/tabid/365/ctl/TablaResultados/mid/2958/rta/b/365/idCable/74/idTipo/1/idSubTipo/0/idIdioma/4/idPortal/1/Default.aspx>

- Terminales MC4: Multicontact, PV-KBT4

[http://www.multi-contact.com/AcroFiles/Catalogues/PV\\_Solar-N\\_\(en\)\\_hi.pdf](http://www.multi-contact.com/AcroFiles/Catalogues/PV_Solar-N_(en)_hi.pdf)

- Terminales de compresión: Cembre, AM

<http://www.cembre.es/assets/A-M/allegati/terminales-de-tubo-de-cobre-para-crimpado-a-m-ficha-02-es.pdf>

- Prensaestopas: Cembre, MAXIblock 1900

<http://www.cembre.es/assets/1900%20M/allegati/1900%20m-ficha-01.pdf>

- Bandeja tipo rejilla para el cable de string: Aiscan, BMP35

[www.aiscan.com/ecom/imagenes/.../01/554264b3687ae1da85f4501f0f479090.pdf](http://www.aiscan.com/ecom/imagenes/.../01/554264b3687ae1da85f4501f0f479090.pdf)

- Tubo de PVC: ODI BAKAR, Tubo Flexiplast

[www.odibakar.com/get\\_file.php?id=11](http://www.odibakar.com/get_file.php?id=11)

- Tubo PEAD: ODI BAKAR, Canalizaciones Decaplast

[www.odibakar.com/get\\_file.php?id=11](http://www.odibakar.com/get_file.php?id=11)

- Envoltente cuadro CC-CA: General Electric, Polysafe 340

[https://www.gepowercontrols.com/es/resources/literature\\_library/catalogs/technical/downloads/F\\_Industrial\\_Encl\\_ES\\_V1010.pdf](https://www.gepowercontrols.com/es/resources/literature_library/catalogs/technical/downloads/F_Industrial_Encl_ES_V1010.pdf)

- Fusible gPV cilíndrico: Cooper Bussmann, 10x38 15 A

<http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/bussmann/Electrical/Resources/product-datasheets-b/bus-ele-ds-10121-pv10m.pdf>

- Base Portafusible: Cooper Bussmann, CHM1D-PV

<http://docs-europe.electrocomponents.com/webdocs/0e17/0900766b80e17cac.pdf>

- Descargador de sobretensiones: Weidmüller, VPU I 2+0 r PV 1000V DC

[http://catalog.weidmueller.com/catalog/Start.do?localeId=en\\_DE&ObjectID=1351430000](http://catalog.weidmueller.com/catalog/Start.do?localeId=en_DE&ObjectID=1351430000)

- Interruptor magnetotérmico: Schneider Electric, Compact NSX250

<http://www.schneider-electric.cl/documents/local/catalogos/de/cap2.pdf>

- Interruptor diferencial: Schneider Electric

<http://www.schneider-electric.cl/documents/local/catalogos/de/cap2.pdf>

- Monitorizador: Ingeteam, Ingecon Sun Manager/Ingecon Sun Monitor

[http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD\\_1174\\_Archivo\\_ingecon-sun-manager.pdf](http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_1174_Archivo_ingecon-sun-manager.pdf)

[http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD\\_1175\\_Archivo\\_ingecon-sun-monitor.pdf](http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_1175_Archivo_ingecon-sun-monitor.pdf)

## 8. ANEXO I: Informe de la simulación en PVsyst

## Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

**Proyecto :** Coop. Concentaina

**Lugar geográfico** Concentaina País **España**

**Ubicación** Latitud 38.8°N Longitud 0.4°W  
 Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT Altitud 419 m  
 Albedo 0.20

**Datos climatológicos:** **Concentaina** Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100% - Synthetic

**Variante de simulación :** **New simulation variant**

Fecha de simulación 21/06/16 19h06

### Parámetros de la simulación

**2 orientations** Tilts/Azimuths 7°/18° and 25°/18°

**Modelos empleados** Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm

**Perfil obstáculos** Sin perfil de obstáculos

**Sombras cercanas** Sombreado lineal

### Características generador FV

**Módulo FV** Si-poly Modelo **REC 235PE-BLK**  
 Original PVsyst database Fabricante REC  
 Número de módulos FV En serie 20 módulos En paralelo 24 cadenas  
 N° total de módulos FV N° módulos 480 Pnom unitaria 235 Wp  
 Potencia global generador Nominal (STC) **113 kWp** En cond. funciona. 102 kWp (50°C)  
 Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 527 V I mpp 193 A  
 Superficie total Superficie módulos **792 m²** Superf. célula 701 m²

### Inversor

Original PVsyst database Modelo **Ingecon Sun 100**  
 Características Fabricante Ingeteam  
 Tensión Funciona. 405-750 V Pnom unitaria 100 kWac  
 Banco de inversores N° de inversores 1 unidades Potencia total 100 kWac

### Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador Fracción de Pérdidas 1.0 %  
 Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 15.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s  
 Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 12 mOhm Fracción de Pérdidas 0.4 % en STC  
 LID - "Light Induced Degradation" Fracción de Pérdidas 1.0 %  
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas 0.6 %  
 Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 0.4 % en MPP  
 Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05

### Factores de pérdida del sistema

Pérdida Óhmica en el Cableado Cables: 3x95.0 mm² 22 m Fracción de Pérdidas 0.3 % en STC  
 Indisponibilidad del sistema 3.6 días, 3 períodos Fracción de tiempo 1.0 %

**Necesidades de los usuarios :** Carga ilimitada (red)

## Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

**Proyecto :** Coop. Concentaina

**Variante de simulación :** New simulation variant

**Parámetros principales del sistema** Tipo de sistema **Conectado a la red**

**Sombras cercanas**

Sombreado lineal

Orientación Campos FV

2 orientations

Inclinación/Acimut = 7°/18° y 25°/18°

Módulos FV

Modelo

REC 235PE-BLK

Pnom 235 Wp

Generador FV

N° de módulos

480

Pnom total

**113 kWp**

Inversor

Modelo

Ingecon Sun 100

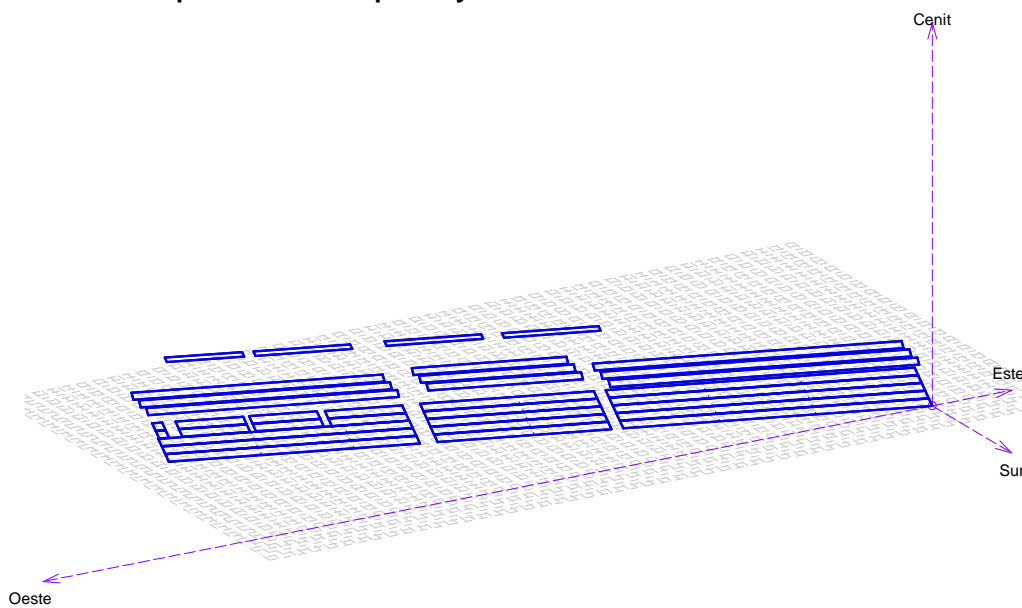
Pnom

100 kW ac

Necesidades de los usuarios

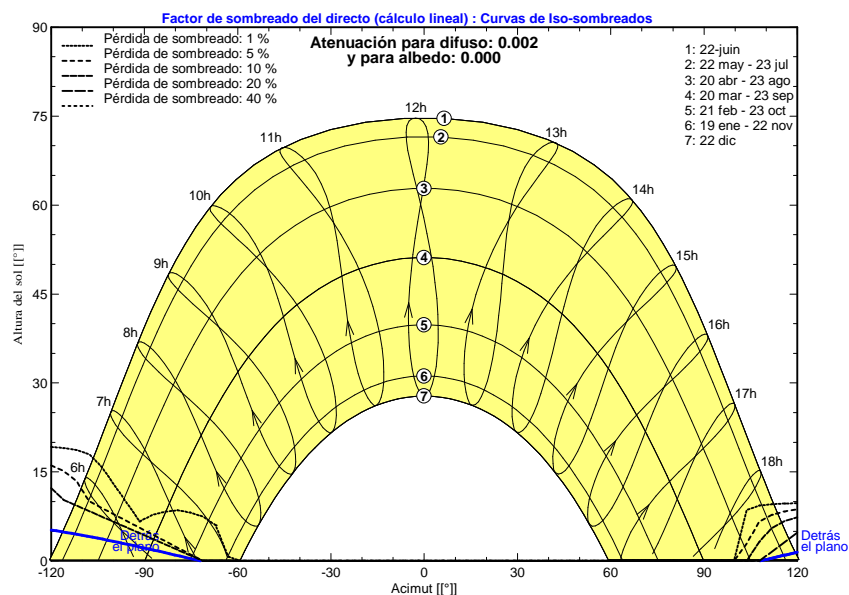
Carga ilimitada (red)

### Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano



### Diagrama de Iso-sombrados

Coop. Concentaina - Hora Legal



## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

**Proyecto :** Coop. Concentaina

**Variante de simulación :** New simulation variant

**Parámetros principales del sistema** Tipo de sistema **Conectado a la red**

**Sombras cercanas**

Sombreado lineal

Orientación Campos FV

2 orientations

Inclinación/Acimut = 7°/18° y 25°/18°

Módulos FV

Modelo

REC 235PE-BLK

Pnom 235 Wp

Generador FV

N° de módulos

480

Pnom total

**113 kWp**

Inversor

Modelo

Ingecon Sun 100

Pnom

100 kW ac

Necesidades de los usuarios

Carga ilimitada (red)

### Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema

**Energía producida**

**169.3 MWh/año**

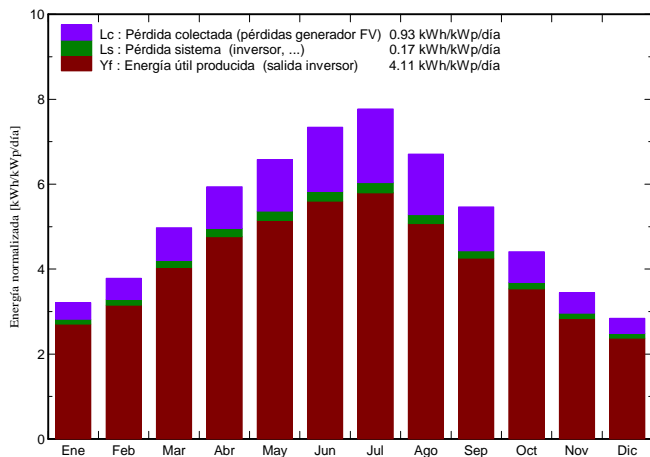
Produc. específico

1501 kWh/kWp/año

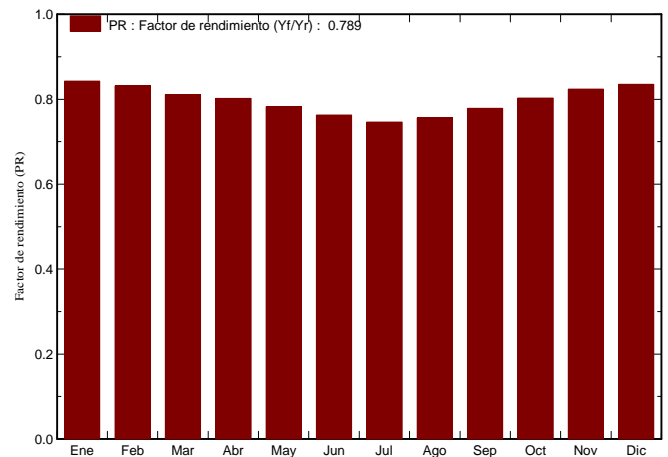
Factor de rendimiento (PR)

78.9 %

**Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 113 kWp**



**Factor de rendimiento (PR)**



### New simulation variant

#### Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	%	%
<b>Enero</b>	78.5	7.96	99.6	93.3	9.86	9.47	12.50	12.00
<b>Febrero</b>	89.0	9.55	106.0	100.2	10.37	9.95	12.35	11.84
<b>Marzo</b>	138.4	12.47	154.3	146.8	14.71	14.12	12.03	11.55
<b>Abril</b>	169.9	14.34	178.2	169.8	16.78	16.12	11.89	11.42
<b>Mayo</b>	202.2	18.32	203.9	194.4	18.76	18.01	11.62	11.15
<b>Junio</b>	221.9	23.13	220.3	210.0	19.74	18.96	11.32	10.87
<b>Julio</b>	240.1	26.08	240.9	230.4	21.12	20.28	11.07	10.63
<b>Agosto</b>	201.1	25.85	208.0	198.7	18.47	17.74	11.21	10.77
<b>Septiembre</b>	150.8	21.70	164.0	156.2	15.01	14.40	11.55	11.08
<b>Octubre</b>	117.1	17.81	136.6	129.4	12.89	12.37	11.91	11.43
<b>Noviembre</b>	83.1	11.83	103.4	97.3	10.01	9.61	12.22	11.73
<b>Diciembre</b>	68.0	9.03	88.2	82.3	8.69	8.31	12.44	11.90
<b>Año</b>	1760.1	16.55	1903.5	1809.1	176.40	169.33	11.70	11.23

Leyendas: GlobHor

Irradiación global horizontal

EArray

Energía efectiva en la salida del generador

T Amb

Temperatura Ambiente

E\_Grid

Energía reinyectada en la red

GlobInc

Global incidente plano receptor

EffArrR

Eficiencia Esal campo/superficie bruta

GlobEff

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EffSysR

Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

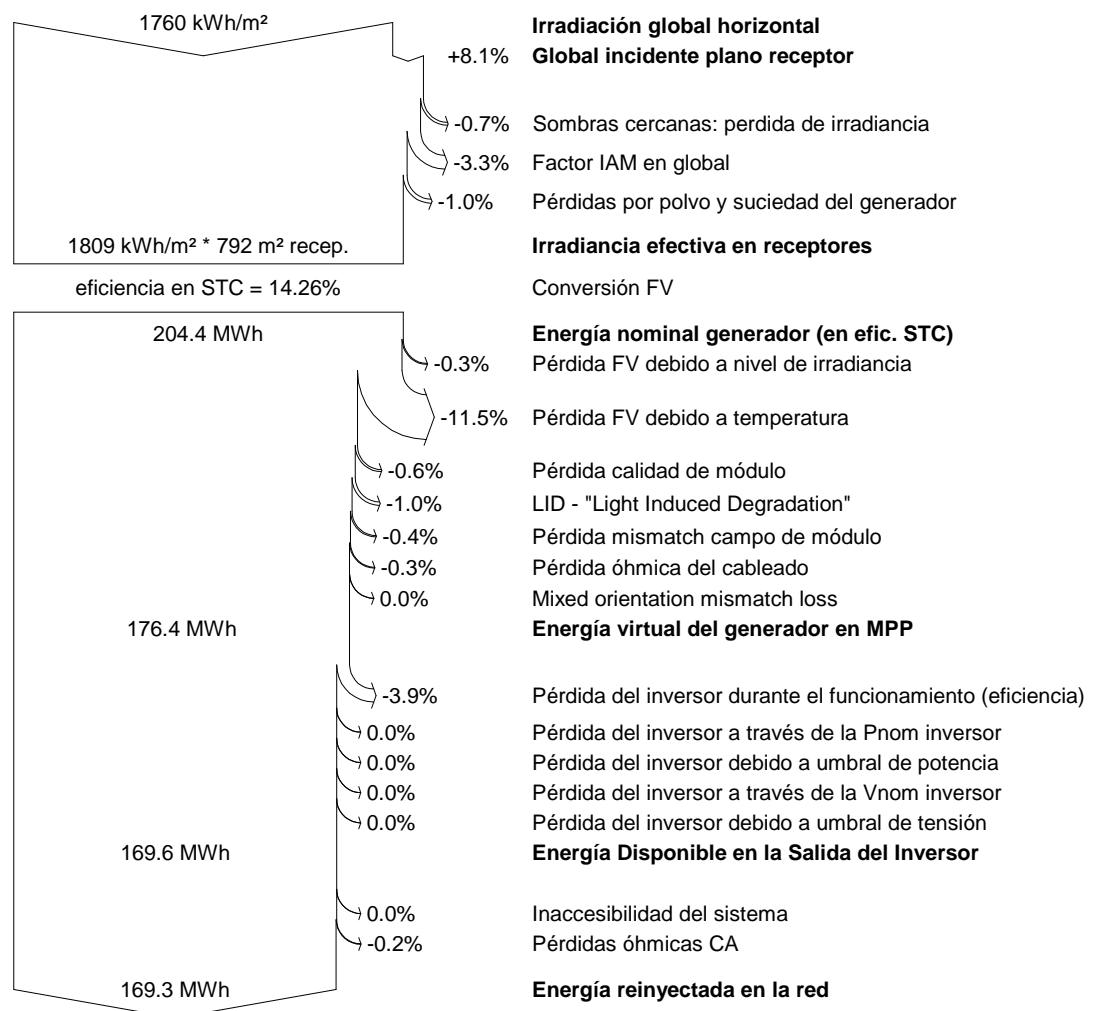
## Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** Coop. Concentaina

**Variante de simulación :** New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	2 orientations	Inclinación/Acimut = 7°/18° y 25°/18°	
Módulos FV	Modelo	REC 235PE-BLK	Pnom 235 Wp
Generador FV	N° de módulos	480	Pnom total <b>113 kWp</b>
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 100	Pnom 100 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

### Diagrama de pérdida durante todo el año





**New simulation variant**  
**Balances y resultados principales**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>Enero</b>	78.5	7.96	99.6	93.3	9859	9471	12.50	12.00
<b>Febrero</b>	89.0	9.55	106.0	100.2	10369	9946	12.35	11.84
<b>Marzo</b>	138.4	12.47	154.3	146.8	14707	14120	12.03	11.55
<b>Abril</b>	169.9	14.34	178.2	169.8	16778	16118	11.89	11.42
<b>Mayo</b>	202.2	18.32	203.9	194.4	18761	18005	11.62	11.15
<b>Junio</b>	221.9	23.13	220.3	210.0	19739	18961	11.32	10.87
<b>Julio</b>	240.1	26.08	240.9	230.4	21116	20282	11.07	10.63
<b>Agosto</b>	201.1	25.85	208.0	198.7	18469	17738	11.21	10.77
<b>Septiembre</b>	150.8	21.70	164.0	156.2	15007	14402	11.55	11.08
<b>Octubre</b>	117.1	17.81	136.6	129.4	12892	12371	11.91	11.43
<b>Noviembre</b>	83.1	11.83	103.4	97.3	10015	9611	12.22	11.73
<b>Diciembre</b>	68.0	9.03	88.2	82.3	8687	8305	12.44	11.90
<b>Año</b>	1760.1	16.55	1903.5	1809.1	176400	169330	11.70	11.23

Leyendas:

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

**New simulation variant  
Customised table**

	<b>PR</b>	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>E_Grid</b> kWh
<b>Enero</b>	0.843	78.5	9471
<b>Febrero</b>	0.832	89.0	9946
<b>Marzo</b>	0.811	138.4	14120
<b>Abril</b>	0.802	169.9	16118
<b>Mayo</b>	0.783	202.2	18005
<b>Junio</b>	0.763	221.9	18961
<b>Julio</b>	0.746	240.1	20282
<b>Agosto</b>	0.756	201.1	17738
<b>Septiembre</b>	0.778	150.8	14402
<b>Octubre</b>	0.803	117.1	12371
<b>Noviembre</b>	0.824	83.1	9611
<b>Diciembre</b>	0.835	68.0	8305
<b>Año</b>	0.789	1760.1	169330

Leyendas: PR            Factor de rendimiento  
                  GlobHor        Irradiación global horizontal  
                  E\_Grid            Energía reinyectada en la red

New simulation variant  
 Monthly Hourly sums for E\_Grid [MWh]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H	
Enero	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.453	0.942	1.317	1.583	1.570	1.478	1.236	0.742	0.149	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Febrero	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.089	0.532	0.962	1.264	1.423	1.463	1.508	1.283	0.970	0.451	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Marzo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.020	0.404	0.941	1.415	1.751	1.944	1.907	1.851	1.658	1.249	0.780	0.202	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Abril	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.220	0.717	1.296	1.680	1.904	1.956	2.014	1.970	1.717	1.367	0.902	0.372	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Mayo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.058	0.425	0.959	1.489	1.823	2.142	1.950	2.026	2.048	1.826	1.531	1.103	0.546	0.079	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Junio	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.088	0.471	1.011	1.502	1.871	2.085	2.138	2.180	2.098	1.909	1.599	1.171	0.656	0.181	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Julio	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.050	0.405	0.975	1.520	1.930	2.201	2.349	2.373	2.296	2.108	1.790	1.325	0.760	0.203	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Agosto	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.298	0.812	1.367	1.791	2.072	2.127	2.142	2.088	1.855	1.519	1.086	0.529	0.047	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Septiembre	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.119	0.606	1.132	1.531	1.773	1.924	1.893	1.797	1.581	1.205	0.689	0.154	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Octubre	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.011	0.438	0.953	1.368	1.619	1.819	1.823	1.683	1.366	0.917	0.376	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Noviembre	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.201	0.680	0.996	1.385	1.551	1.560	1.423	1.107	0.596	0.011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Diciembre	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.465	0.943	1.262	1.406	1.426	1.295	1.004	0.496	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Año	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.202	1.969	6.220	12.328	17.351	20.774	22.169	22.377	21.536	18.648	13.982	8.043	3.220	0.511	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

## 9. ANEXO II: Análisis de rentabilidad

*Tabla II.1: Cargos por energía autoconsumida*

ii) A partir del 1 de enero de 2016:

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW) .....	0,049033					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW) .....	0,063141	0,008907				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW) .....	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW) .....	0,060728					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW) .....	0,074079	0,018282				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW) .....	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A ( Pc > 15 kW).....	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV).....	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV).....	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV) .....	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 ( 36 kV a 72,5 kV).....	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 ( 72,5 kV a 145 kV).....	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 ( Mayor o igual a 145 kV).....	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Este término de cargo variable está constituido por los componentes correspondientes a:

- 1.º Los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las pérdidas correspondientes,
- 2.º Los pagos por capacidad, y
- 3.º Otros servicios del sistema, diferenciando entre: los asociados a los servicios de ajuste del sistema eléctrico, a excepción del coste de desvíos, los asociados al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y los asociados a la retribución del operador del mercado y del operador del sistema.

*Fuente: Real Decreto 900/2015*

*Tabla II.2: Pagos por energía autoconsumida*

	Periodo 1 (€/kWh)	Periodo 2 (€/kWh)	Periodo 3 (€/kWh)
3.0A	0.029899	0.019834	0.011655

Diseño de una instalación fotovoltaica de 100kWn conectada a red en la cubierta de la nave de la Cooperativa Agrícola de Cocentaina, Alicante

Tabla II.3: Análisis detallado del estudio energético-económico

Hora	Producción FV (kWh)	Consumo (kWh)	Energía FV consumida (kWh)	Energía consumida de red (kWh)	Excedente (kWh)	Periodo (invierno)	Precio de compra (€/kWh)	Periodo (verano)	Precio de compra (€/kWh)	Precio de venta (€/kWh)	Ahorro medio por autoc. (€)	Peajes energía autoc. (verano) (€/kWh)	Peajes energía autoc. (invierno) (€/kWh)	Pago por autoc. (€)	Ahorro venta exc. (€)	Beneficio total (€)
0	0	7281.88	0.00	7281.88	0.00	P3	0.0594086	P3	0.059408647	0.03960	0.00	0.011655	0.011655	0.00	0	0.00
1	0	6633.45	0.00	6633.45	0.00	P3	0.0594086	P3	0.059408647	0.03799	0.00	0.011655	0.011655	0.00	0	0.00
2	0	5999.54	0.00	5999.54	0.00	P3	0.0594086	P3	0.059408647	0.03441	0.00	0.011655	0.011655	0.00	0	0.00
3	0	5865.41	0.00	5865.41	0.00	P3	0.0594086	P3	0.059408647	0.03247	0.00	0.011655	0.011655	0.00	0	0.00
4	0	5848.73	0.00	5848.73	0.00	P3	0.0594086	P3	0.059408647	0.03256	0.00	0.011655	0.011655	0.00	0	0.00
5	202	5840.26	202.00	5638.26	0.00	P3	0.0594086	P3	0.059408647	0.03473	12.00	0.011655	0.011655	2.35	0	9.65
6	1969	8991.92	1969.00	7022.92	0.00	P3	0.0594086	P3	0.059408647	0.03975	116.98	0.011655	0.011655	22.95	0	94.03
7	6220	17046.56	6220.00	10826.56	0.00	P3	0.0594086	P3	0.059408647	0.04113	369.52	0.011655	0.011655	72.49	0	297.03
8	12328	17397.75	12328.00	5069.75	0.00	P2	0.0982583	P2	0.098258301	0.04280	1211.33	0.019834	0.019834	244.51	0	966.81
9	17351	16734.96	16734.96	0.00	616.04	P2	0.0982583	P2	0.098258301	0.04535	1644.35	0.019834	0.019834	331.92	27.94	1340.36
10	20774	18453.19	18453.19	0.00	2320.81	P2	0.0982583	P2	0.098258301	0.04701	1813.18	0.019834	0.019834	366.00	109.10	1556.28
11	22169	18716.47	18716.47	0.00	3452.53	P2	0.0982583	P1	0.122403739	0.04690	2065.01	0.029899	0.019834	465.41	161.92	1761.52
12	22377	18100.45	18100.45	0.00	4276.55	P2	0.0982583	P1	0.122403739	0.04739	1997.04	0.029899	0.019834	450.09	202.67	1749.61
13	21536	15115.57	15115.57	0.00	6420.43	P2	0.0982583	P1	0.122403739	0.04723	1667.72	0.029899	0.019834	375.87	303.24	1595.08
14	18648	13602.17	13602.17	0.00	5045.83	P2	0.0982583	P1	0.122403739	0.04709	1500.74	0.029899	0.019834	338.24	237.61	1400.11
15	13982	16054.09	13982.00	2072.09	0.00	P2	0.0982583	P2	0.098258301	0.04580	1373.85	0.019834	0.019834	277.32	0	1096.53
16	8043	17146.78	8043.00	9103.78	0.00	P2	0.0982583	P2	0.098258301	0.04525	790.29	0.019834	0.019834	159.52	0	630.77
17	3220	15902.21	3220.00	12682.21	0.00	P2	0.0982583	P2	0.098258301	0.04494	316.39	0.019834	0.019834	63.87	0	252.53
18	511	13549.52	511.00	13038.52	0.00	P1	0.1224037	P2	0.098258301	0.04199	56.38	0.019834	0.029899	12.71	0	43.67
19	0	11996.34	0.00	11996.34	0.00	P1	0.1224037	P2	0.098258301	0.04189	0.00	0.019834	0.029899	0.00	0	0.00
20	0	10368.76	0.00	10368.76	0.00	P1	0.1224037	P2	0.098258301	0.04338	0.00	0.019834	0.029899	0.00	0	0.00
21	0	8934.53	0.00	8934.53	0.00	P1	0.1224037	P2	0.098258301	0.04632	0.00	0.019834	0.029899	0.00	0	0.00
22	0	7982.78	0.00	7982.78	0.00	P2	0.0982583	P2	0.098258301	0.04232	0.00	0.019834	0.019834	0.00	0	0.00
23	0	7602.87	0.00	7602.87	0.00	P2	0.0982583	P2	0.098258301	0.04245	0.00	0.019834	0.019834	0.00	0	0.00
											14934.77			3183.27	1042.47	12793.98

Diseño de una instalación fotovoltaica de 100kWn conectada a red en la cubierta de la nave de la Cooperativa Agrícola de Cocentaina, Alicante

Tabla II.4: Análisis detallado del estudio de rentabilidad

AÑO	Consumo de FV	Consumo de red	Excedentes	Precio compra	Precio venta	Peaje autoc.	Precio Energía	Ahorro por autoc.	Beneficio excedentes	Pago autoc.	Ahorro final	Manten. y Seguro	Gastos	B.A.I.	CASH-FLOW	CASH-FLOW ACUMULADO	
	kWh	kWh	kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
0																-138315.64	-138315.64
1	147197.80	143968.37	22132.20	0.089332656	0.04211458	0.01878517	0.126545628	14934.77	1042.47	3183.27	12793.98	2150.00	2150.00	10643.98	10643.98	-127671.66	
2	146965.43	144200.74	21517.92	0.098265922	0.04422031	0.01502813	0.139200191	14441.69	951.53	2208.62	13184.61	2214.50	2214.50	10970.11	10970.11	-116701.55	
3	146734.21	144431.96	20906.72	0.108092514	0.04643133	0.01202251	0.15312021	15860.87	970.73	1764.11	15067.48	2280.94	2280.94	12786.55	12786.55	-103915.00	
4	146504.16	144662.01	20298.57	0.118901765	0.04875289	0.00961801	0.168432231	17419.60	989.61	1409.08	17000.14	2349.36	2349.36	14650.78	14650.78	-89264.23	
5	146275.25	144890.92	19693.46	0.130791942	0.05119054	0.0076944	0.185275454	19131.62	1008.12	1125.50	19014.24	2419.84	2419.84	16594.40	16594.40	-72669.83	
6	146047.49	145118.68	19091.38	0.1347157	0.05272626	0.00615552	0.190833718	19674.89	1006.62	899.00	19782.51	2492.44	2492.44	17290.07	17290.07	-55379.76	
7	145820.86	145345.31	18492.31	0.138757171	0.05430804	0.00492442	0.196558729	20233.69	1004.28	718.08	20519.89	2567.21	2567.21	17952.68	17952.68	-37427.08	
8	145595.37	145570.80	17896.24	0.142919886	0.05593728	0.00393953	0.202455491	20808.47	1001.07	573.58	21235.96	2644.23	2644.23	18591.73	18591.73	-18835.35	
9	145305.04	145861.13	17369.11	0.147207482	0.0576154	0.00315163	0.208529156	21389.99	1000.73	457.95	21932.77	2723.56	2723.56	19209.21	19209.21	373.86	
10	144998.45	146167.72	16862.33	0.151623707	0.05934387	0.0025213	0.21478503	21985.20	1000.68	365.58	22620.29	2805.26	2805.26	19815.03	19815.03	20188.90	
11	144693.40	146472.77	16358.08	0.156172418	0.06112418	0.00126065	0.221228581	22597.12	999.87	182.41	23414.58	2889.42	2889.42	20525.16	20525.16	40714.06	
12	144389.87	146776.30	15856.35	0.160857591	0.06295791	0.00063033	0.227865439	23226.21	998.28	91.01	24133.48	2976.10	2976.10	21157.37	21157.37	61871.43	
13	144087.86	147078.31	15357.13	0.165683318	0.06484664	0.00031516	0.234701402	23872.96	995.86	45.41	24823.40	3065.39	3065.39	21758.02	21758.02	83629.45	
14	143787.36	147378.81	14860.40	0.170653818	0.06679204	0.00015758	0.241742444	24537.86	992.56	22.66	25507.76	3157.35	3157.35	22350.41	22350.41	105979.86	
15	143488.37	147677.80	14366.16	0.175773432	0.0687958	7.8791E-05	0.248994717	25221.44	988.33	11.31	26198.47	3252.07	3252.07	22946.40	22946.40	128926.26	
16	143190.86	147975.31	13874.39	0.177531167	0.06948376	0	0.251484664	25420.84	964.04	0.00	26384.89	3349.63	3349.63	23035.26	23035.26	151961.52	
17	142894.85	148271.32	13385.08	0.179306478	0.0701786	0	0.253999511	25621.97	939.35	0.00	26561.32	3450.12	3450.12	23111.20	23111.20	175072.72	
18	142600.31	148565.86	12898.22	0.181099543	0.07088039	0	0.256539506	25824.85	914.23	0.00	26739.08	3553.62	3553.62	23185.46	23185.46	198258.18	
19	142307.25	148858.92	12413.78	0.182910539	0.07158919	0	0.259104901	26029.50	888.69	0.00	26918.19	3660.23	3660.23	23257.96	23257.96	221516.14	
20	142015.65	149150.52	11931.78	0.184739644	0.07230508	0	0.26169595	26235.92	862.73	0.00	27098.65	3770.04	3770.04	23328.61	23328.61	244844.75	
21	141725.51	149440.66	11452.18	0.186587041	0.07302813	0	0.26431291	26444.14	836.33	0.00	27280.48	3883.14	3883.14	23397.34	23397.34	268242.08	
22	141436.83	149729.34	10974.98	0.188452911	0.07375841	0	0.266956039	26654.18	809.50	0.00	27463.68	3999.63	3999.63	23464.05	23464.05	291706.13	
23	141149.58	150016.59	10500.16	0.19033744	0.074496	0	0.269625599	26866.05	782.22	0.00	27648.27	4119.62	4119.62	23528.65	23528.65	315234.78	
24	140863.77	150302.40	10027.72	0.192240814	0.07524096	0	0.272321855	27079.77	754.50	0.00	27834.26	4243.21	4243.21	23591.05	23591.05	338825.83	
25	140545.54	150620.63	9591.50	0.194163223	0.07599337	0	0.275045074	27288.78	728.89	0.00	28017.67	4370.51	4370.51	23647.16	23647.16	362472.99	