

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL
COMERCIAL**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

Autor: Iván Darías Cabrera

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

JULIO 2019

HOJA DE IDENTIFICACIÓN

TÍTULO DEL PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL COMERCIAL.

EMPLAZAMIENTO GEOGRÁFICO CONCRETO

Polígono Industrial Güimar, Manzana 5, Parcela 3, 38550 Arafo
Término municipal: Arafo.
Provincia: Santa Cruz de Tenerife

PERSONA FÍSICA O JURÍDICA QUE HA ENCARGADO EL PROYECTO

Nombre: Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología. Universidad de La Laguna.
Dirección: Avenida Astrofísico Francisco Sánchez
C.P.: 38200
Teléfono: 922318309

DATOS DEL AUTOR DEL PROYECTO

Nombre del autor: Iván Darías Cabrera
NIF: 79065483-Q
Estudios: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Teléfonos de contacto: 650126207
Correo electrónico: alu0100978186@ull.edu.es

RESPONSABLE DE LA TUTORÍA DEL PROYECTO

Nombre: Benjamín Jesús González Díaz.
Correo electrónico: bgdiaz@ull.edu.es

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

1. MEMORIA.....	5
2. ANEXOS	
2.1 ANEXO 1. CÁLCULOS.....	36
2.2 ANEXO 2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	113
2.3 HOJAS DE DATOS DE LOS ELEMENTOS EMPLEADOS.....	127
3. PLANOS.....	141
4. PLIEGO DE CONDICIONES.....	150
5. PRESUPUESTO Y AMORTIZACIÓN.....	159

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL
COMERCIAL**

MEMORIA

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

Autor: Iván Darías Cabrera

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

JULIO 2019

ÍNDICE MEMORIA

1. ABSTRACT	7
2. OBJETO.....	8
3. ALCANCE.....	8
4. ANTECEDENTES.....	9
5. NORMAS Y REFERENCIAS	
5.1 DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS.....	9
5.2 PROGRAMAS DE CÁLCULO.....	11
5.3 PLAN DE GESTIÓN DE LA CALIDAD	12
5.4 BIBLIOGRAFÍA.....	12
6. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.....	13
7. REQUISITOS DE DISEÑO.....	13
8. ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES.....	16
9. RESULTADOS FINALES.....	22
10. PLANIFICACIÓN.....	32
11. CONCLUSIONES.....	34

1. ABSTRACT

This project is focused on the design and calculation about a photovoltaic and eolic installation for a shop. This shop is located at the south coast of Tenerife, concretly at the industrial park of Güimar. Güimar is an ideal place to do a photovoltaic and eolic installation because the weather conditions are quite favorable. This document has the aim to design and explain every aspecto of that installation, also it is important to konw that the local will be a furniture store.

Furthermore, the installation has the goal to provide the energy which will be consumed by the store. Firts of all, the callulation about the predicted power is done by the engineer, when this fact is known it is time to select some photovoltaic modules and also a wind turbine if it is possible. As we said previously, the aim of this installation is to provide energy which becomes from different ways of renwab energies, but also it has the objective of making the installation profitable. So it is not going to save the excees of energy, instead of that. It will be returned to the electric grid, because we receive an extra benefit by the sale of this surplus.

A balance has been made between three options, two of them is to implement justo photovoltaic modules and all the surface is covered, these options are very similar because the model is the same and the only one difference is the brand of the modules. In one case with JINKO modules and in another with BOSCH modules. On the other hand, the three model is a combination between photovoltaic modules (obviously there is not all the surface covered) and a wind turbine.

When the three options have been studied it is time to make a decision and select just one model, in this case the model selected was the installation with only photovoltaic modules and concretly modules of the brand JINKO. Next step in this project is to do all calculations related to the installation that will be implemented. This calculations are basicly the wire sections, the length of this wires and also the electrical protections.

Another important aspect to keep in mind is the energetic production against the energetic demand, it is necessary to do a diary balance between these two facts. This information gives to the installer the necessary to know how much energy will be saved and how much energy will be sold to the electric company.

To end, it is important to know that this project also includes planes which are very useful for people who will install the modules, inversors and protections. In add, there is also a budget in this project where every economic aspect could be known.

2. OBJETO

El objeto de este trabajo de fin de grado es realizar un estudio de las posibilidades de obtención de energía mediante el uso de energías renovables. El proyecto se desarrolla en una nave industrial ubicada en el polígono industrial de Güimar (Tenerife) cuya finalidad será la de un local comercial.

Se pretende llevar a cabo los estudios necesarios para determinar la instalación más eficiente atendiendo tanto a los aspectos de producción energética como a los aspectos económicos.

De este modo, se procederá a calcular el consumo total del local con el que se comienza el estudio energético con el que se pretende abastecer en gran parte dicho consumo. Bajo esta idea, se procede a la búsqueda de módulos fotovoltaicos y aerogeneradores además de realizar los cálculos con los que conocer la cantidad máxima a instalar de estos elementos (se realizan los cálculos enfocados a la máxima producción energética ya que esta es la finalidad del proyecto).

Una vez determinados los componentes a instalar y el número de ellos, se realizará también un estudio económico con el que se pretende realizar un balance de la inversión frente al beneficio a medio y largo plazo de realizar una instalación de este tipo. Conociendo los precios de mercado de cada componente eléctrico, así como los diferentes gastos en manos de obra o gastos indirectos se puede realizar un presupuesto para el proyecto, posteriormente, y tras realizar un estudio energético detallado, se halla el ahorro derivado de la reducción de demanda energética a la red y con estos valores es posible conocer el tiempo de amortización del proyecto en cuestión.

3. ALCANCE

El alcance de este proyecto abarca la instalación solar fotovoltaica y eólica de un local comercial con todo lo que dicha instalación supone. En primer lugar, se dispone de un local de 2400 m² en el que se pretende evaluar las diferentes posibilidades de instalación eléctrica dotada de fuentes de energías limpias. Se ha realizado la redacción del presente proyecto de acuerdo con la normativa vigente siendo compatible con el pliego de condiciones técnicas de la IDAE.

Se trata de un local que ya existe, y cuyas instalaciones eléctricas se encuentran en un estado correcto de funcionamiento. Por otra parte, el estudio de la adecuación del techo para la instalación queda excluido del objeto de este proyecto.

Por último, cabe mencionar que se trata de un proyecto de gran envergadura pues la instalación que se pretende implementar está destinada a un local cuyo consumo es superior a 200 kWp.

4. ANTEDECENTES

La realización de este proyecto parte de una instalación eléctrica al uso para una nave industrial, esta nave posee todo lo referente a una instalación eléctrica de suministro de red. Se pretende realizar un proyecto que lleve a cabo una instalación para dotar al local de un autoconsumo parcial de la demanda energética que se realiza.

Por ello, el objetivo de este proyecto es realizar una instalación fotovoltaica y eólica de enlace a la red. Se considera la ubicación del local una zona idónea para la implementación de este tipo de instalaciones ya que se trata de una zona con largas temporadas de sol y viento a lo largo del año. Uno de los principales objetivos del proyecto es el ahorro energético y en ello se basarán gran parte de las decisiones tomadas en el mismo.

Otro de los motivos de la instalación nace en la obtención de la propia energía, ya que los métodos tradicionales de obtención producen un perjuicio considerable al entorno. Y con este proyecto, se trata de reducir esa demanda a red que conlleva dicha obtención de energía.

5. NORMAS Y REFERENCIAS

5.1 DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS

En este apartado se procede a mencionar las normas y referencias en las que se ha basado la redacción del presente proyecto. Se han dividido las normas y referencias según su contenido atendiendo a 3 principales bloques:

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

- Normativas sobre instalación eléctrica
- Normativas sobre instalación fotovoltaica y eólica
- Normativas sobre seguridad y salud

1) Normativas sobre instalación eléctrica

- Pliego de condiciones del Gobierno de Canarias para instalaciones fotovoltaicas.
- Ley 2/2011. Regulación del sector eléctrico Canario.
- Real Decreto 848/2002. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1053/2014. Modificación REBT. Aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC-BT-52).

2) Normativas sobre instalación fotovoltaica y eólica

- Real Decreto 900/2015. Regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo.
- Pliego de condiciones técnicas de la IDAE.
- Ley 8/2005. Regulación del sector eléctrico Canario en relación con energía eólica.

3) Normativas sobre seguridad y salud

- Real Decreto 486/1997. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995. Prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 245/1989. Determinación de la potencia acústica admisible para cada material o maquinaria.
- Reglamento 2016/425. Equipos de protección individual.
- Real Decreto 1495/1986. Reglamento de seguridad en las máquinas.

5.2 PROGRAMAS DE CÁLCULO

Durante la redacción del presente proyecto se han empleado diferentes programas de cálculo con el objetivo de facilitar y agilizar determinadas tareas que de otra forma hubieran supuesto un retraso considerable en el proyecto.

- **Microsoft Excel:** Programa utilizado para el manejo de gran cantidad de datos ordenando los mismo en tablas de manera que se puedan presentar de un modo más visual. Además, es una herramienta muy útil para la creación de gráficos con los que explicar determinados cálculos del proyecto.
- **PVWatts Calculator:** Programa utilizado para realizar una estimación de la producción energética en lo que a la instalación fotovoltaica se refiere.
- **AutoCAD:** Programa utilizado para la realización de todos los planos de la instalación.
- **Microsoft Project:** Programa utilizado para la gestión de los recursos tanto humanos como materiales y de ese modo realizar una planificación temporal de las tareas.
- **Google Maps:** Programa utilizado para determinar las medidas del local en el que se realizará la instalación, así como el punto de cardinal.
- **Cypelec:** Programa utilizado para realizar los planos del esquema unifilar, así como multitud de cálculos eléctricos.
- **Sunny Design Web:** Programa utilizado para realizar los cálculos de producción energética, selección de inversores y amortización del proyecto.

5.3 PLAN DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

La gestión de la calidad es un aspecto importante en cualquier proyecto pues en definitiva refleja el buen hacer de todas las partes redactoras y ejecutantes del proyecto. Para llevar a cabo una buena gestión de la calidad se ha optado por el seguimiento detallado de la norma de calidad UNE 157001, en la que se pueden encontrar los criterios de redacción de un proyecto industrial. Siguiendo estas directrices se asegura que la redacción del proyecto contribuya a la correcta realización del proyecto en los aspectos de calidad. Esta norma resulta de gran importancia ya que la gestión de la calidad no se aplica únicamente durante la ejecución del proyecto con medidas de inspección, sino que también se puede aplicar durante la redacción y elaboración de este.

Por otra parte, la norma ISO 9001 que determina los requisitos de modelo de gestión para lograr una ejecución que elabore una instalación con unos mínimos de calidad. En este caso, la gestión de la calidad se ha realizado de una manera bastante más simplificada y no se han seguido los pasos de la norma ISO 9001, por lo que se considera que no es de aplicación en este proyecto.

5.4 BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Boletín Oficial del Estado (BOE)**. Junio 2019. < <https://www.boe.es/> >
- [2] **Catálogo Protecciones Siemens**. Junio 2019.
<https://www.industry.siemens.com/home/aan/es/argentina/Documents/CatalogoProductosSiemens_MAY2015.pdf>
- [3] **Catálogo de aerogeneradores de la compañía ENAIR**. Junio 2019.
< <https://www.enair.es/> >
- [4] **Catálogo de módulos fotovoltaicos de la compañía JINKO**. Junio 2019.
< <https://www.jinkosolar.com> >
- [5] **Normativas sobre seguridad y salud**. Junio 2019.
<<https://www.maz.es/Publicaciones/Publicaciones/manual-normas-basicas-de-seguridad-y-salud-en-el-sector-de-la-construccion.pdf>>

6. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Módulos FV: Se trata de una abreviatura utilizada para referirse a los módulos fotovoltaicos.

Módulos fotovoltaicos: Son paneles que están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico.

Radiación solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

Inversor de Corriente: Es un dispositivo que cambia o transforma una tensión de entrada de corriente continua a una tensión simétrica de salida en este caso a una onda senoidal de 230 V de pico a pico.

Interruptor magnetotérmico: Es un dispositivo que tiene la capacidad de detectar y cortar el circuito cuando se producen sobrecargas no admisibles o un cortocircuito. Sirven para proteger a los elementos eléctricos.

Interruptor diferencial: Es un dispositivo colocado en las instalaciones eléctricas de corriente alterna para proteger a las personas de contactos directos e indirectos.

Fusible: Es un componente eléctrico hecho de un material conductor que tiene un punto de fusión muy bajo, de esta manera el material conductor se rompe cuando la corriente que circula por él es excesiva protegiendo así al resto del circuito de intensidades elevadas.

Limitador de sobretensiones: Se trata de un dispositivo diseñado para proteger la maquinaria frente a picos de tensión que puedan producirse.

Puesta a tierra: Es la conexión de las superficies conductoras expuestas a una zona carente de energía. Comúnmente se realiza en la propia tierra y de ahí que adquiriera ese nombre.

7. REQUISITOS DE DISEÑO

Dado que el presente proyecto se trata de un trabajo de fin de grado el cliente o empresa contratante se supone la Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología de la Universidad de La Laguna.

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

En primer lugar, se procede a definir la ubicación y emplazamiento del local en el que se llevará a cabo la instalación de dicho proyecto. El local está ubicado en el sur de Tenerife, concretamente en el polígono industrial de Güimar.



Imagen 1

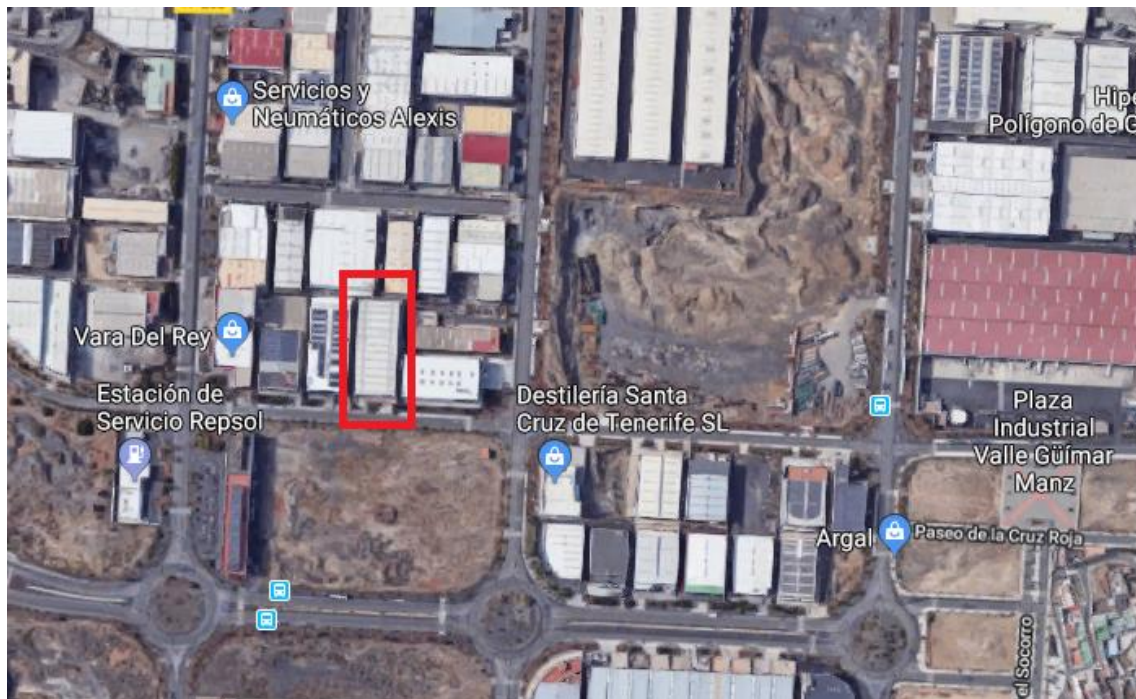


Imagen 2- Ubicación del local



Imagen 3 - Vista cercana de la nave

La instalación se realizará en el local destacado en las anteriores imágenes, concretamente en el techo de esta. Para la realización de los cálculos se ha dividido el espacio del tejado en dos mitades por simplicidad y mayor facilidad para el manejo de cantidades.

Por otra parte, cabe destacar que al ser el objetivo de esta instalación el máximo ahorro posible en lo que a gasto energético se refiere se ha realizado una instalación de panel doble la cual consiste en la superposición de dos paneles uno sobre otro con el fin de lograr instalar el máximo número de paneles posibles.



Imagen 4 - Módulos FV en instalación de panel doble

Otro dato a tener en cuenta es la altura de la nave industrial que en este caso es de 8,25 metros. Este dato resulta de gran importancia sobre todo en el momento del cálculo de longitud de los cables pues el punto de conexión a la red está situado a nivel del suelo mientras que los módulos FV y los inversores están situados en el techo del local, luego habrá que tener en cuenta esta distancia en este tipo de cálculos.

Por último, otro aspecto a tratar es el desarrollo de las actividades de instalación, y es que estas se van a realizar al aire libre ya que las condiciones geográficas no favorecen la implantación de toldos que protejan a los operarios de las inclemencias meteorológicas. Por ello, se debe asumir una serie de riesgos derivados de realizar este tipo de actividades al aire libre por lo que habrá que tener en cuenta estos riesgos en la prevención de riesgos que se realice de manera que se puedan minimizar sus efectos.

8. ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES

La redacción del presente proyecto se ha enfocado hacia el estudio de diferentes posibilidades de instalaciones de energías renovables. Dado que el principal objetivo del proyecto se basa en el ahorro energético a medio y largo plazo se trató de hallar la instalación que produjera mayor cantidad de energía ya que eso derivará en un ahorro energético y por otra parte que la instalación suponga el menor gasto posible ya que la amortización se busca que sea lo más inmediata.

Como norma general para todos los escenarios de instalación se sabe que el consumo del local según la norma se establece en **240,39 kW**, y el local demandará esta potencia en las horas de apertura del mismo que se han definido desde las 8 de la mañana hasta las 4 de la tarde.

Se han planteado diferentes escenarios para realizar una instalación y de ese modo determinar la mejor opción en términos de energía y de economía. Las tres posibilidades de instalación que se plantean son las siguientes:

- 1) Instalación solar fotovoltaica cubierta casi la totalidad de la superficie dotada de módulos FV de la marca BOSCH.
- 2) Instalación solar fotovoltaica cubierta casi la totalidad de la superficie dotada de módulos FV de la marca JINKO.
- 3) Instalación solar fotovoltaica JINKO con aerogenerador de 3 posibles marcas

Después de estudiar los 3 casos por separado se procederá a determinar cuál es la opción más viable y con la que se llevará a cabo finalmente el proyecto y todos los cálculos que corresponden. Cabe destacar que para la instalación de los paneles no es posible colocarlos de manera inmediatamente colindante ya que es posible que un panel genera sombra sobre el otro. Por ello, se realiza un cálculo que pretende conocer la distancia a la que deben estar:

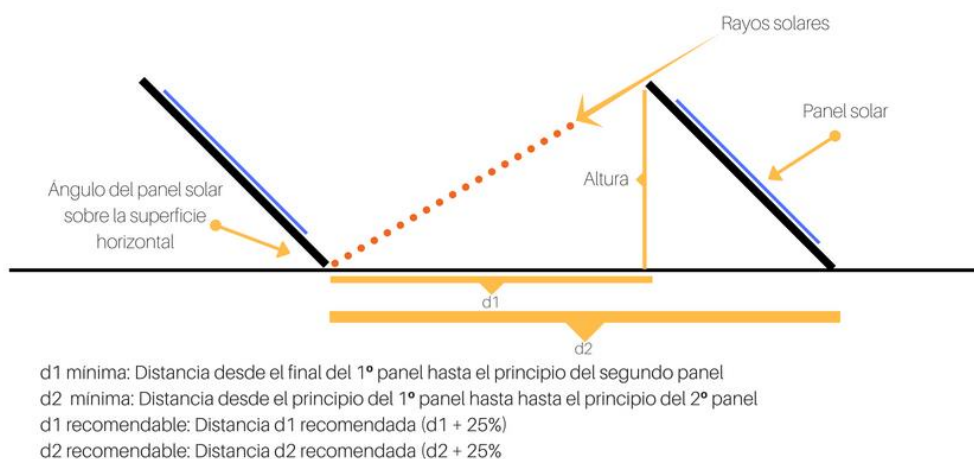


Imagen 6 - Distancia entre módulos FV

1) Instalación solar fotovoltaica cubierta casi la totalidad de la superficie dotada de módulos FV de la marca BOSCH.

Para este caso lo apropiado es comenzar determinando el número de paneles máximo que es posible instalar en el techo del local. Para ello es necesario conocer las dimensiones tanto del propio local como del módulo que se va a instalar en este caso el módulo solar BOSCH, concretamente el modelo Module c-Si P 60 240. Las dimensiones de este panel son las siguientes:

Length [x]	Width [y]	Frame height [z]	Weight	Junction box	Plug connector type	Cable [l]	Front glass surface
1660	990	50	21	Spelsberg PV 1410	MC4	-800 +1200	Structured
x, y, l in mm, ±2; z in mm, ±0.3; weight in kg ±0.5							

Imagen 5 - Medidas del módulo FV

Dimensions²:

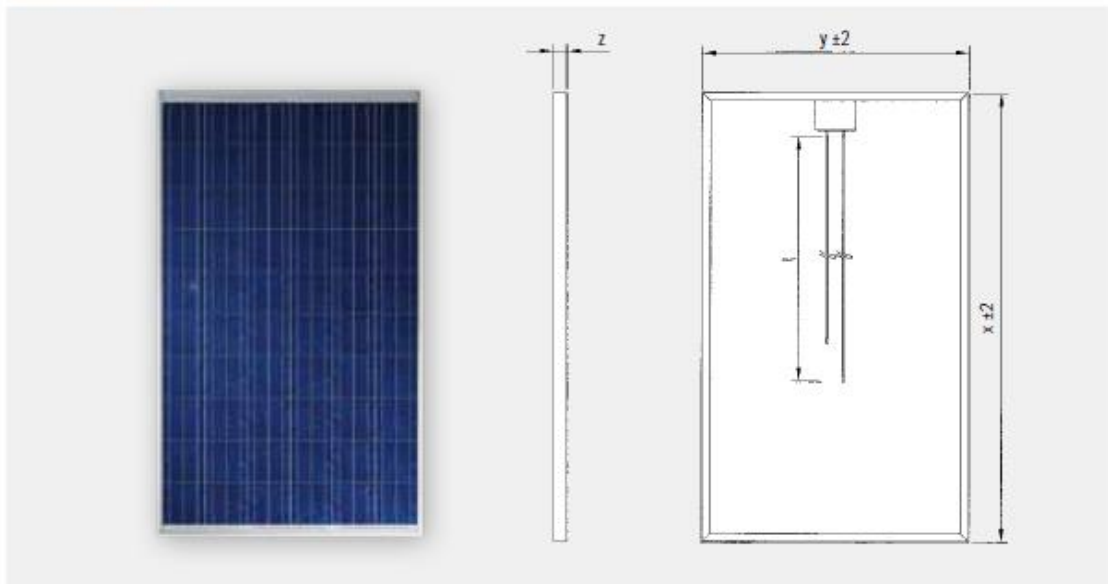


Imagen 7 - Panel BOSCH

Además, se conocen las dimensiones de la nave por lo que es posible determinar el número máximo de placas a instalar. Pero para ello es necesario, además conocer la distancia a la que colocar la siguiente placa para que la anterior no le provoque ningún tipo de sombra. Se ha calculado esta distancia según el Pliego de Condiciones Técnicas de la IDEA para instalaciones conectadas red. Se calcula una distancia mínima de 0,99 metros. Cabe destacar que se ha calculado el espacio disponible dejando algún espacio para que se pueda efectuar el acceso al tejado, así como las labores de mantenimiento de los propios módulos.

Ahora que ya se tienen todos los datos necesarios y se calcula un total de 450 paneles en toda la superficie de la nave distribuidas en forma de 18 filas y 25 columnas. Como la instalación se realiza en modelo de panel doble se logra el doble de placas con lo que se instalarán un total de 900 módulos. Cada una de las placas tiene una potencia de 240 W tal y como refleja la hoja su hoja de datos:

Designation	Pmpp [Wp]	Vmpp [V]	Ipp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Reverse-current load capacity [A]
P240	240	30.03	8.11	37.50	8.64	15
P235	235	29.83	7.99	37.30	8.53	15
P230	230	29.62	7.88	37.10	8.43	15

Reduction in module efficiency with decrease in irradiation level from 1000 W/m² to 200 W/m² (at 25 °C):
-0.40% (absolute); measuring tolerance P_{mp} ±3%:

Imagen 6 - Potencia panel BOSCH

El siguiente paso será conocer la producción total de la instalación bajo este supuesto, la cual resulta un total de **216 kW**.

2) Instalación solar fotovoltaica cubierta casi la totalidad de la superficie dotada de módulos FV de la marca JINKO.

Este caso resulta bastante similar al escenario anterior pues se basa en una instalación únicamente dotada de energía solar fotovoltaica. Además, las dimensiones del panel son

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

bastante similares a las del panel de la marca BOSCH, en este caso, el módulo FV es el modelo JKM 265 P de JINKO y estas son sus dimensiones:

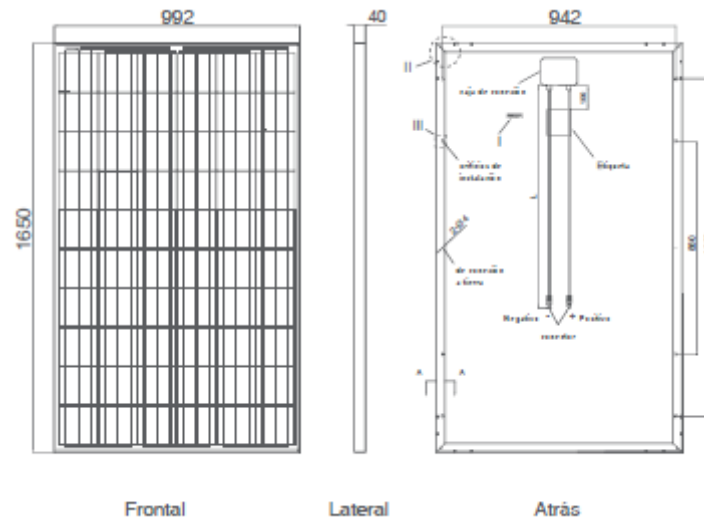


Imagen 7 – Panel JINKO

Del mismo modo que en el caso anterior, se procede a hallar el máximo número de paneles a instalar que también resulta un total de 900 paneles distribuidas de la misma forma que el escenario de instalación con placas BOSCH. Pero en este caso, lo que sí varía es la potencia que genera cada uno de los módulos FV, para este módulo la potencia generada es de 265 W.

ESPECIFICACIONES										
Tipo de módulo	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (P _{máx})	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Tensión en el punto P _{máx} -VMPP (V)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP (A)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A

Imagen 8 - Potencia generada panel JINKO

Lo que supone una potencia total de **238,5 kW**.

3) Instalación solar fotovoltaica JINKO con aerogenerador de 3 posibles marcas

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

En este apartado se procede a evaluar el escenario en el que se incluya en la instalación además de módulos FV un aerogenerador. Para la selección de este aerogenerador se han barajado tanto datos técnicos de producción energética como datos económicos.

Se han seleccionado 3 posibles aerogeneradores que podrían cumplir con los requisitos de esta instalación, estos aerogeneradores son los siguientes:

- Skystream 3.7 de la marca SOUTHWEST

- FSH 2000 de la marca TECHNOSUN

- E70 Pro de la marca ENAIR

Lo primero que se debe mencionar es que es necesario reducir el número de paneles FV para generar un espacio en el que se pueda instalar el aerogenerador. Se ha determinado que con la instalación de 350 paneles en instalación de placa doble (700 paneles en total) se creará un espacio suficiente para realizar esta instalación. Además, se propone que estos módulos sean de la marca JINKO ya que teniendo dimensiones muy similares a las otros módulos estudiados son capaces de generar más energía.

Atendiendo únicamente a la instalación FV se tiene un total de potencia generada de 185,5 kW por lo que a continuación se procede a estudiar cuanto es capaz de aportar a esto la instalación de energía eólica. Aunque para el cálculo de la instalación eólica se procede a determinar los valores en términos de energía anuales ya que los cálculos de viento son más efectivos al realizarlos de esta manera.

La producción anual de energía debido a la instalación de energía eólica sería la siguiente:

AEROGENERADOR	ENAIR (kWh)	TECHNO - SUN (kWh)	SOUTHWEST (kWh)
	1812,17	428,4	1424,48

Tabla 1 - Producción Anual Eólica

A la vista de estos datos, se determina que la aportación de energía de la instalación eólica es muy inferior a lo que aporta la instalación FV. Tanto es así, que el espacio que ocupa el aerogenerador y en el que por tanto no es posible instalar módulos FV no se rentabiliza en términos de producción ya que generaría mayor energía la instalación de módulos en ese espacio de tejado.

Una vez se han evaluado los 3 escenarios planteados se procede a la elección del que se considere más favorable para su implementación atendiendo a los requisitos del contratante. Como ya se mencionó el factor principal a tener en cuenta es la amortización del proyecto y el ahorro posterior debido al autoconsumo de la energía producida.

El escenario 3 resulta sensato descartarlo por lo antes mencionado y es que el espacio que cubre un aerogenerador es demasiado en comparación a la producción energética que se recibe por él. Del mismo modo, se propone la implementación del escenario 1 ya que siendo un modelo muy similar al del escenario 2 éste genera más energía y además los módulos de la marca JINKO se encuentran en el mercado con un precio bastante inferior que los módulos de la marca BOSCH.

9. RESULTADOS FINALES

Una vez se ha seleccionado el modelo de instalación que se llevará a cabo se deben realizar todos los cálculos referentes a la instalación para que se pueda implementar en el local.

En primer lugar, se procede al cálculo de la producción fotovoltaica como tal. Es decir, cuenta se prevé que genere la instalación atendiendo a la radiación solar y horas solares de la zona. Estos dos datos se recogen de bases de datos públicas del cabildo de Tenerife.

Al conocer la radiación, es posible conocer la producción diaria de energía. El valor de radiación se expresa en Wh/m^2 y se normaliza frente $1000 \text{ W/ } 1 \text{ m}^2$, a partir de aquí se puede conocer el número de horas solares pico u horas solares equivalentes. Por tanto, para hallar el valor de energía diario se multiplica la potencia instalada en kW por las horas equivalentes resultantes de la definición anterior, el sumatorio de todos los días de un año dará lugar a la producción energética anual. Los valores de producción energética anual tanto para el modelo de instalación con paneles JINKO como para el modelo de paneles BOSCH resultaron:

Módulos FV	JINKO	BOSCH
PRODUCCIÓN ANUAL (MWh)	455,1	412,1

Tabla 2 - Producción energética anual

A la vista de estos datos, se observa gran diferencia entre la producción energética obtenida por la instalación fotovoltaica y la producción energética debido a la energía eólica. Tanto es así, que se considera prescindir de la instalación de energía eólica ya que su rendimiento es bastante inferior frente a la superficie ocupada.

Dicho esto, en vías de determinar un perfil energético diario en el que se establezca tanto el consumo como la producción diaria, se realiza un balance energético. Este balance servirá, además, para tomar una decisión frente a qué modelo de instalación fotovoltaica implementar.

Es importante destacar que se ha utilizado para la ejecución de este cálculo el software PVWatts, el cual es capaz de generar una estimación de producción en función de las horas del día y la zona donde se realiza la instalación. Se ha seleccionado un día que sirva como referencia y de esa manera, extrapolar los datos para el resto de los días del año. Para darle veracidad a los cálculos se ha escogido el 25 de abril de 2019, el cual es un día primaveral y cuyas condiciones meteorológicas pueden ser tomadas como una media de las condiciones que se producen en la zona a lo largo de un año.

En este apartado es importante determinar algunos aspectos. El horario de funcionamiento del local será de 8 de la mañana a 4 de la tarde de lunes a viernes. Es decir, el local abrirá un total de 220 días en esta franja horaria, el resto de los días hasta completar un año entero (145 días) son días festivos o fines de semana en los que el local tendrá un consumo muy inferior al que hará los días laborables. Como el objetivo de este estudio es realizar un balance entre el consumo del local y la producción energética se debe tener en cuenta por separado el estudio de los días laborables y no laborables.

Cabe destacar que para los días no laborables el consumo no será nulo pues el local tiene instalado un sistema de alarma que supone un consumo de 0,5 kW. Mientras que para los días laborables se establece un consumo regular del 85% de la potencia prevista durante las 8 horas de apertura del local.

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

Una vez se ha llegado a este punto, parece evidente que la mejor opción de instalación es una instalación puramente fotovoltaica y además dotada de módulos FV de la marca JINKO ya que dado sus propiedades son capaces de generar mayor energía que los de la marca BOSCH. Además, se ha realizado una búsqueda de precios en el mercado y el precio de los módulos JINKO es ligeramente inferior al precio de los módulos BOSCH. Aproximadamente el precio de cada módulo JINKO ronda los 134,00 € mientras que los módulos BOSCH oscilan entre 160,00 € y 180,00 €. Teniendo en cuenta todo esto, se determina finalmente, la adecuación de los módulos JINKO para esta instalación.



Imagen 9 - Módulo FV Jinko



Imagen 10 - Módulo FV Bosch

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

Se ha determinado, tras realizar un estudio del sistema energético español, un precio de compra de la energía a la red de 0,13 €/kWh y del mismo modo, un precio de venta de 0,07 €/kWh. Con todos estos datos, es posible realizar un estudio del ahorro total que supondrá la implementación de energía solar en el local.

El ahorro total durante los días no laborables sumando el ahorro derivado del autoconsumo y el beneficio por la venta del excedente de producción asciende a:

Ahorro Total Días NO Laborables = Beneficio por la Venta + Ahorro por Autoconsumo

Ahorro Total Días NO Laborables = 15.054,78 € + 122,53 € = 15.177,31 €

Del mismo modo el ahorro total para los días laborables sumando el ahorro por autoconsumo y los beneficios por venta de energía a la red es:

Ahorro Total Días Laborables = Beneficio por la Venta + Ahorro por Autoconsumo

Ahorro Total Días Laborables = 2.232,23 € + 36.761,87 € = 38.994,1 €

Lo que supone un total de ahorro anual de:

Ahorro Total Anual = Ahorro Total Días NO Laborables + Ahorro Total Días Laborables

Ahorro Total Anual = 15.177,31 € + 38.994,1 € = 54.171,41 €

Posteriormente, se procede a detallar un presupuesto de la instalación al completo con el que tomar una referencia de inversión y de ese modo poder determinar cuánto tiempo llevará costear la instalación.

A continuación, se deben determinar los inversores que será necesario instalar según la disposición que se ha planteado. Para ello se ha hecho uso del software Sunny Design Web el cual ha realizado una simulación con los parámetros que se le ofrecen dando lugar a una instalación con un total de 5 inversores con 5 entradas cada uno de ellos. El software propone los inversores de su propia marca y son los que definitivamente se han escogido para la realización del proyecto. Se trata del modelo STP 50-40 de SMA.



Imagen 11 - Inversor Utilizado en el Proyecto

Para comprobar la adecuación de los inversores a la instalación se deben realizar varios cálculos en lo que a comprobaciones de funcionamiento se refiere. Para el caso del voltaje máximo y mínimo en cada una de las entradas de los inversores se realizaron cálculos de comprobación los cuales dieron un resultado satisfactorio.

El caso de la tensión mínima a la entrada para que el inversor realice su función de manera adecuada se produce cuando la temperatura en el ambiente es máxima, una vez realizados los cálculos pertinentes el valor de esta tensión mínima fue de **894,72 V**, la cual es superior a la mínima que exige el datasheet que es de 670 V y coincide aproximadamente con el valor resultante en la simulación del Sunny Design.

Del mismo modo, para el caso de la máxima tensión admisible a la entrada la cual se produce cuando se da la temperatura mínima. Este valor resultó **963 V**, ligeramente inferior que el máximo que establece el inversor para cada entrada que es de 1000 V.

Posteriormente, se realizaron los cálculos de longitud de los cables una vez se conoce dónde estarán ubicados los inversores. Se calcularon tanto las distancias de los cables de corriente continua los cuales van desde los módulos fotovoltaicos conectando estos en serie hasta la entrada del inversor como las distancias de los cables por los que circula corriente alterna los cuales van desde la salida del inversor hasta el punto de conexión a la red situado a nivel del suelo en un lateral de la nave.

El siguiente aspecto a tratar es la intensidad máxima que soportan cada uno de los cables de la instalación. Para el caso de la instalación de corriente continua se debe realizar el cálculo ya que no es posible conocer de manera inmediata el valor de esta intensidad. Este cálculo se basa simplemente en la aplicación de la ley de Ohm por lo que se necesita conocer el valor de potencia en cada una de las entradas de los inversores, así como el valor de tensión en cada una de las entradas. Para conocer el valor de la potencia basta con saber el número de módulos que corresponden a esa entrada, el número de cadenas o strings que tiene la entrada y la potencia de cada uno de los módulos. De un modo parecido ocurre con la tensión pues se debe conocer el número de módulos y la tensión de cada uno de ellos. Teniendo estos dos datos para cada una de las entradas de los 5 inversores que se instalan es posible realizar el cálculo de la intensidad máxima de los cables de continua. Los valores de estas intensidades resultaron del orden de unidades de amperios, siendo el caso más elevado de 15,55 A.

Por otra parte, y continuando con el cálculo de intensidades máximas, en este caso para los cables de corriente alterna. Se procede a determinar las intensidades máximas para las líneas de alterna, para este caso, basta con acudir a la hoja de datos del propio inversor donde determina la intensidad máxima que saldrá del propio inversor, y esta resulta de 72,5 A.

Salida (CA)	
Potencia nominal (230V, 50 Hz)	50000 W
Potencia máxima aparente de CA	50000 VA
Tensión nominal de CA	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	202 V a 305 V
Frecuencia de red CA / Rango	50 Hz / 44 a 44 Hz. 60 Hz / 54 a 65 Hz.
Frecuencia / Tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente de salida / medición máxima	72,5 A / 72,5 A
Fases de inyección / Conexión de CA	3 / 3-(N)-PE
Factor de potencia a potencia asignada	1
Factor de desfase ajustable	De 0 inductivo a 9 capacitativo
THD	< 3%

Imagen 12 - Corriente Máxima a la Salida del Inversor

Una vez calculadas las distancias de los cables y conocidas las máximas caídas de tensión permitidas tanto en corriente continua (0,5% DC) como en corriente alterna (1% AC) además de las intensidades máximas que circularán por cada uno de los cables se puede proceder al cálculo de las secciones de los cables para cada caso. En este apartado, cabe mencionar que los cables de corriente alterna deberán ser trifásicos pues la potencia de salida del inversor es elevada. En el caso del cableado de corriente continua resultaron valores de entre 10 mm² y 16 mm² por lo que se decidió unificar las secciones de cada una de las entradas de manera que todos los cables de corriente continua se instalarán con una sección de 16 mm². Para el caso de corriente alterna cada cable posee su propia sección ya que las distancias hacia el punto de conexión varían bastante y no es posible realizar una unificación de secciones.

Tras haber realizado la selección de las secciones para cada línea se debe comprobar que la sección elegida cumple con la intensidad máxima que podrá tener esa línea. Para este caso,

todas las secciones resisten más intensidad que la máxima que circula por la línea en cada momento.

A continuación, se procede al cálculo de las protecciones eléctricas que deberá llevar la instalación tanto para proteger los elementos eléctricos contra sobretensiones y sobreintensidades como para la protección de personas antes contactos directos e indirectos. Primeramente, se debe establecer la cantidad de protecciones que son necesarias para la instalación. Se procederá a instalar fusibles como método de protección en las líneas de corriente continua y para las líneas de corriente alterna se hará uso de magnetotérmicos, diferenciales y descargador de sobreintensidades. En este caso, se requerirá de al menos un fusible para cada una de las entradas de los inversores lo que supone un total de 25 fusibles. Para la instalación se calcularon intensidades de ruptura de 10 A y 16 A para los fusibles.



Imagen 13 - Fusible utilizado en la instalación

Para el caso de las protecciones en corriente alterna se dispondrá de un total de 5 interruptores magnetotérmicos, uno por cada inversor, ya que el objetivo de los interruptores magnetotérmicos es la protección de los aparatos eléctricos o electrónicos de la instalación que, en este caso, son los inversores de corriente. Además, se requiere de un único interruptor diferencial ya que al ser el objetivo de este la protección de las personas no es necesario la implementación de más interruptores. Se calculó una corriente de ruptura de 80 A para los magnetotérmicos y diferenciales. Ambos tipos de protecciones han sido elegidas del fabricante Siemens.

Y, por último, terminando con el apartado de protecciones eléctricas se necesita en la instalación un descargador de sobretensiones el cual ha sido elegido de la marca Siemens.

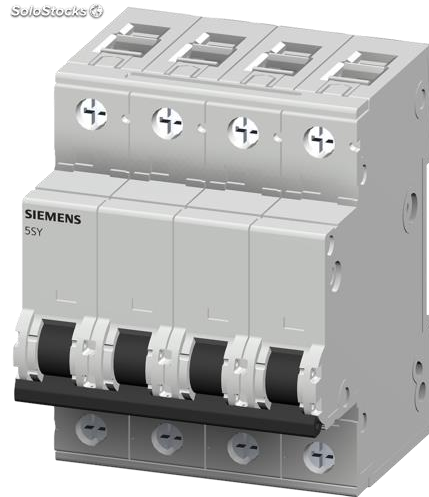


Imagen 14 - Interruptor magnetotérmico Siemens

Para la adecuada selección de los magnetotérmicos a instalar, se debe realizar el cálculo que compruebe que el poder de corte de la protección sea superior a la máxima corriente que se producirá en la línea en caso de cortocircuito ya que, de otra manera, un cortocircuito en la línea rompería el magnetotérmico. Para realizar este cálculo se parte de la premisa antes mencionada, el poder de corte debe ser superior a la intensidad de cortocircuito, luego conociendo la intensidad máxima que se producirá en esta situación se conocerá la adecuación de la protección elegida.

Se parte de la condición de que la tensión en el principio de la línea será del 80% de su totalidad y mediante la ley de Ohm se puede obtener la intensidad de cortocircuito (I_{cc}). Para ello, basta con conocer la resistencia de la línea, dato que se obtiene conociendo la sección del cable, su longitud y la conductividad del material. Una vez calculado todo esto para cada una de las 5 líneas de corriente alterna, se debe seleccionar un magnetotérmico cuyo poder de corte sea superior a la mayor intensidad en cualquiera de las líneas ya que se trata de unificar elementos y no seleccionar una protección diferente para cada línea. La línea de mayor intensidad de cortocircuito es la línea 1 la cual registra un valor de 9,36 kA, por ello, se escoge un magnetotérmico con un poder de corte de 10 kA.



Imagen 15 - Interruptor diferencial Siemens



Imagen 16 - Descargador de sobretensiones Siemens

En cuanto al cálculo de las pérdidas de producción el proceso habitual es diferenciar entre pérdidas por orientación y pérdidas por sombras. Para el caso de la instalación a la que se refiere el proyecto no existen pérdidas por sombras ya que el tejado del local se encuentra descubierto y no existen objetos tales como farolas o columnas cercanas a él que puedan provocar sombra en el lugar de la instalación.

Para el caso de pérdidas debido a la orientación de la instalación cabe destacar que el local donde se realizará la instalación está orientado en la dirección norte-sur con una desviación de 0°. Es decir, la orientación de los módulos FV será hacia el sur sin ninguna desviación por lo que tampoco se consideran las pérdidas por orientación.

1.10 PLANIFICACIÓN

La planificación del proyecto se ha efectuado mediante el software Microsoft Project, un programa muy utilizado en el ámbito industrial para este tipo de tareas. Antes de realizar la planificación temporal de cada actividad se debe tener claro cuáles son las actividades que se realizarán durante el proyecto y además la concurrencia entre ellas, ya que hay tareas que requieren de la previa realización de otras. Se han dividido las tareas ateniendo a su propia naturaleza. De este modo, se dividen las tareas en un apartado de redacción y compra de materiales, otros dos grupos de tareas referidas a instalaciones (fotovoltaicas y eléctricas) y por último un apartado de comprobaciones y controles de calidad.

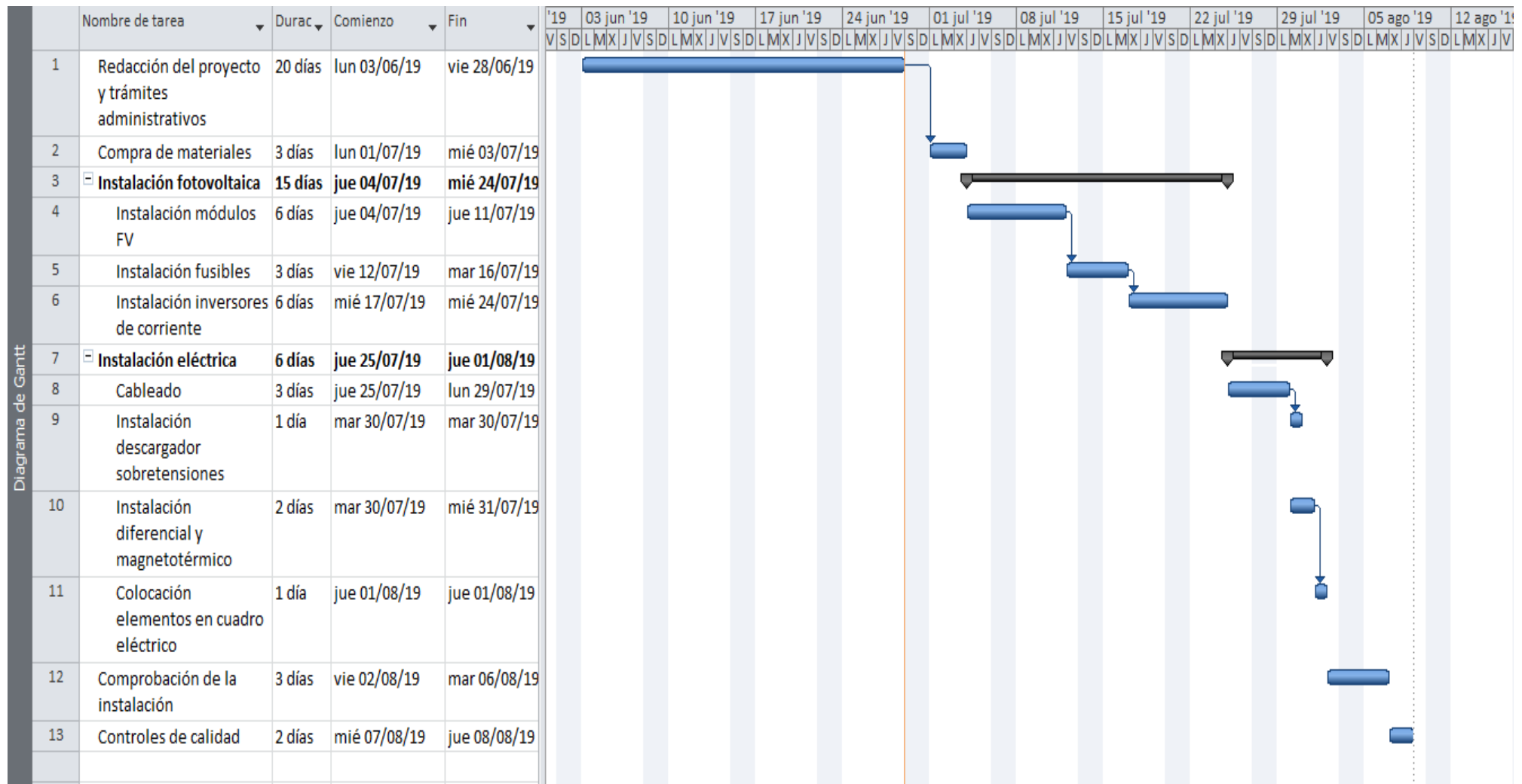


Imagen 17 - Planificación temporal del proyecto

1.11 CONCLUSIONS

In conclusion, the installation will have only solar photovoltaic energy because it has been checked that this kind of energy obtaining produces considerably more energy than the model which includes eolic energy also. In add, the photovoltaic module brand selected was JINKO because even being cheaper than BOSCH the energetic production is a little bigger. This project has been very useful to make a balance between the different possibilities to do an installation using renewable energies.

It is interesting to do a conscientius search in the market, looking for the best option for every project. There are several brands in the market and you need to choose the option which has a proper adaptation to your project.

Another important aspect is the amortization time, using the energetic production facts and the budget of the own project, it is possible to know this fact. In this case, the amortization time is around 5 years. And it has to keep in mind that the warranty of this kind of installation is around 25 years.

It is true that this installation has an initial inversion quite high, but attending to this facts it seems a very profitable way of inversion. So there are more than 20 years when the client will have a total saving in electrical demand.

To end, this project represent a new model of electric installation which amorization time is not too long and also it has several future benefits, not only in the economic aspect, even with the enviromentalism.

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL
COMERCIAL**

ANEXOS

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

Autor: Iván Darías Cabrera

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

JULIO 2019

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL
COMERCIAL**

ANEXO 1. CÁLCULOS

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

Autor: Iván Darías Cabrera

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

JULIO 2019

ÍNDICE CÁLCULOS

1. POTENCIA Y NÚMERO DE MÓDULOS A INSTALAR.....	38
2. POSIBLES SOLUCIONES.....	42
3. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y AHORRO DERIVADO.....	50
4. INVERSORES.....	74
5. LONGITUD DE CABLES.....	77
6. INTENSIDADES.....	83
7. SECCIONES.....	89
8. PROTECCIONES.....	99
9. PUESTA A TIERRA.....	107
10. PÉRDIDAS.....	111

1. POTENCIA Y NÚMERO DE MÓDULOS A INSTALAR

Teniendo en cuenta el largo y ancho de la nave industrial se procede a calcular su área para determinar el espacio disponible en el que se instalarán los paneles fotovoltaicos. Esta operación dio como resultado:

$$\text{Área} = \text{Ancho} * \text{Largo} = 32,12 * 74,84 = 2.403,86 \text{ (m}^2\text{)}$$

Sabiendo este dato de la superficie total del local se puede realizar la previsión de cargas de acuerdo con el REBT ITC-BT10 dónde se especifican las potencias mínimas requeridas para todo tipo de instalaciones, en el caso que nos acontece (un local comercial), se determina un mínimo de 100 W por metro cuadrado de superficie. Por tanto, nos encontramos ante la necesidad de establecer un mínimo de potencia prevista de **240,39 kW**.

Se considerarán diferentes escenarios, en los cuales se propondrá la instalación de módulos fotovoltaicos de dos fabricantes de alta reputación en el mercado. Del fabricante BOSCH se ha seleccionado el modelo Module c-Si P 60 240 y del fabricante JINKO se va a proceder a estudiar el modelo JKM 265 P.

Para el caso de los **paneles BOSCH** se proceden a realizar los siguientes cálculos con el fin de obtener la distancia mínima de separación entre módulos establecida por la normativa:

Datos de tamaño del panel (asumiendo que la misma está en posición horizontal):

- Ancho = 1660 mm
- Largo = 990 mm

Se necesita calcular la distancia horizontal de la placa una vez ha sido elevada los 23 grados correspondientes, se procede a ello aplicando reglas de la trigonometría:

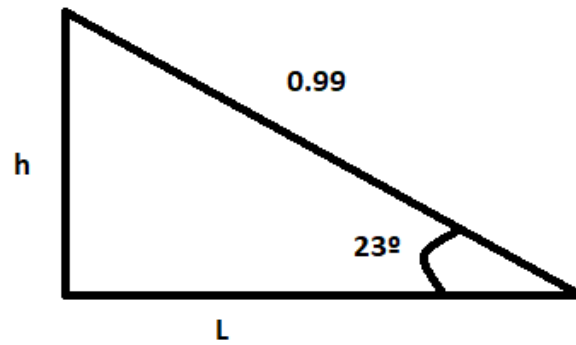


Imagen 1

$$L = \cos(23) * 0,99 = 0,91 \text{ (m)}$$

$$h = \sin(23) * 0,99 = 0,387 \text{ (m)}$$

Se va a llevar a cabo una instalación de doble panel, luego las distancias calculadas deberán ser el doble de las arriba calculadas. A continuación, se calculará la distancia a la que según el pliego de condiciones de la IDAE se debe colocar el siguiente panel para que de este modo no le produzca sombra el anterior panel. Este parámetro lo conoceremos a través de la siguiente fórmula:

$$d = h * K$$

$$\text{donde } K = \frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

De este modo, el factor K quedaría de la siguiente forma:

$$K = \frac{1}{\tan(61 - 23)} = 1,28$$

Por tanto, la distancia mínima a la que se podrá colocar el siguiente panel (d) será:

$$d = 0,387 * 2 * 1.28 = 0,99 \text{ (m)}$$

Ahora sabemos que por cada panel fotovoltaico doble que se instale se deberá colocar el inmediatamente siguiente a al menos 0,99 metros de ésta.

Se procede al mismo cálculo para el caso de los **paneles JINKO** cuyas dimensiones son bastante similares a los anteriores módulos por lo que se espera que el resultado del cálculo no varíe demasiado:

Datos de tamaño del panel (asumiendo que el mismo está en posición horizontal):

- Ancho = 1650 mm
- Largo = 992 mm

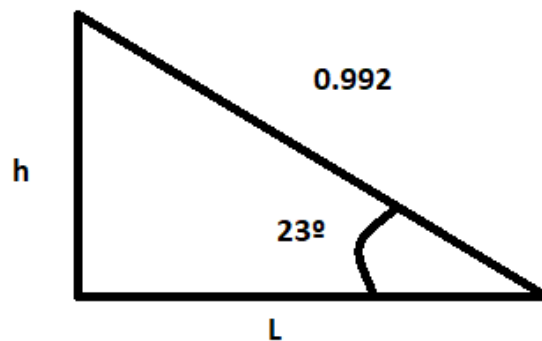


Imagen 2

$$L = \cos (23) * 0.992 = 0.913 \text{ (m)}$$

$$h = \sin (23) * 0.992 = 0.387 \text{ (m)}$$

Al igual que en el caso previo, se va a llevar a cabo una instalación de doble panel, luego las distancias calculadas deberán ser el doble de las arriba calculadas. Una vez más procedemos al cálculo de la distancia a la que según el pliego de condiciones de la IDEA se debe colocar el

siguiente panel para que de este modo no le produzca sombra el anterior panel. Este parámetro lo conoceremos a través de la siguiente fórmula:

$$d = h * K;$$

$$\text{donde } K = \frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

De este modo, el factor K quedaría de la siguiente forma:

$$K = \frac{1}{\tan(61 - 23)} = 1,28$$

Por tanto, la distancia mínima a la que se podrá colocar el siguiente módulo (d) será:

$$d = 0,387 * 2 * 1.28 = 0,99 \text{ (m)}$$

Tal y como se esperaba los resultados obtenidos al aplicar reglas de trigonometría son muy similares al caso estudiado para el modelo de paneles de BOSCH.

Asimismo, sabiendo las dimensiones del techo del local, las dimensiones de los propios módulos y las distancias mínimas entre cada uno de ellos se puede proceder a determinar el número de módulos que se podrán instalar en este local. Para ello dividiremos el techo del local en dos partes puesto que no se trata de un techo plano y uniforme, de este modo sabiendo que el local tiene una longitud de 74,84 metros y una anchura de 32,12 metros tal y como se aprecia en las siguientes imágenes.



Imagen 3



Imagen 4

2. POSIBLES SOLUCIONES

A continuación, se procede al estudio de los tres posibles escenarios de instalación a llevar a cabo. Por una parte, dos escenarios en los que solo se incluye un tipo de instalación puramente fotovoltaica en el que se cubre la mayor parte posible de espacio, ya que el objetivo de la instalación es la máxima producción. La diferencia entre los dos escenarios será el modelo de paneles a instalar, en un caso será la marca BOSCH y en el otro la marca JINKO. Y, por otra parte, un tercer escenario en el que incluya además de una instalación fotovoltaica (en este caso abarcando menos espacio que en los escenarios anteriores) una instalación eólica dotada de un aerogenerador. En este último escenario se estudiarán además tres posibles modelos de aerogenerador con el fin de obtener la instalación óptima, siempre acompañada de la instalación FV con paneles de la marca JINKO.

ESCENARIO 1: FOTOVOLTAICA BOSCH Y CUBIERTA CASI LA TOTALIDAD DE LA SUPERFICIE

A continuación, dividiremos el espacio total entre las dimensiones de los paneles para obtener el número máximo de paneles que se podrán instalar.

Cada mitad del techo medirá 16,06 metros de ancho, pero con el objetivo de establecer un espacio para que sean posibles ciertas labores de mantenimiento de los módulos, así como el acceso al tejado sea cómodo se establecerán cada una de las mitades de éste a 15 metros. Sabiendo que el ancho de los paneles es de 1,66 metros, basta con dividir la distancia total disponible entre el ancho de los paneles, luego se podrá instalar un máximo de 9 filas en cada mitad del techo. Del mismo modo ocurre con el largo, aquí hay que tener en cuenta que se van a instalar dos paneles montados uno encima de la otro, entonces el largo de ésta será de 1,82 metros más los 0,99 metros que hay que espaciar uno de otro. Sabiendo que el largo del local es de 74,84, pero por el mismo motivo que se comentó antes, se propone establecer una distancia útil de 72 metros. De este modo, se podrán instalar 25 paneles en cada una de las 9 filas, ya que:

$$\frac{72}{1,82 + 0,99} = 25,62 \text{ paneles}$$

Se tiene en total 9 filas de 25 paneles cada una por cada mitad del techo del local, luego se van a instalar un total de $9 * 25 * 2 = 450$ paneles fotovoltaicas, y si tenemos en cuenta que en cada montaje individual se colocan dos paneles, obtendríamos un total de 900 placas.

En la hoja de datos del panel que se va a instalar se registra un promedio de potencia generada de 240 W por cada placa, de este modo se obtendría un total de **216 kW**.

ESCENARIO 2: FOTOVOLTAICA JINKO Y CUBIERTA CASI LA TOTALIDAD DE LA SUPERFICIE

Para el caso que acontece a continuación, únicamente se requiere variar el largo y ancho del panel que se quiere estudiar, así como la potencia que genera cada uno de ellos que esto si varía considerablemente optimizando las prestaciones.

Al igual que en el caso anterior cada mitad del techo medirá 15 metros de ancho, sabiendo que el ancho de los módulos JINKO P60 es de 1,65 metros luego se podrá instalar un máximo de 9 filas en cada mitad del techo. Para el cálculo del número de paneles a instalar en el largo hay que tener en cuenta que se van a instalar dos paneles montados uno encima del otro, entonces el largo de ésta será de $2 * 0.913 = 1,826$ metros más los 0,99 metros que hay que espaciar uno de otro tal y como se calculó previamente. Por tanto, fijando como valor de distancia del largo de local 72 metros, se podrán instalar 25 paneles en cada una de las 9 filas.

Se tiene en total 9 filas de 25 paneles cada una por cada mitad del techo del local, luego se van a instalar un total de $9 * 25 * 2 = 450$ paneles fotovoltaicos, y si tenemos en cuenta que en cada montaje individual se colocan dos paneles, obtendríamos un total de 900 paneles.

En la hoja de datos del panel que se va a instalar se registra un promedio de potencia generada de 265 W por cada panel, de este modo se obtendría un total de **238,5 kW**.

ESCENARIO 3: FOTOVOLTAICA JINKO Y EÓLICA ENAIR, TECHNOSUN ó SOUTHWEST

Se procede a estudiar un escenario en el que se combine una instalación fotovoltaica (en este caso dotada de módulos fotovoltaicos de la marca JINKO) y una instalación eólica para la que se presentarán 3 posibles alternativas de aerogeneradores. Tras estudiar las diferentes posibilidades presentes en el mercado se ha optado por estudiar los siguientes modelos de aerogeneradores:

- Skystream 3.7 de la marca SOUTHWEST

- FSH 2000 de la marca TECHNOSUN

- E70 Pro de la marca ENAIR

Para el caso de la implantación de energía eólica se requiere de ciertos parámetros meteorológicos para proceder a su cálculo. El dato principal a obtener en lo que a una instalación

eólica se refiere, es la velocidad del viento. De este modo, se realiza una estimación estadística de las horas al año que el viento tendrá una velocidad determinada. Para llevar a cabo esta estimación, se procede a aplicar una distribución estadística Weibull, por lo que es necesario conocer las constantes C y K de Weibull con las que se realiza la distribución.

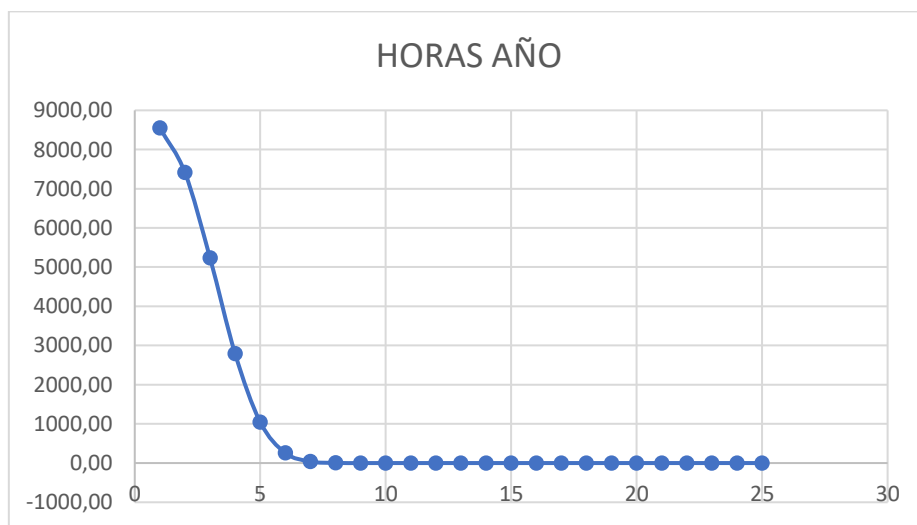
Coordenada UTM X:	363.750
Coordenada UTM Y:	3.138.450
Coordenada Geográfica Longitud:	-16,39
Coordenada Geográfica Latitud:	28,365
Elevación del terreno:	296 m.
Rugosidad del terreno:	0,1
Velocidad media del viento:	3,36 m/s.
Constante C (Weibull):	3,81
Constante K (Weibull):	2,775

Tabla 1

Tras haber recaudado estos datos, se aplica la distribución Weibull tomando los parámetros recaudados anteriormente. Se establecen valores de velocidades de viento y las horas anuales a las que el viento soplará con esa velocidad. De esta forma, tendremos la probabilidad de velocidad del viento durante todo un año.

V viento	Acumulada	1-Acumulada	Horas año
0	0,0000	1,0000	8760,00
1	0,0241	0,9759	8548,58
2	0,1540	0,8460	7411,07
3	0,4026	0,5974	5233,25
4	0,6816	0,3184	2788,79
5	0,8807	0,1193	1045,13
6	0,9706	0,0294	257,70
7	0,9955	0,0045	39,23
8	0,9996	0,0004	3,47
9	1,0000	0,0000	0,17
10	1,0000	0,0000	0,00
11	1,0000	0,0000	0,00
12	1,0000	0,0000	0,00
13	1,0000	0,0000	0,00
14	1,0000	0,0000	0,00
15	1,0000	0,0000	0,00
16	1,0000	0,0000	0,00
17	1,0000	0,0000	0,00
18	1,0000	0,0000	0,00
19	1,0000	0,0000	0,00
20	1,0000	0,0000	0,00
21	1,0000	0,0000	0,00
22	1,0000	0,0000	0,00
23	1,0000	0,0000	0,00
24	1,0000	0,0000	0,00
25	1,0000	0,0000	0,00

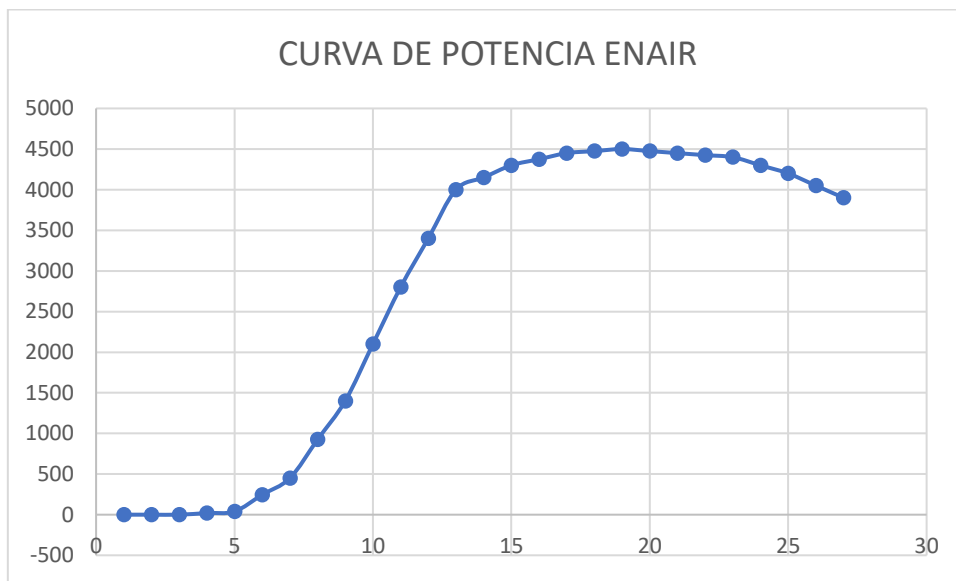
Tabla 2



Gráfica 1

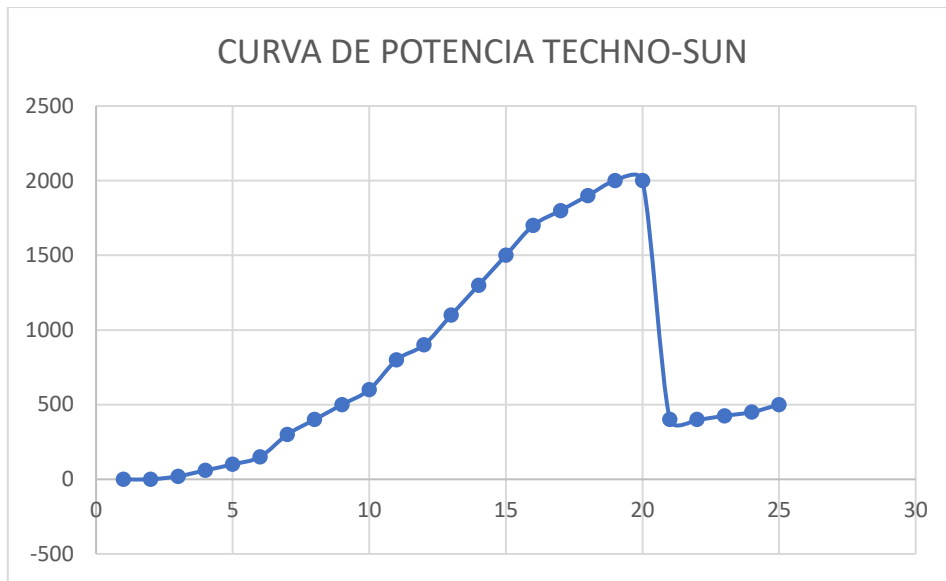
De esta manera, quedaría la distribución del viento en horas anuales en la zona donde se va a realizar la instalación. El siguiente paso es conocer la curva de potencia de todos los modelos de aerogenerador, ya que de esa manera se puede conocer la potencia generada según la velocidad del viento:

ENAIR



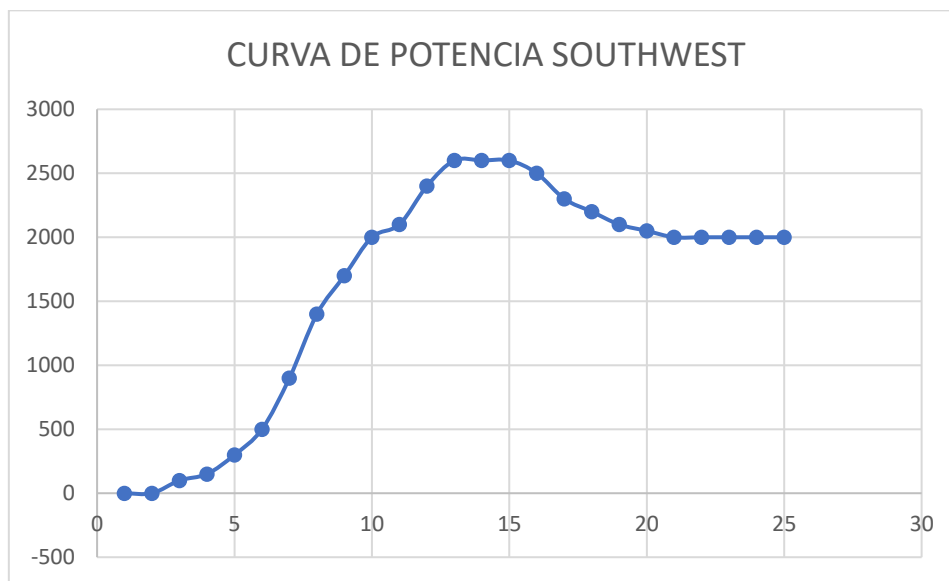
Gráfica 2

TECHNO-SUN



Gráfica 3

SOUTHWEST



Gráfica 4

Una vez se conocen los datos de probabilidad de viento a velocidad determinada y la potencia generada por el aerogenerador a esa velocidad, se puede conocer la producción energética anual aplicando la suma de la producción energética en cada una de las posibles velocidades del

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

viento. Se muestran los valores resultantes de multiplicar la potencia generada a una velocidad determinada por las horas anuales a las que se producirá esa velocidad o menor.

V viento (m/s)	Horas año	AEROGENERADOR ENAIR (kWh)	AEROGENERADOR TECHNO-SUN (kWh)	AEROGENERADOR SOUTHWEST (kWh)
0	8760	0,000	0,000	0,000
1	8548,58146	0,000	0,000	0,000
2	7411,06881	148,221	0,000	0,000
3	5233,25205	209,330	104,665	523,325
4	2788,78674	683,253	167,327	418,318
5	1045,12726	470,307	104,513	313,538
6	257,69685	238,370	38,655	128,848
7	39,2286991	54,920	11,769	35,306
8	3,46777137	7,282	1,387	4,855
9	0,16776211	0,470	0,084	0,285
10	0,00419274	0,014	0,003	0,008
11	5,1174E-05	0,000	0,000	0,000
12	2,8872E-07	0,000	0,000	0,000
13	7,1386E-10	0,000	0,000	0,000
14	0	0,000	0,000	0,000
15	0	0,000	0,000	0,000
16	0	0,000	0,000	0,000
17	0	0,000	0,000	0,000
18	0	0,000	0,000	0,000
19	0	0,000	0,000	0,000
20	0	0,000	0,000	0,000
21	0	0,000	0,000	0,000
22	0	0,000	0,000	0,000
23	0	0,000	0,000	0,000
24	0	0,000	0,000	0,000
25	0	0,000	0,000	0,000
SUMA ANUAL		1812,168	428,402	1424,484

Tabla 3

A la vista de estos datos, se aprecia que el aerogenerador de la marca TECHNO-SUN ofrece considerablemente peores prestaciones que los otros dos aerogeneradores. Del mismo modo, se conoce que el aerogenerador que mejores resultados ofrece en términos de producción energética es el de marca ENAIR, no obstante, no se procederá a descartar la opción del aerogenerador SOUTHWEST ya que posteriormente se realizará un estudio de viabilidad y se considera de interés contar con dos opciones cuyas producciones energéticas son similares.

3. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DIARIA Y ANUAL

A continuación, se procede a realizar el balance anual de la producción energética que se obtiene mediante la instalación fotovoltaica con el objetivo de determinar qué tipo de instalación resulta más favorable.

Se extraen los datos meteorológicos de la base de datos pública del cabildo de Tenerife para conocer el valor de la radiación solar en la zona que se va a realizar la instalación. Las unidades de este valor son Wh/m². Por ello, se va a normalizar frente a 1000W / 1m². De este modo, la unidad de la radiación solar será lo que se denominará horas solares equivalentes, siendo éste el tiempo efectivo en el que el panel solar proporcionará la potencia nominal. Sabiendo esto, se puede la producción fotovoltaica diaria de la instalación, ya que al conocer las horas efectivas de producción y la potencia nominal de cada panel basta con multiplicar ambos términos dando lugar a la producción total diaria.

Para la obtención, de los siguientes datos se tiene la radiación, que como se mencionó previamente se define para 1 kWh. Luego, basta con multiplicar el término de radiación por la potencia instalada en kW para cada uno de los casos.

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS ENERO				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/01/2019	17,8	4.176,30	996,04755	902,0808
02/01/2019	16,7	4.407,50	1051,18875	952,02
03/01/2019	14,8	4.358,00	1039,383	941,328
04/01/2019	13,7	3.121,30	744,43005	674,2008
05/01/2019	15	3.355,50	800,28675	724,788
06/01/2019	15,7	4.501,20	1073,5362	972,2592
07/01/2019	14,9	3.504,20	835,7517	756,9072
08/01/2019	14,9	2.748,00	655,398	593,568
09/01/2019	14,5	4.527,30	1079,76105	977,8968
10/01/2019	13,4	4.511,00	1075,8735	974,376
11/01/2019	13,1	2.312,20	551,4597	499,4352
12/01/2019	13,7	4.457,80	1063,1853	962,8848
13/01/2019	18,1	4.606,50	1098,65025	995,004
14/01/2019	16,5	4.617,70	1101,32145	997,4232
15/01/2019	14,5	4.743,30	1131,27705	1024,5528
16/01/2019	14,6	4.686,80	1117,8018	1012,3488
17/01/2019	14,5	3.822,00	911,547	825,552
18/01/2019	14,3	4.782,70	1140,67395	1033,0632
19/01/2019	13,8	3.660,50	873,02925	790,668
20/01/2019	14,1	3.544,30	845,31555	765,5688
21/01/2019	14,7	5.136,70	1225,10295	1109,5272
22/01/2019	14,2	4.257,00	1015,2945	919,512
23/01/2019	13,5	3.763,00	897,4755	812,808
24/01/2019	13,5	2.110,00	503,235	455,76
25/01/2019	14,1	2.557,50	609,96375	552,42
26/01/2019	13,7	1.937,00	461,9745	418,392
27/01/2019	13,5	1.411,30	336,59505	304,8408
28/01/2019	14,2	4.922,80	1174,0878	1063,3248
29/01/2019	13,8	3.359,00	801,1215	725,544
30/01/2019	13,4	2.252,20	537,1497	486,4752
31/01/2019	13,5	1.618,20	385,9407	349,5312
SUMA MENSUAL			27133,8588	24574,0608

Tabla 4

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS FEBRERO				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/02/2019	14,7	5.249,50	1252,00575	1133,892
02/02/2019	14,4	4.760,30	1135,33155	1028,2248
03/02/2019	13,8	4.954,30	1181,60055	1070,1288
04/02/2019	16,4	4.921,70	1173,82545	1063,0872
05/02/2019	17,8	4.971,70	1185,75045	1073,8872
06/02/2019	17,2	5.361,70	1278,76545	1158,1272
07/02/2019	15,4	5.462,30	1302,75855	1179,8568
08/02/2019	13,3	5.481,00	1307,2185	1183,896
09/02/2019	15,3	5.565,00	1327,2525	1202,04
10/02/2019	19,4	5.620,80	1340,5608	1214,0928
11/02/2019	21,2	5.283,50	1260,11475	1141,236
12/02/2019	21,8	5.432,00	1295,532	1173,312
13/02/2019	22,5	5.648,80	1347,2388	1220,1408
14/02/2019	21,6	5.495,50	1310,67675	1187,028
15/02/2019	14,9	2.564,30	611,58555	553,8888
16/02/2019	14,4	3.611,80	861,4143	780,1488
17/02/2019	16,1	5.520,70	1316,68695	1192,4712
18/02/2019	13,8	3.846,80	917,4618	830,9088
19/02/2019	12,9	5.720,70	1364,38695	1235,6712
20/02/2019	13,4	5.418,70	1292,35995	1170,4392
21/02/2019	14,7	4.663,20	1112,1732	1007,2512
22/02/2019	20,1	5.839,20	1392,6492	1261,2672
23/02/2019	22	5.727,80	1366,0803	1237,2048
24/02/2019	21,2	5.865,30	1398,87405	1266,9048
25/02/2019	19,7	6.149,30	1466,60805	1328,2488
26/02/2019	18,8	5.916,00	1410,966	1277,856
27/02/2019	17	6.015,30	1434,64905	1299,3048
28/02/2019	13,9	1.591,00	379,4535	343,656
SUMA MENSUAL			34023,9807	30814,1712

Tabla 5

Tabla 6

DATOS MARZO				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/03/2019	13,2	919,5	219,30075	198,612
02/03/2019	14,2	4.302,30	1026,09855	929,2968
03/03/2019	14,5	2.764,70	659,38095	597,1752
04/03/2019	15,1	4.863,20	1159,8732	1050,4512
05/03/2019	14,4	4.871,50	1161,85275	1052,244
06/03/2019	15,3	4.110,70	980,40195	887,9112
07/03/2019	15	6.301,70	1502,95545	1361,1672
08/03/2019	15,8	6.283,30	1498,56705	1357,1928
09/03/2019	15,9	6.592,80	1572,3828	1424,0448
10/03/2019	18,8	6.530,70	1557,57195	1410,6312
11/03/2019	20,4	6.577,80	1568,8053	1420,8048
12/03/2019	18	6.870,30	1638,56655	1483,9848
13/03/2019	15,2	6.809,80	1624,1373	1470,9168
14/03/2019	15,7	6.150,80	1466,9658	1328,5728
15/03/2019	18,6	6.666,80	1590,0318	1440,0288
16/03/2019	19,8	6.759,80	1612,2123	1460,1168
17/03/2019	16,1	6.868,80	1638,2088	1483,6608
18/03/2019	15,1	6.886,20	1642,3587	1487,4192
19/03/2019	15,1	7.001,00	1669,7385	1512,216
20/03/2019	15,1	6.465,20	1541,9502	1396,4832
21/03/2019	15,8	6.546,20	1561,2687	1413,9792
22/03/2019	14,9	5.803,00	1384,0155	1253,448
23/03/2019	15,2	7.059,00	1683,5715	1524,744
24/03/2019	13,7	2.703,50	644,78475	583,956
25/03/2019	12,8	2.246,70	535,83795	485,2872
26/03/2019	13,8	4.025,80	960,1533	869,5728
27/03/2019	14,6	3.406,70	812,49795	735,8472
28/03/2019	14,1	2.478,30	591,07455	535,3128
29/03/2019	13,1	1.530,70	365,07195	330,6312
30/03/2019	13,2	3.862,80	921,2778	834,3648
31/03/2019	14,1	4.036,00	962,586	871,776
SUMA MENSUAL			37753,5006	34191,8496

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS ABRIL				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/04/2019	13,2	1.301,80	310,4793	281,1888
02/04/2019	13,5	1.942,00	463,167	419,472
03/04/2019	14,5	4.817,00	1148,8545	1040,472
04/04/2019	14,4	4.017,20	958,1022	867,7152
05/04/2019	14,4	3.396,70	810,11295	733,6872
06/04/2019	14,5	4.420,50	1054,28925	954,828
07/04/2019	14,5	6.249,30	1490,45805	1349,8488
08/04/2019	14,3	2.364,20	563,8617	510,6672
09/04/2019	13,9	2.246,50	535,79025	485,244
10/04/2019	14,7	7.746,80	1847,6118	1673,3088
11/04/2019	14,8	7.464,00	1780,164	1612,224
12/04/2019	15,3	7.697,20	1835,7822	1662,5952
13/04/2019	16,1	7.749,20	1848,1842	1673,8272
14/04/2019	16,5	7.706,00	1837,881	1664,496
15/04/2019	16,3	6.470,70	1543,26195	1397,6712
16/04/2019	15,1	1.835,50	437,76675	396,468
17/04/2019	15,5	3.380,30	806,20155	730,1448
18/04/2019	15,5	6.417,00	1530,4545	1386,072
19/04/2019	15,3	7.920,50	1889,03925	1710,828
20/04/2019	15	3.413,50	814,11975	737,316
21/04/2019	16,1	7.399,50	1764,78075	1598,292
22/04/2019	16	7.004,20	1670,5017	1512,9072
23/04/2019	15,2	2.673,80	637,7013	577,5408
24/04/2019	14,8	2.470,20	589,1427	533,5632
25/04/2019	15,9	7.068,20	1685,7657	1526,7312
26/04/2019	15,9	6.867,80	1637,9703	1483,4448
27/04/2019	15,6	8.025,70	1914,12945	1733,5512
28/04/2019	16,9	7.930,30	1891,37655	1712,9448
29/04/2019	17	7.795,70	1859,27445	1683,8712
30/04/2019	19,9	7.914,30	1887,56055	1709,4888
SUMA MENSUAL			39043,7856	35360,4096

Tabla 7

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS MAYO				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/05/2018	15,3	6.844,30	1632,36555	1478,3688
02/05/2018	14,3	2.819,80	672,5223	609,0768
03/05/2018	15,7	4.241,80	1011,6693	916,2288
04/05/2018	15	5.384,50	1284,20325	1163,052
05/05/2018	14,3	1.781,30	424,84005	384,7608
06/05/2018	13,9	1.720,30	410,29155	371,5848
07/05/2018	14,3	1.883,70	449,26245	406,8792
08/05/2018	15,4	4.338,00	1034,613	937,008
09/05/2018	16,2	8.122,20	1937,1447	1754,3952
10/05/2018	15,4	5.080,30	1211,65155	1097,3448
11/05/2018	15,7	7.925,20	1890,1602	1711,8432
12/05/2018	16,3	7.235,50	1725,66675	1562,868
13/05/2018	15,3	8.367,80	1995,7203	1807,4448
14/05/2018	15,8	7.997,20	1907,3322	1727,3952
15/05/2018	16,9	8.003,70	1908,88245	1728,7992
16/05/2018	16,3	4.644,50	1107,71325	1003,212
17/05/2018	15,5	5.310,00	1266,435	1146,96
18/05/2018	15,2	4.570,00	1089,945	987,12
19/05/2018	15	4.013,30	957,17205	866,8728
20/05/2018	15,6	5.224,20	1245,9717	1128,4272
21/05/2018	15,5	4.276,70	1019,99295	923,7672
22/05/2018	16,7	8.349,80	1991,4273	1803,5568
23/05/2018	14,6	1.862,00	444,087	402,192
24/05/2018	15	2.631,00	627,4935	568,296
25/05/2018	16,5	7.317,70	1745,27145	1580,6232
26/05/2018	16,7	7.297,80	1740,5253	1576,3248
27/05/2018	15,3	3.920,80	935,1108	846,8928
28/05/2018	16	7.263,20	1732,2732	1568,8512
29/05/2018	16,2	8.311,50	1982,29275	1795,284
30/05/2018	16,7	6.364,50	1517,93325	1374,732
31/05/2018	16,6	8.259,50	1969,89075	1784,052
SUMA MENSUAL			40869,86085	37014,2136

Tabla 8

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS JUNIO				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/06/2018	16,6	8.470,50	2020,21425	1829,628
02/06/2018	16	7.914,00	1887,489	1709,424
03/06/2018	16,2	6.816,70	1625,78295	1472,4072
04/06/2018	17,4	8.063,50	1923,14475	1741,716
05/06/2018	16,9	8.415,30	2007,04905	1817,7048
06/06/2018	17,3	7.587,20	1809,5472	1638,8352
07/06/2018	17,6	6.255,50	1491,93675	1351,188
08/06/2018	17,5	4.670,20	1113,8427	1008,7632
09/06/2018	16,9	1.595,50	380,52675	344,628
10/06/2018	16,3	2.707,30	645,69105	584,7768
11/06/2018	17	8.032,20	1915,6797	1734,9552
12/06/2018	17,9	7.761,20	1851,0462	1676,4192
13/06/2018	17,2	7.364,30	1756,38555	1590,6888
14/06/2018	17,7	8.469,80	2020,0473	1829,4768
15/06/2018	17,8	8.384,20	1999,6317	1810,9872
16/06/2018	18,6	8.114,80	1935,3798	1752,7968
17/06/2018	18	7.183,00	1713,1455	1551,528
18/06/2018	17,1	3.252,80	775,7928	702,6048
19/06/2018	17,9	7.138,20	1702,4607	1541,8512
20/06/2018	18	5.863,00	1398,3255	1266,408
21/06/2018	17,8	6.994,30	1668,14055	1510,7688
22/06/2018	17,9	6.771,50	1615,00275	1462,644
23/06/2018	17,7	6.691,20	1595,8512	1445,2992
24/06/2018	18,1	6.012,00	1433,862	1298,592
25/06/2018	19,7	7.895,20	1883,0052	1705,3632
26/06/2018	18,3	4.885,50	1165,19175	1055,268
27/06/2018	19,1	8.191,30	1953,62505	1769,3208
28/06/2018	19,6	7.913,20	1887,2982	1709,2512
29/06/2018	19,4	6.061,50	1445,66775	1309,284
30/06/2018	18,4	1.855,00	442,4175	400,68
SUMA MENSUAL			47063,18115	42623,2584

Tabla 9

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS JULIO				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/07/2018	17,5	2.976,00	709,776	642,816
02/07/2018	18,3	6.230,30	1485,92655	1345,7448
03/07/2018	19,4	7.883,00	1880,0955	1702,728
04/07/2018	19,2	7.061,50	1684,16775	1525,284
05/07/2018	19,4	7.437,50	1773,84375	1606,5
06/07/2018	19,7	8.025,50	1914,08175	1733,508
07/07/2018	21,6	8.384,30	1999,65555	1811,0088
08/07/2018	22,4	7.331,70	1748,61045	1583,6472
09/07/2018	27,5	7.133,50	1701,33975	1540,836
10/07/2018	30,1	6.922,00	1650,897	1495,152
11/07/2018	20,8	7.019,00	1674,0315	1516,104
12/07/2018	19,1	6.819,80	1626,5223	1473,0768
13/07/2018	18,7	7.376,00	1759,176	1593,216
14/07/2018	18,8	7.894,50	1882,83825	1705,212
15/07/2018	19,7	8.108,70	1933,92495	1751,4792
16/07/2018	19,9	8.310,20	1981,9827	1795,0032
17/07/2018	20,1	8.376,80	1997,8668	1809,3888
18/07/2018	19,9	8.069,30	1924,52805	1742,9688
19/07/2018	20	6.968,30	1661,93955	1505,1528
20/07/2018	20,5	7.291,80	1739,0943	1575,0288
21/07/2018	21,6	7.562,50	1803,65625	1633,5
22/07/2018	19,6	8.016,80	1912,0068	1731,6288
23/07/2018	19,1	7.189,20	1714,6242	1552,8672
24/07/2018	19,1	7.268,30	1733,48955	1569,9528
25/07/2018	19,5	7.677,50	1831,08375	1658,34
26/07/2018	20,5	7.898,80	1883,8638	1706,1408
27/07/2018	20,6	8.109,50	1934,11575	1751,652
28/07/2018	20,7	7.479,30	1783,81305	1615,5288
29/07/2018	20	6.787,00	1618,6995	1465,992
30/07/2018	20,8	7.486,50	1785,53025	1617,084
31/07/2018	20,5	7.508,70	1790,82495	1621,8792
SUMA MENSUAL			54522,0063	49378,4208

Tabla 10

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS AGOSTO				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/08/2018	21,2	7.975,50	1902,15675	1722,708
02/08/2018	20	5.842,20	1393,3647	1261,9152
03/08/2018	20,2	5.422,00	1293,147	1171,152
04/08/2018	20,8	6.634,50	1582,32825	1433,052
05/08/2018	25,1	7.517,80	1792,9953	1623,8448
06/08/2018	32,9	6.880,80	1641,0708	1486,2528
07/08/2018	29,4	6.933,80	1653,7113	1497,7008
08/08/2018	21,4	7.200,20	1717,2477	1555,2432
09/08/2018	20,7	7.884,50	1880,45325	1703,052
10/08/2018	19,7	7.742,00	1846,467	1672,272
11/08/2018	21,5	7.685,50	1832,99175	1660,068
12/08/2018	25,4	5.502,00	1312,227	1188,432
13/08/2018	28,1	4.093,00	976,1805	884,088
14/08/2018	28,8	7.189,50	1714,69575	1552,932
15/08/2018	24,6	7.329,80	1748,1573	1583,2368
16/08/2018	20,3	7.120,00	1698,12	1537,92
17/08/2018	20,5	7.858,80	1874,3238	1697,5008
18/08/2018	20,2	7.603,70	1813,48245	1642,3992
19/08/2018	19,9	7.496,30	1787,86755	1619,2008
20/08/2018	20,2	7.512,80	1791,8028	1622,7648
21/08/2018	20,7	7.412,00	1767,762	1600,992
22/08/2018	20,2	6.532,50	1558,00125	1411,02
23/08/2018	24,5	7.217,20	1721,3022	1558,9152
24/08/2018	26,8	7.274,00	1734,849	1571,184
25/08/2018	27,5	7.390,20	1762,5627	1596,2832
26/08/2018	24,6	7.373,50	1758,57975	1592,676
27/08/2018	21,5	7.447,70	1776,27645	1608,7032
28/08/2018	20	7.569,30	1805,27805	1634,9688
29/08/2018	20,5	6.858,30	1635,70455	1481,3928
30/08/2018	21,3	7.515,70	1792,49445	1623,3912
31/08/2018	20,4	7.106,20	1694,8287	1534,9392
SUMA MENSUAL			52260,43005	47330,2008

Tabla 11

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS SEPTIEMBRE				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/09/2018	19,7	7.090,30	1691,03655	1531,5048
02/09/2018	19,8	5.492,00	1309,842	1186,272
03/09/2018	20	7.272,70	1734,53895	1570,9032
04/09/2018	20	5.854,70	1396,34595	1264,6152
05/09/2018	20,5	5.707,70	1361,28645	1232,8632
06/09/2018	19,9	3.680,50	877,79925	794,988
07/09/2018	19	3.874,20	923,9967	836,8272
08/09/2018	19,3	6.141,20	1464,6762	1326,4992
09/09/2018	20,1	7.241,70	1727,14545	1564,2072
10/09/2018	20,8	7.117,00	1697,4045	1537,272
11/09/2018	20	5.546,70	1322,88795	1198,0872
12/09/2018	22,5	2.851,50	680,08275	615,924
13/09/2018	25,3	4.449,20	1061,1342	961,0272
14/09/2018	23,1	5.224,00	1245,924	1128,384
15/09/2018	20,9	4.338,70	1034,77995	937,1592
16/09/2018	20,3	4.772,70	1138,28895	1030,9032
17/09/2018	19,5	5.524,00	1317,474	1193,184
18/09/2018	20,5	6.044,80	1441,6848	1305,6768
19/09/2018	21,5	5.222,20	1245,4947	1127,9952
20/09/2018	21,3	6.276,30	1496,89755	1355,6808
21/09/2018	20,1	6.122,00	1460,097	1322,352
22/09/2018	20,8	6.660,00	1588,41	1438,56
23/09/2018	26,8	6.189,00	1476,0765	1336,824
24/09/2018	27,1	5.655,20	1348,7652	1221,5232
25/09/2018	26,1	6.266,70	1494,60795	1353,6072
26/09/2018	23,9	6.308,70	1504,62495	1362,6792
27/09/2018	22,8	6.524,00	1555,974	1409,184
28/09/2018	22,1	5.340,20	1273,6377	1153,4832
29/09/2018	22,1	6.224,30	1484,49555	1344,4488
30/09/2018	21,1	5.375,80	1282,1283	1161,1728
SUMA MENSUAL			40637,538	36803,808

Tabla 12

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS OCTUBRE				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/10/2018	20,8	5.095,70	1215,32445	1100,6712
02/10/2018	20,5	5.090,80	1214,1558	1099,6128
03/10/2018	20,2	6.108,50	1456,87725	1319,436
04/10/2018	21	5.444,00	1298,394	1175,904
05/10/2018	19,6	2.194,70	523,43595	474,0552
06/10/2018	19,8	3.276,20	781,3737	707,6592
07/10/2018	22,4	5.904,00	1408,104	1275,264
08/10/2018	21,9	5.696,20	1358,5437	1230,3792
09/10/2018	20,8	5.084,30	1212,60555	1098,2088
10/10/2018	20,4	2.332,80	556,3728	503,8848
11/10/2018	19,9	3.715,20	886,0752	802,4832
12/10/2018	19,1	3.947,00	941,3595	852,552
13/10/2018	19,7	5.771,20	1376,4312	1246,5792
14/10/2018	19,5	2.336,80	557,3268	504,7488
15/10/2018	19,1	3.760,20	896,8077	812,2032
16/10/2018	18,9	4.751,00	1133,1135	1026,216
17/10/2018	19,5	6.043,50	1441,37475	1305,396
18/10/2018	18,5	3.296,00	786,096	711,936
19/10/2018	18,5	5.343,30	1274,37705	1154,1528
20/10/2018	17,6	3.469,70	827,52345	749,4552
21/10/2018	17,6	2.855,70	681,08445	616,8312
22/10/2018	17,6	3.277,80	781,7553	708,0048
23/10/2018	18,5	4.106,50	979,40025	887,004
24/10/2018	19	3.884,00	926,334	838,944
25/10/2018	18,2	1.405,70	335,25945	303,6312
26/10/2018	18	3.311,70	789,84045	715,3272
27/10/2018	17,6	2.047,80	488,4003	442,3248
28/10/2018	17,5	3.996,00	953,046	863,136
29/10/2018	16,5	4.996,80	1191,7368	1079,3088
30/10/2018	16,4	2.972,70	708,98895	642,1032
31/10/2018	16,9	3.188,50	760,45725	688,716
SUMA MENSUAL			29741,97555	26936,1288

Tabla 13

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS NOVIEMBRE				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/11/2018	18,1	4.575,00	1091,1375	988,2
02/11/2018	18,5	5.037,20	1201,3722	1088,0352
03/11/2018	18,2	5.320,50	1268,93925	1149,228
04/11/2018	17	2.827,80	674,4303	610,8048
05/11/2018	16,6	2.279,20	543,5892	492,3072
06/11/2018	15,8	860,8	205,3008	185,9328
07/11/2018	15,6	1.695,70	404,42445	366,2712
08/11/2018	17,2	5.138,30	1225,48455	1109,8728
09/11/2018	16,6	1.419,20	338,4792	306,5472
10/11/2018	16,4	4.159,50	992,04075	898,452
11/11/2018	16,4	3.305,00	788,2425	713,88
12/11/2018	16,6	2.236,70	533,45295	483,1272
13/11/2018	16,4	3.817,00	910,3545	824,472
14/11/2018	15,4	2.096,80	500,0868	452,9088
15/11/2018	15,7	2.853,70	680,60745	616,3992
16/11/2018	15,7	1.575,20	375,6852	340,2432
17/11/2018	17	2.588,80	617,4288	559,1808
18/11/2018	16,2	2.201,50	525,05775	475,524
19/11/2018	15,6	2.447,20	583,6572	528,5952
20/11/2018	16,5	4.895,70	1167,62445	1057,4712
21/11/2018	16,5	3.176,00	757,476	686,016
22/11/2018	14,9	1.439,20	343,2492	310,8672
23/11/2018	14,8	4.736,70	1129,70295	1023,1272
24/11/2018	15,3	4.319,50	1030,20075	933,012
25/11/2018	18	4.514,20	1076,6367	975,0672
26/11/2018	16,8	2.388,20	569,5857	515,8512
27/11/2018	16	1.664,80	397,0548	359,5968
28/11/2018	16	4.579,80	1092,2823	989,2368
29/11/2018	18,6	4.497,50	1072,65375	971,46
30/11/2018	17,3	4.364,50	1040,93325	942,732
SUMA MENSUAL			23137,1712	20954,4192

Tabla 14

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

DATOS DICIEMBRE				
Fecha	T	Rad	Producción Fotovoltaica JINKO (kWh)	Producción Fotovoltaica BOSCH (kWh)
01/12/2018	16,5	3.241,20	773,0262	700,0992
02/12/2018	15,9	4.491,70	1071,27045	970,2072
03/12/2018	17,9	4.618,50	1101,51225	997,596
04/12/2018	21,4	4.509,50	1075,51575	974,052
05/12/2018	20,7	4.358,80	1039,5738	941,5008
06/12/2018	22,2	3.234,30	771,38055	698,6088
07/12/2018	21,8	3.856,30	919,72755	832,9608
08/12/2018	18,7	4.483,50	1069,31475	968,436
09/12/2018	20,2	4.371,30	1042,55505	944,2008
10/12/2018	21,1	4.218,70	1006,15995	911,2392
11/12/2018	17	3.247,80	774,6003	701,5248
12/12/2018	15,5	3.258,30	777,10455	703,7928
13/12/2018	15,9	3.453,00	823,5405	745,848
14/12/2018	17	4.072,00	971,172	879,552
15/12/2018	17	4.436,30	1058,05755	958,2408
16/12/2018	18,6	4.308,00	1027,458	930,528
17/12/2018	18,5	4.043,00	964,2555	873,288
18/12/2018	17,8	4.305,00	1026,7425	929,88
19/12/2018	17,5	4.381,00	1044,8685	946,296
20/12/2018	16,9	4.381,70	1045,03545	946,4472
21/12/2018	15,9	4.395,80	1048,3983	949,4928
22/12/2018	18,2	4.407,50	1051,18875	952,02
23/12/2018	18,2	3.618,30	862,96455	781,5528
24/12/2018	17,5	1.817,00	433,3545	392,472
25/12/2018	18	4.079,50	972,96075	881,172
26/12/2018	19,1	4.337,70	1034,54145	936,9432
27/12/2018	17,1	4.440,30	1059,01155	959,1048
28/12/2018	16,3	4.548,50	1084,81725	982,476
29/12/2018	14,6	2.363,80	563,7663	510,5808
30/12/2018	14	1.396,80	333,1368	301,7088
31/12/2018	15,8	4.459,30	1063,54305	963,2088
SUMA MENSUAL			28890,5544	26165,0304

Tabla 15

A la vista de estos datos, impera la necesidad de establecer un balance anual para analizar los datos en una perspectiva global. Por ello, se procede a determinar la producción energética anual tomando los datos recaudados previamente:

	JINKO (kWh)	BOSCH (kWh)
ENERO	27133	24574
FEBRERO	34023	30814
MARZO	37753	34191
ABRIL	39043	35360
MAYO	40869	37014
JUNIO	47063	42623
JULIO	54522	49378
AGOSTO	52260	47330
SEPTIEMBRE	40637	36803
OCTUBRE	29741	26936
NOVIEMBRE	23137	20954
DICIEMBRE	28890	26165
PRODUCCIÓN ANUAL (MWh)	455,071	412,142

Tabla 16

Para mayor facilidad a la hora de analizar los datos, se procede a convertir los resultados a una unidad superior con el objetivo de manejar números más pequeños. Por ello, la producción anual total para cada uno de los modelos de paneles seleccionados se muestra en MWh en la tabla anterior.

Por otra parte, se aprecia en los datos la gran diferencia entre la producción fotovoltaica y la eólica por lo que no se contemplará su implementación en la instalación debido a su baja eficiencia en relación con el coste de la propia implementación.

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

A continuación, se procede a evaluar la producción y consumo energético diario para conocer tanto la demanda de energía como el excedente en según qué momento del día. Se ha establecido un horario fijo para el local de 8:00 a 16:00 y un calendario anual en el que se establecen un total de 220 días laborables siendo 145 días no laborables que también habrá que tener en cuenta a la hora de la producción, pero no a la de consumo. De ese modo, se establecen 145 días naturales en los que solo se producirá un ahorro integral de energía ya que el local no consumirá en esos días. Para los 220 días laborables se debe realizar un balance entre la producción y el consumo para conocer el gasto y el ahorro durante esos días de producción.

Para realizar este balance diario, se procede a estudiar un día promedio del mes de abril donde las condiciones meteorológicas tienen un carácter intermedio respecto a las condiciones estivales o invernales. De este modo, se obtendrá el balance determinado para una situación media que es lo que se requiere dado que se trata de una estimación.

Month	Day	Hour	AC System Output (W)	Salida AC Genérica (kW)	Salida AC BOSCH (kW)	Salida AC JINKO (kW)	Consumo Diario Días Laborables (kW)
4	25	0	0	0	0	0	0,5
4	25	1	0	0	0	0	0,5
4	25	2	0	0	0	0	0,5
4	25	3	0	0	0	0	0,5
4	25	4	0	0	0	0	0,5
4	25	5	0	0	0	0	0,5
4	25	6	0	0	0	0	0,5
4	25	7	5681,893	5,681893	12,27288888	13,55131481	0,5
4	25	8	18099,193	18,099193	39,09425688	43,16657531	204,3315
4	25	9	37486,438	37,486438	80,97070608	89,40515463	204,3315
4	25	10	56023,461	56,023461	121,0106758	133,6159545	204,3315
4	25	11	69746,922	69,746922	150,6533515	166,346409	204,3315
4	25	12	77641,828	77,641828	167,7063485	185,1757598	204,3315
4	25	13	79829,578	79,829578	172,4318885	190,3935435	204,3315
4	25	14	76634,148	76,634148	165,5297597	182,772443	204,3315
4	25	15	67977,414	67,977414	146,8312142	162,1261324	204,3315
4	25	16	54664,051	54,664051	118,0743502	130,3737616	204,3315
4	25	17	37392,051	37,392051	80,76683016	89,18004164	0,5
4	25	18	17275,16	17,27516	37,3143456	41,2012566	0,5
4	25	19	1264,951	1,264951	2,73229416	3,016908135	0,5
4	25	20	0	0	0	0	0,5
4	25	21	0	0	0	0	0,5
4	25	22	0	0	0	0	0,5
4	25	23	0	0	0	0	0,5

Tabla 17

Tal y como se adelantó previamente, se ha seleccionado un día modelo que sirva de referencia para determinar el balance diario y así extrapolarlo a un año entero. Se han recabado datos del día 25 de abril de 2019 en la zona de la instalación, para llevar a cabo un cálculo referido a 100 kW de potencia de instalada. Para llevar esto a los casos específicos que se pretenden estudiar

se ha procedido a multiplicar la salida en AC del sistema por valores que hagan a éste llegar al valor de potencia instalada (216 kW para BOSCH y 238,5 kW para JINKO). Es decir, la primera columna (“Salida AC BOSCH”) es multiplicada por 2,16 y la segunda (“Salida AC JINKO”) por 2,385 para de este modo alcanzar los dos escenarios a estudiar.

En primer lugar, se ha utilizado la herramienta online PV-WATTS para generar el conjunto de datos referentes a la producción energética de cada día durante un año natural. Para establecer el consumo diario, se estima un factor de potencia de 0,85, luego la potencia consumida distribuye de manera uniforme entre las 8 de la mañana y las 4 de la tarde siendo el valor de ésta un 85% de la potencia prevista. Por tanto, se estima un valor de potencia instalada de:

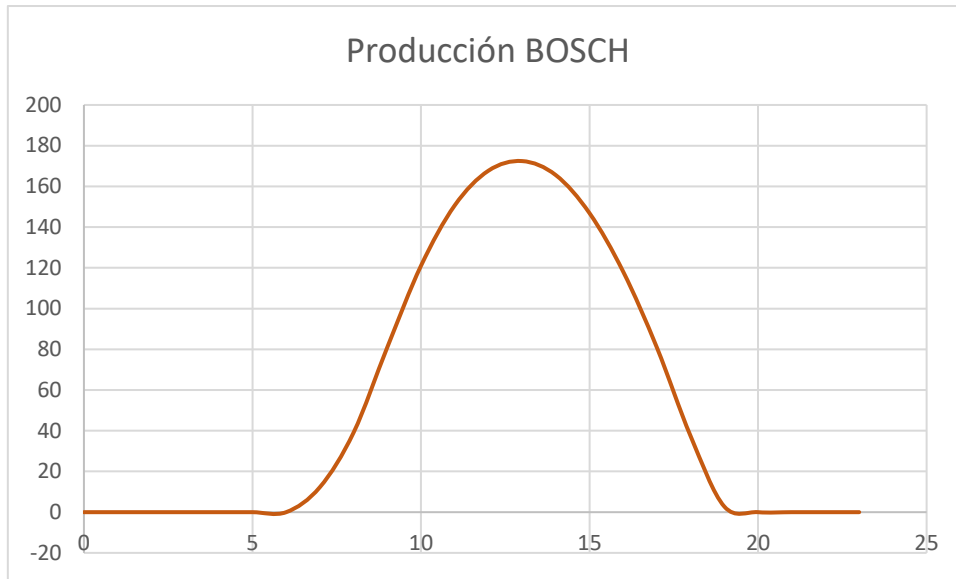
$$P = FP * P'$$

Donde:

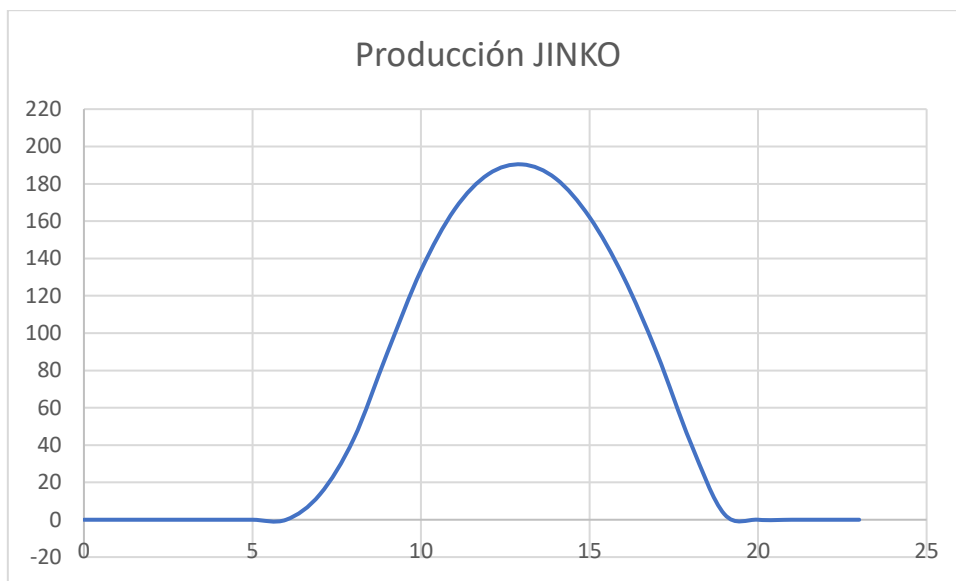
- **P:** Potencia a efectos de consumo
- **FP:** Factor de potencia, determinado como 0,85
- **P':** Potencia total

$$P = 0,85 * 240,39 = 204,33 \text{ kW}$$

Las dos siguientes gráficas representan la producción fotovoltaica en kW a lo largo de las horas de un día entero, con el fin de visualizar la progresión de la producción durante un día modelo. Se muestran los dos escenarios estudiados con el fin de estudiar ambos casos bajo las mismas condiciones:

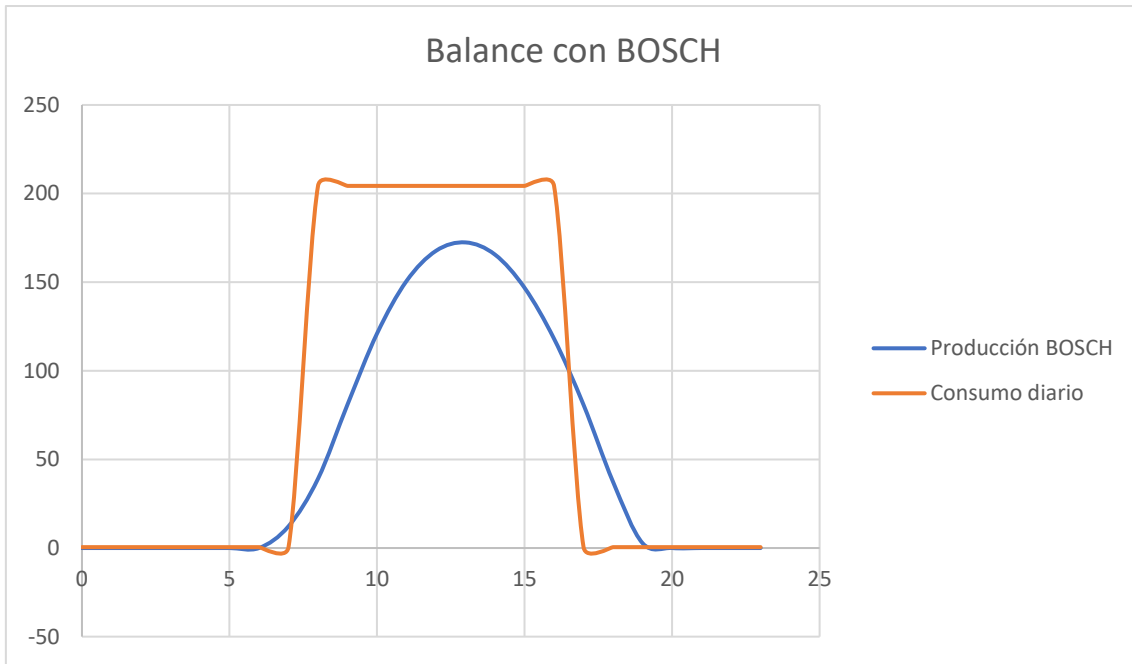


Gráfica 5

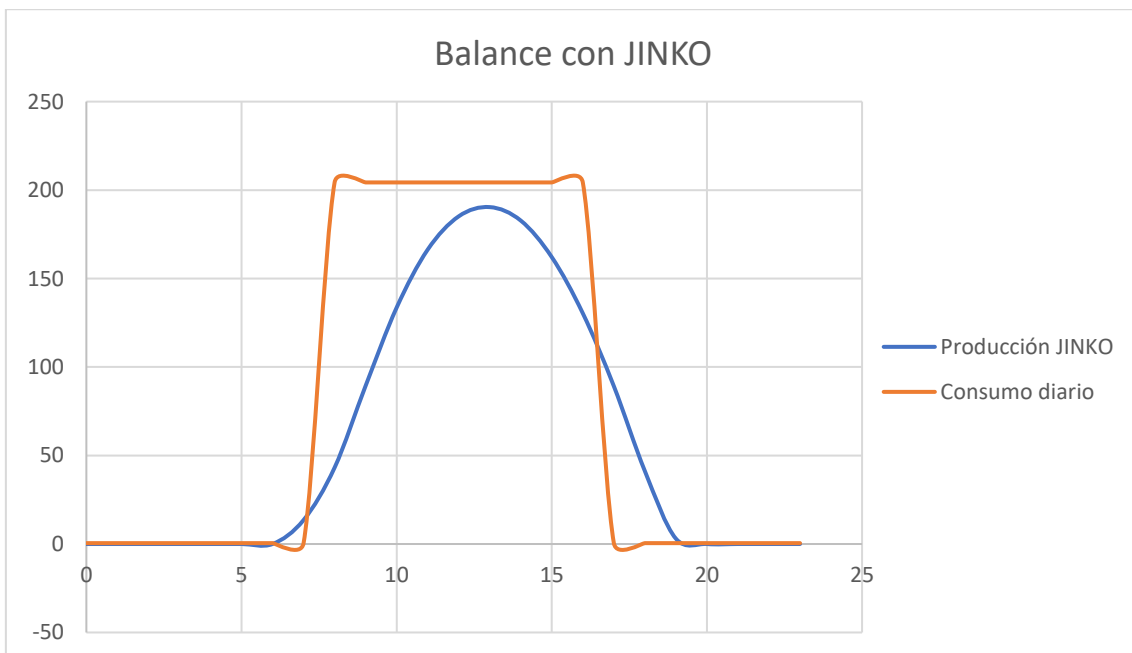


Gráfica 6

A continuación, es interesante unir en una gráfica los valores de consumo y producción para evaluar los diferentes escenarios en según qué momento del día, ya que existirán momentos de demanda de energía a la red, momentos de autoabastecimiento y momentos de devolución de energía a la red. Por ello, se muestran las dos gráficas anteriores, ahora unidas al consumo diario del local:



Gráfica 7



Gráfica 8

A la vista de estas gráficas, se puede apreciar que la instalación dotada de módulos JINKO produce considerablemente más energía que la instalación con módulos BOSCH, tras haber indagado en el mercado y consultado los precios estimativos de estos módulos, se llega a la

conclusión de que serán más eficientes en términos de producción fotovoltaica los paneles de la marca JINKO. Una vez se ha llegado a esta conclusión, a partir de ahora, se estudiarán tanto los aspectos técnicos de la instalación como los aspectos económicos de la misma para el caso de esta instalación.

Es importante conocer los precios del mercado en lo que a compra y venta de energía se refiere. A efectos de realizar un estudio en profundidad, lo correcto es establecer el tipo de tarifa que se requiere. En este caso, lo apropiado es optar por una tarifa tipo 3.1 A la cual se utiliza para suministros trifásicos cuya potencia contratada sea superior a 100 kW. En el caso estudiado la potencia contratada es de 240 kW por lo que parece adecuado estudiar este caso.

Este tipo de tarifa divide el precio de esta en tres sectores horarios atendiendo a las horas de mayor y menor consumo. Es decir, las horas nocturnas establecen un precio considerablemente inferior con respecto al resto de horas de la mañana, tarde e inicios de la noche. El procedimiento para estimar el precio de la energía durante un año sería realmente complejo utilizando este método ya que se debe estimar el tiempo en el que se utilizará cada una de las tres tarifas horarios que se ofertan, teniendo en cuenta que la distribución horaria de las ofertas varía según los meses invernales o estivales.

Con el fin de evitar este engorroso proceso de cálculo, se procede a determinar un precio estimativo de compra y venta de la energía, tras haber consultado diferentes fuentes y empresas suministradoras, se determina un valor de compra de **0,13 €/kWh** y para el caso de la venta del excedente de producción se obtiene un valor de **0,07€/kWh**. Posteriormente se realizará un cálculo de la amortización del proyecto habiendo realizado un presupuesto detallado.

Se procede a estimar un total de 220 días laborables durante el año, de ese modo, restan 145 días en los que el consumo del local será prácticamente nulo ya que únicamente estarán conectadas las alarmas de este, cuyo consumo no supera los 0.5 kW cada hora. Por tanto, durante estos 145 días se procederá a la venta de la mayor parte de la energía producida, mientras que los 220 días laborables se realiza un estudio para determinar las horas de ahorro energético y las horas de venta por producción fuera de horario de consumo.

Salida AC JINKO (kW)	Consumo Diario Días Laborables (kW)	Consumo Diario Días No Laborables (kW)
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5
13,55131481	0,5	0,5
43,16657531	204,3315	0,5
89,40515463	204,3315	0,5
133,6159545	204,3315	0,5
166,346409	204,3315	0,5
185,1757598	204,3315	0,5
190,3935435	204,3315	0,5
182,772443	204,3315	0,5
162,1261324	204,3315	0,5
130,3737616	204,3315	0,5
89,18004164	0,5	0,5
41,2012566	0,5	0,5
3,016908135	0,5	0,5
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5
0	0,5	0,5

Tabla 18

Se iniciará este proceso de cálculo con los días en los que el local permanecerá cerrado, como se mencionó anteriormente durante estos días únicamente estará en funcionamiento la alarma de seguridad del local, por lo que se procede al siguiente cálculo. A lo largo de esos días se tiene un consumo de:

$$E = 0,5 \text{ kW} * 13 \text{ h} = 6,5 \text{ kWh al día}$$

Se reflejan las 13 horas diarias que los módulos fotovoltaicos están suministrando energía, ya que es durante esas horas en las que se obtiene producción energética.

Lo que supone un total anual de:

$$E_{\text{anual}} = 6,5 \text{ kWh} * 145 = 942,5 \text{ kWh}$$

Esta es la parte de energía que se refiere a ahorro energético ya que la producción fotovoltaica supera la demanda de energía. Por tanto, se establece el siguiente ahorro anual:

$$ADNL = 0,13 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 942,5 \text{ kWh} = \mathbf{122,53 \text{ €}}$$

Donde **ADNL** → Ahorro en Días No Laborables

Ahora y continuando con los días no laborables, se procede a calcular el beneficio procedente de la venta de kWh a la red. Como se han destinado 0,5 kW cada hora a la sustentación del sistema contra robos, se destina el resto de la producción a la venta de energía. De este modo, atendiendo a la columna llamada “Salida AC JINKO” y “Consumo Diario Días No Laborables” (columnas 1 y 3 respectivamente) de la tabla 20, se procede a sustraer el valor de 0,5 kW en las 13 horas que se tiene producción, siendo el valor restante de esta resta la cantidad de energía sobrante que se destinará la venta a precio de 0,07 €/kWh.

Salida AC JINKO (kW)	Consumo Diario Días No Laborables (kW)	Excedente para la venta (kW)
0	0,5	-
0	0,5	-
0	0,5	-
0	0,5	-
0	0,5	-
0	0,5	-
0	0,5	-
13,551	0,5	13,051
43,167	0,5	42,667
89,405	0,5	88,905
133,616	0,5	133,116
166,346	0,5	165,846
185,176	0,5	184,676
190,394	0,5	189,894
182,772	0,5	182,272
162,126	0,5	161,626
130,374	0,5	129,874
89,180	0,5	88,680
41,201	0,5	40,701
3,017	0,5	2,517
0	0,5	-
0	0,5	-
0	0,5	-
0	0,5	-

Tabla 19

A la vista de la tercera columna de la Tabla 21, se produce al sumatorio de cada valor horario obteniendo el excedente destinado a la venta de un día. El valor resultante de esta suma es 1483,23 kWh, luego se procede a realizar el cálculo anterior pero esta vez para su posterior venta:

$$E_{\text{anual}} = 1483,23 \text{ kWh} * 145 = \mathbf{215.068,35 \text{ kWh}}$$

Se calcula el beneficio obtenido por la venta de este exceso de producción durante un año:

$$BDNL = 0,07 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 215.068,35 \text{ kWh} = \mathbf{15.054,78 \text{ €}}$$

Donde **BDNL** → Beneficio Días No Laborables

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

Una vez se termina con el cálculo de los días no laborables, se continua con el cálculo de los días en los que el local estará en funcionamiento. La distribución de la energía en las franjas horarias quedaría de la siguiente manera:

Salida AC JINKO (kW)	Consumo Diario Días Laborables (kW)	Ahorro Energético (kW)	Excedente para la venta (kW)
0	0,5	-	-
0	0,5	-	-
0	0,5	-	-
0	0,5	-	-
0	0,5	-	-
0	0,5	-	-
0	0,5	-	-
13,551	0,5	0,5	13,051
43,167	204,332	43,167	0
89,405	204,332	89,405	0
133,616	204,332	133,616	0
166,346	204,332	166,346	0
185,176	204,332	185,176	0
190,394	204,332	190,394	0
182,772	204,332	182,772	0
162,126	204,332	162,126	0
130,374	204,332	130,374	0
89,180	0,5	0,5	88,680
41,201	0,5	0,5	40,701
3,017	0,5	0,5	2,517
0	0,5	-	-
0	0,5	-	-
0	0,5	-	-
0	0,5	-	-

Tabla 20

En las horas en las que la producción energética sea mayor que el consumo se producirá un ahorro además de un excedente de energía que se venderá, pero en las horas en las que la producción es inferior al consumo (horas en las que el local está abierto de cara al público) solo existirá un ahorro energía. De esa forma, se procede al cálculo del mismo modo que anteriormente, separando entre ahorro energético y beneficios por venta de energía.

En primer lugar, se estudiará el ahorro derivado de la utilización de la energía procedente de la instalación fotovoltaica. En la tercera columna de la Tabla 21, se observan los datos de ahorro energético durante un día, la suma y, por tanto, la totalidad del ahorro diario asciende a 1285,38 kWh. Luego, se puede obtener el ahorro anual sabiendo que el local permanecerá abierto un total de 220 días al año, posteriormente se traducirá este valor a unidad monetaria:

$$E_{\text{anual}} = 1285,38 \text{ kWh} * 220 = \mathbf{282.783,6 \text{ kWh}}$$

$$ADL = 0,13 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 282.783,6 \text{ kWh} = 36.761,87 \text{ €}$$

Donde **ADL** → Ahorro Días Laborables

Ahora se repite el cálculo para el beneficio derivado de la venta de energía, en este caso la columna 4 de la Tabla 22 recoge los datos del excedente de energía, la totalidad diaria de este valor asciende a 144,95 kWh:

$$E_{\text{anual}} = 144,95 \text{ kWh} * 220 = 31.889 \text{ kWh}$$

$$BDL = 0,07 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 31.889 = 2.232,23 \text{ €}$$

Donde **BDL** → Beneficio en Días Laborables

A continuación, se puede calcular la totalidad de ahorro que se producirá durante el transcurso de un año. Aprovechando la nomenclatura empleada previamente, el ahorro total anual vendrá dado por:

$$ATN = ADNL + ADL + BDNL + BDL$$

Donde **ATN** → Ahorro Total Anual

$$ATN = 122,53 \text{ €} + 36.761,87 \text{ €} + 15.054,78 \text{ €} + 2.232,23 \text{ €} = 54.171,41 \text{ €}$$

4. INVERSORES

Se determina la necesidad de colocar un total de 5 inversores STP 50-40 para el caso de los paneles JINKO en el que se distinguen 4 inversores implementados con las mismas características y otro inversor con entradas y número de módulos diferente. Para la otra propuesta de instalación se tienen 4 inversores del mismo modelo, siendo también 3 de ellos con los mismos datos de configuración y uno diferente.

Para el primer caso se tienen 4 inversores de características iguales en los cuales se tienen 5 entradas en cada uno de ellos siendo nombradas Entrada A, Entrada B, Entrada C, Entrada D y Entrada E.

Para las Entradas A, B y D se tienen 2 strings de 24 módulos cada uno, la entrada C posee también 24 módulos por string pero contiene únicamente un string. Por último, la Entrada E tiene un string de 11 módulos. El inversor con características diferentes posee también 5 entradas única variación se tiene en la Entrada E donde en lugar de 10 módulos habrá 18 módulos fotovoltaicos en el único string de esta entrada. De este modo, se tiene un total de 900 módulos fotovoltaicos distribuidos en los 5 inversores STP 50-40.

En cambio, para la propuesta de instalación con paneles BOSCH se tienen 4 inversores STP 50-40, siendo configurados de manera exacta 3 de ellos y uno con características diferentes. Para los primeros 3 inversores se tienen 5 entradas en cada uno las cuales se distribuyen bajo la misma nomenclatura que en el caso anterior. En cambio, para el caso del inversor cuya configuración varía se tienen 6 entradas. De este modo, para los 3 inversores de igual configuración, las Entradas A, B, C y D tienen 2 strings con 25 módulos cada string y la Entrada E posee un único string con 24 módulos. Por otra parte, el inversor diferente tiene las Entradas A, B, C y D con 2 strings de 24 módulos cada uno y las Entradas E y F con un solo string de 18 módulos.

Se corrobora que para ambos casos se obtiene un total de 900 paneles, tal y como se había calculado previamente.

Pese a la utilización del software SUNNY DESIGN se ve la necesidad de realizar manualmente ciertos cálculos con el fin de corroborar los resultados y así asegurar el correcto funcionamiento de la instalación.

CÁLCULO DE V_{min} :

Extrayendo los datos de tensión en circuito abierto del panel se procede al cálculo de la tensión mínima para que funcione de manera adecuada el inversor. De este modo, extraemos de la hoja de datos del panel fotovoltaico que esta tensión en circuito abierto es de 38.6 V, asimismo el coeficiente de temperatura VOC es de -0.31%/°C.

La siguiente ecuación determina el coeficiente por el que se multiplicará posteriormente el voltaje VOC especificado en el datasheet de la panel:

$$Coeficiente = -0.31 \frac{\%}{^{\circ}C} * (T - 25^{\circ}C)$$

Tras haber consultado distintas fuentes meteorológicas se estima que la temperatura máxima en el lugar de la instalación oscilará entre 34 °C y 36 °C por tanto, se estimará una temperatura máxima de 36 °C. De este modo:

$$Coeficiente = -0.31 \frac{\%}{^{\circ}C} * (36^{\circ}C - 25^{\circ}C) = -0.0341$$

Se procede a multiplicar este factor por el valor de tensión en circuito abierto del panel correspondiente:

$$V_{panel} = Coeficiente * VOC$$

$$V_{panel} = -0.0341 * 38.6 V = -1.32 V$$

Ahora se procede a determinar el voltaje en cada uno de los string de entrada del inversor, para ello se multiplica el V_{panel} por el número de paneles en cada string:

$$VT_{\text{máxStringReduccion}} = -1.32 * 24 = -31.68 \text{ V}$$

Este valor será la diferencia entre el valor a temperatura ambiente y el valor que resultará a la temperatura máxima, procedemos a calcular este último por tanto como:

$$V_{\text{min}} = VT_{\text{máxString}} = -31.68 + 24 * 38.6 = \mathbf{894.72 \text{ V}}$$

Tal y como se refleja en la hoja de datos del inversor seleccionado, el mínimo voltaje a la entrada establecido para la correcta transformación de onda es de 690 V. Por tanto, el resultado obtenido es aceptable ya que es considerablemente mayor que el mínimo admitido y posteriormente se comprobará que además es menor que el máximo que admite el inversor.

CÁLCULO de $V_{\text{máx}}$:

De igual modo se procede a corroborar el voltaje máximo a la entrada de cada uno de los inversores que se han implementado. Para este cálculo los datos referidos tanto al coeficiente de temperatura como la tensión en circuito abierto del panel (VOC) serán iguales al apartado anterior. Por tanto, el coeficiente será de $-0.31 \text{ \%/}^{\circ}\text{C}$ y el VOC del mismo modo es 38.6 V.

La siguiente ecuación determina el coeficiente por el que se multiplicará posteriormente el voltaje VOC especificado en el datasheet del panel:

$$\text{Coeficiente} = -0.31 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} * (T - 25^{\circ}\text{C})$$

Tras haber consultado distintas fuentes meteorológicas se estima que la temperatura mínima en el lugar de la instalación oscilará entre 12°C y 14°C por tanto, se estimará una temperatura mínima de 12°C . De este modo:

$$\text{Coeficiente} = -0.31 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} * (12^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 0.0403$$

Se procede a multiplicar este factor por el valor de tensión en circuito abierto del panel correspondiente:

$$V_{\text{panel}} = \text{Coeficiente} * \text{VOC}$$

$$V_{\text{panel}} = 0.0403 * 38.6 \text{ V} = 1.56 \text{ V (por panel)}$$

A continuación, se multiplica este valor de tensión por el número de módulos fotovoltaicos de cada uno de los string:

$$V_{\text{TminStringAumento}} = 1.56 * 24 = 37.44 \text{ V}$$

Una vez se tiene el aumento que se produce al considerar una temperatura inferior a la nominal se procede a recalcular el voltaje que se tendrá a la entrada del inversor:

$$V_{\text{máx}} = V_{\text{TminString}} + 24 * 38.6 = \mathbf{963.84 \text{ V}}$$

El valor resultante es inferior a 1000 V que es el máximo que establece el fabricante para este modelo de inversor.

5. LONGITUD CABLES

Se procede a realizar los cálculos referentes a la instalación eléctrica. En primer lugar, se realizan los cálculos de distancia de los cables desde los módulos hasta el inversor, así como desde el propio inversor hasta el punto de conexión.

La distribución de las entradas de los inversores, así como los propios inversores es la que se ha determinado previamente, y es de la siguiente manera:

- 4 de ellos siguen esta estructura:

Entrada A: Generador FV 1
48 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada B: Generador FV 1
48 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada C: Generador FV 1
24 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada D: Generador FV 1
48 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada E: Generador FV 1
10 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo

Imagen 5

- El inversor restante:

Entrada A: Generador FV 1
48 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada B: Generador FV 1
48 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada C: Generador FV 1
24 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada D: Generador FV 1
48 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo
Entrada E: Generador FV 1
20 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKMS-265P-60 (01/2014), Acimut: 0 °, Inclinación: 23 °, Tipo de montaje: Techo

Imagen 6

A continuación, se procede a realizar el cálculo de las distancias de los cables. En primer lugar, se determina la cantidad de módulos que corresponden a cada inversor. Atendiendo a las imágenes 5 y 6, se conoce que 4 de los inversores tendrán asociados una totalidad de 179 módulos cada uno mientras que el inversor cuya configuración es diferente cuenta con 184 módulos. Es importante tener en cuenta que la instalación se ha llevado a cabo en la modalidad conocida como panel doble que consiste en la unión de dos paneles colocados uno encima del otro. Por lo que en los planos se distinguirán un total de 450 paneles ya que cada uno de ellos cuenta con dos paneles en uno.

En la siguiente imagen (imagen 7) se aprecia la distribución de los módulos fotovoltaicos que corresponden a cada uno de los 5 inversores:

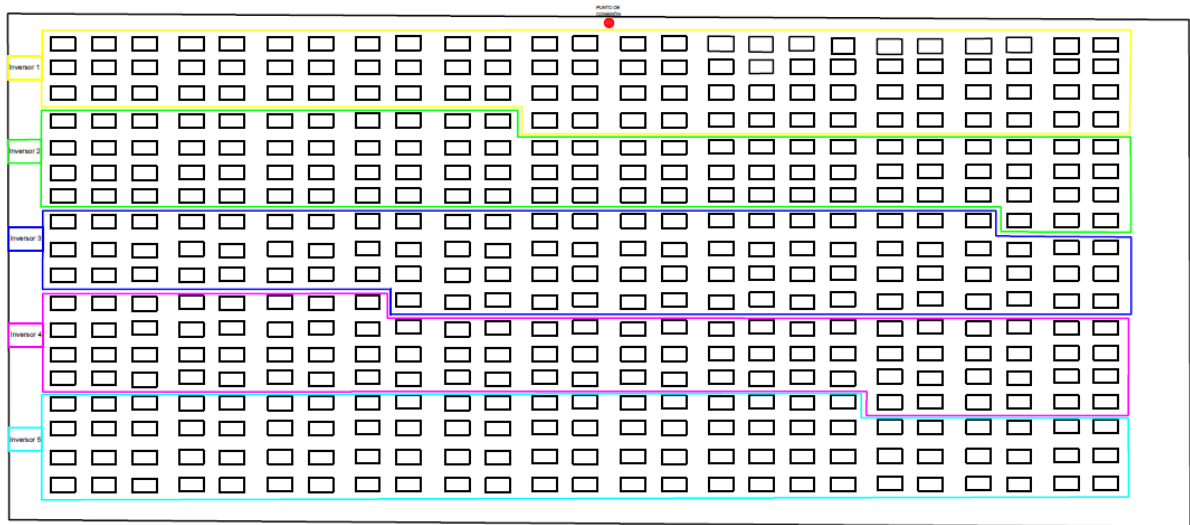


Imagen 7

En la imagen 7 se puede apreciar de manera esquemática la distribución de los módulos FV en cada uno de los 5 inversores instalados. El color amarillo corresponde al inversor 1, de igual manera el color verde hace referencia al inversor 2 y sus respectivos módulos FV. El color azul y el violeta hacen referencia a los inversores 3 y 4 respectivamente. Por último, el inversor 5 junto con los módulos FV que lo componen está representado en color cian.

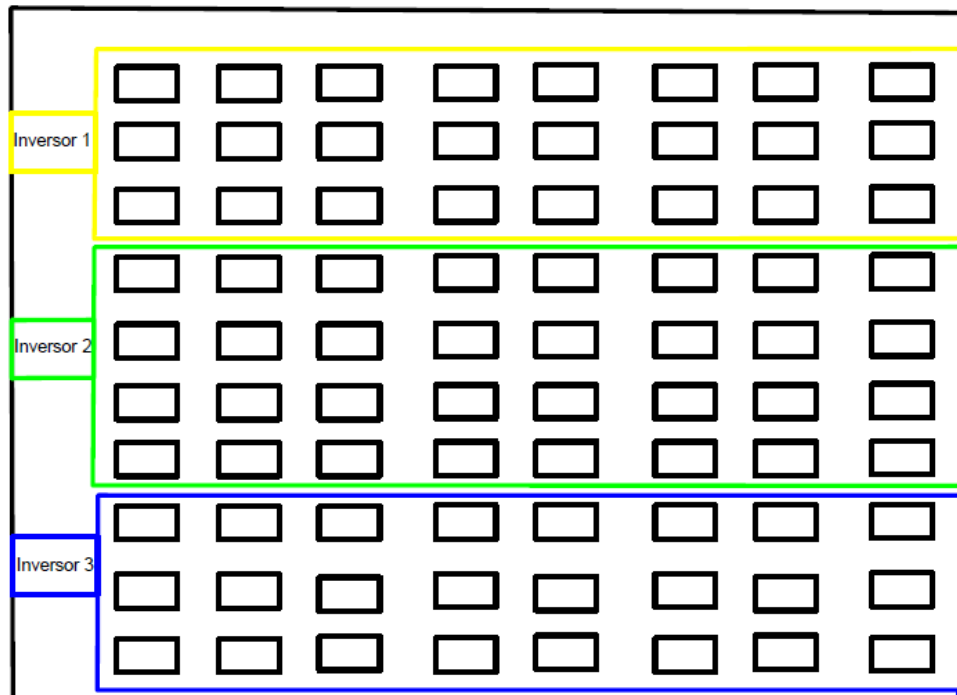


Imagen 8-Inversores 1, 2 y 3

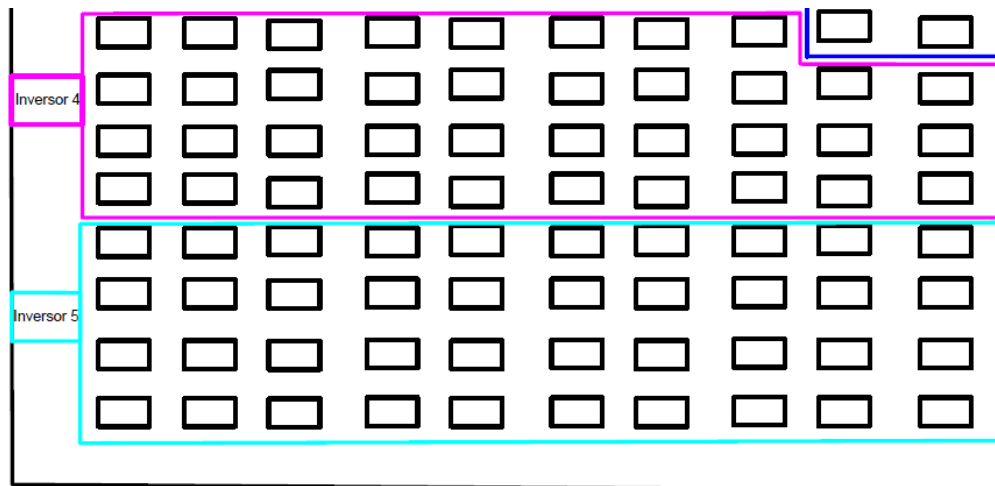


Imagen 9- Inversores 4 y 5

A continuación, se detallan las distancias de cada uno de los inversores y sus diferentes entradas con sus correspondientes módulos fotovoltaicos que llegan a esas entradas:

INVERSOR	ENTRADAS	Nº de Módulos	Distancia (m)
INVERSOR 1			
	Entrada A	48	60
	Entrada B	48	90
	Entrada C	24	100
	Entrada D	48	160
	Entrada E	10	90
INVERSOR 2			
	Entrada A	48	60
	Entrada B	48	90
	Entrada C	24	100
	Entrada D	48	160
	Entrada E	10	90
INVERSOR 3			
	Entrada A	48	60
	Entrada B	48	90
	Entrada C	24	100
	Entrada D	48	160
	Entrada E	10	90
INVERSOR 4			
	Entrada A	48	60
	Entrada B	48	90
	Entrada C	24	100
	Entrada D	48	160
	Entrada E	10	90
INVERSOR 5			
	Entrada A	48	60
	Entrada B	48	90
	Entrada C	24	100
	Entrada D	48	160
	Entrada E	20	110

Tabla 21

La distribución para cada una de las entradas de los inversores se ha realizado de manera que los módulos más cercanos a éste sean los de la entrada A y así sucesivamente. Para realizar este cálculo se ha procedido a medir la distancia que forma un camino en serie con el número de paneles que especifique la entrada llegando este camino finalmente a la entrada correspondiente del inversor.

A cada uno de los valores de distancia medidos se le ha añadido un 15% de la medida realizada, ya que no es correcto que los cables vayan demasiado tensos en la instalación ni que se produzcan cambios de dirección del cableado en ángulos rectos o inferior.

Una vez se tienen las medidas de los cables de entrada al inversor es momento de abordar los cálculos de los cables de salida de éste los cuales portan corriente alterna ya que ha sido modificada por el inversor. El punto de conexión a la red se encuentra próximo al inversor 1 tal y como se refleja en la imagen 10:

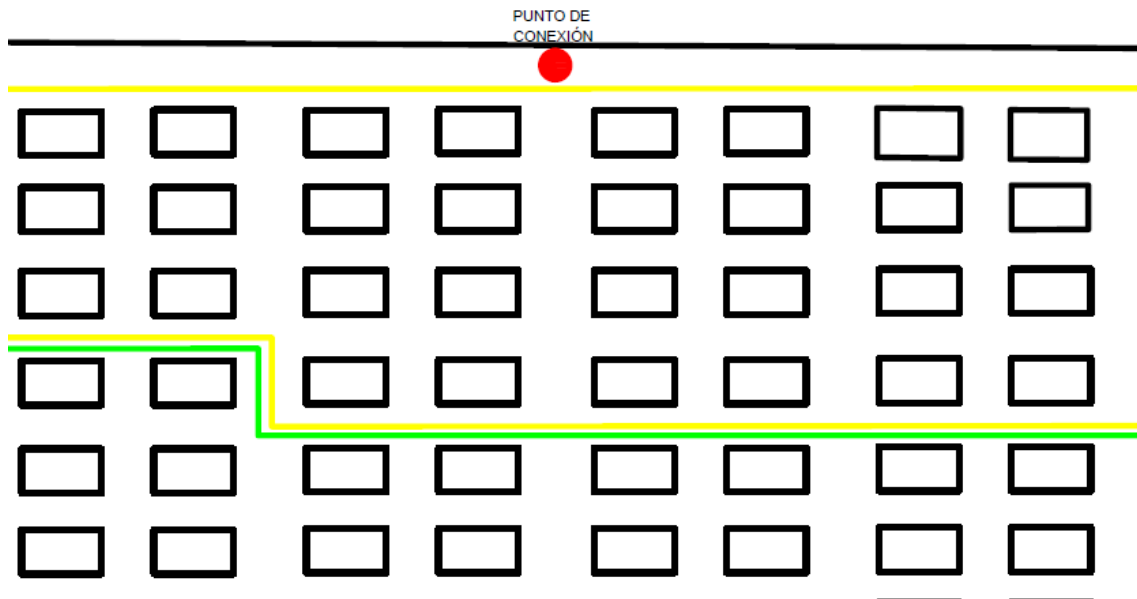


Imagen 10- Punto de Conexión

Por tanto, se procede a calcular la longitud de los cables Inversor-Punto de Conexión. Este cálculo se llevará a cabo sobre el plano que se realizó anteriormente ya que es un plano a escala. Se debe tener en cuenta que el punto de conexión estará en el suelo por lo que se debe calcular la distancia desde el techo donde están colocados los inversores hasta la zona donde está el punto de conexión incluyendo la distancia de bajada hasta el nivel del suelo.

INVERSOR	DISTANCIA INV-PTO. CONEXIÓN (m)
INVERSOR 1	50
INVERSOR 2	65
INVERSOR 3	82
INVERSOR 4	96
INVERSOR 5	110

Tabla 22

Una vez se han calculado todas las longitudes de los cables tanto de corriente continua (DC) como de corriente alterna (AC), cabe destacar que según el REBT en el ITC-BT-40 las caídas máximas de tensión permitidas son 0,5% para corriente continua (DC) y un 1% para corriente alterna (AC).

6. INTENSIDADES

El siguiente paso es el cálculo de las intensidades tanto de entrada los inversores (DC) como de salida de los mismo (AC). Durante la realización de estos cálculos se compararán los resultados obtenidos manualmente con los resultados del software SunnyDesign con el fin de corroborar la veracidad de los resultados obtenidos.

En primer lugar, se expresa la ecuación que da lugar a la intensidad máxima que admitirán cada uno de los cables de la instalación, esta ecuación proviene de la propia definición de potencia:

$$P = I_{\text{máx}} * V * \cos(\rho)$$

En este caso, el ángulo de desfase es igual a 0º ya que se trata de corriente continua y no existe desfase entre la tensión y la corriente. De ese modo, el $\cos(\rho) = 1$, lo que hace simplificar la ecuación:

$$P = I_{\text{máx}} * V$$

Despejando de la anterior ecuación queda la expresión de la intensidad máxima admisible:

$$I_{\text{máx}} = \frac{P}{V}$$

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

Por tanto, en primer lugar, se debe hallar el valor de potencia para cada una de las entradas de todos los inversores para así conocer el valor de intensidad máxima en cada uno de los terminales de los inversores. Se procede a estudiar cada una de las entradas de los inversores, como se ha mencionado previamente de los 5 inversores existentes en la instalación, 4 de ellos poseen la misma estructura por lo que únicamente será necesario el estudio de cualquiera de los 4 primeros inversores y del inversor 5 cuya estructura es diferente a los demás.

	Entrada A:	Entrada B:	Entrada C:
Número de strings:	2	2	1
Módulos fotovoltaicos:	24	24	24
Potencia pico (de entrada):	12,72 kWp	12,72 kWp	6,36 kWp
Tensión FV normal:	✓ 662 V	✓ 662 V	✓ 662 V
Tensión mín.:	607 V	607 V	607 V
Tensión de CC mín. (Tensión de red 230 V):	150 V	150 V	150 V
Máx. tensión:	✓ 916 V	✓ 916 V	✓ 916 V
Tensión de CC: máx.	1000 V	1000 V	1000 V
Corriente máx. del generador:	✓ 17,8 A	✓ 17,8 A	✓ 8,9 A
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación	20 A	20 A	20 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de	30 A	30 A	30 A
Corriente máx. de cortocircuito (planta fotovoltaica):	✓ 19,0 A	✓ 19,0 A	✓ 9,5 A

Imagen 11- Entradas A, B y C del Inversor 1, 2, 3 y 4

	Entrada D:	Entrada E:
Número de strings:	2	1
Módulos fotovoltaicos:	24	10
Potencia pico (de entrada):	12,72 kWp	2,65 kWp
Tensión FV normal:	✓ 662 V	✓ 276 V
Tensión mín.:	607 V	253 V
Tensión de CC mín. (Tensión de red 230 V):	150 V	150 V
Máx. tensión:	✓ 916 V	✓ 382 V
Tensión de CC: máx.	1000 V	1000 V
Corriente máx. del generador:	✓ 17,8 A	✓ 8,9 A
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación	20 A	20 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de	30 A	30 A
Corriente máx. de cortocircuito (planta fotovoltaica):	✓ 19,0 A	✓ 9,5 A

Imagen 12- Entradas D y E del Inversor 1, 2, 3 y 4

Para conocer la potencia total de cada una de las entradas del inversor se lleva a cabo la siguiente operación:

$$PotenciaEntrada = N^{\circ} \text{ M\u00f3dulos} * PotenciaM\u00f3dulo$$

Tantos las entradas A, B como D poseen la misma estructura y por ello se analizar\u00e1n del mismo modo. Estas 3 entradas cuentan con 2 strings cada una dotados de 24 m\u00f3dulos FV. Es decir, cada entrada tiene una potencia m\u00e1xima que se rige por la siguiente ecuaci\u00f3n:

Mediante la hoja de datos de los m\u00f3dulos FV se extrae el valor de la potencia nominal de cada m\u00f3dulo, en este caso la potencia de cada m\u00f3dulo es de 265 Wp.

$$PotenciaEntrada(A, B, D) = 2 * 24 * 265 = 12,72 \text{ kW}$$

De igual modo, atendiendo a las im\u00e1genes 11 y 12, se conoce que la entrada C tiene \u00fanicamente un string con 24 m\u00f3dulos FV mientras que la entrada E cuenta tambi\u00e9n con un string de 10 m\u00f3dulos.

$$PotenciaEntrada(C) = 1 * 24 * 265 = 6,36 \text{ kW}$$

$$PotenciaEntrada(E) = 1 * 10 * 265 = 2,65 \text{ kW}$$

Una vez conocidos los valores de potencia se debe proceder al c\u00e1lculo de los valores de tensi\u00f3n que determinar\u00e1n el \u00faltimo par\u00e1metro de la ecuaci\u00f3n para el c\u00e1lculo de la intensidad m\u00e1xima. Para determinar este valor basta con conocer el n\u00famero de m\u00f3dulos en cada una de las entradas del inversor, as\u00ed como el valor de tensi\u00f3n a esa potencia m\u00e1xima previamente calculada. En este caso, para el m\u00f3dulo seleccionado, seg\u00fan su hoja de datos se establece un valor de tensi\u00f3n para cada m\u00f3dulo de 31,4 V.

ESPECIFICACIONES										
Tipo de módulo	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (P _{máx})	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Tensión en el punto P _{máx} -VMPP (V)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP (A)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Eficiencia del módulo (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Temperatura de funcionamiento (°C)							-40°C~+85°C			

Imagen 13

Analizando una vez más cada entrada del inversor de manera individual, se procede a determinar la tensión de cada una de las entradas del inversor sabiendo que el voltaje será igual independientemente de los string de la entrada ya que están conectados en paralelo:

$$VoltajeEntrada(A, B, C, D) = 24 * 34,1 = 818 V$$

$$VoltajeEntrada(E) = 10 * 34,1 = 341 V$$

Con todos los datos de la ecuación conocidos se puede hallar el valor de intensidad máxima admisible para cada entrada:

$$Imáx(A, B, D) = \frac{Potencia(A, B, D)}{V} = \frac{12720}{818} \left(\frac{W}{V} \right) = 15,55 A$$

$$Imáx(C) = \frac{Potencia(C)}{V} = \frac{6360}{818} \left(\frac{W}{V} \right) = 7,77 A$$

$$Imáx(E) = \frac{Potencia(E)}{V} = \frac{2650}{314} \left(\frac{W}{V} \right) = 8,44 A$$

En las imágenes 11 y 12 se puede apreciar la similitud de los resultados obtenidos entre el cálculo manual y el que realiza el SunnyDesign. Se producen ciertas variaciones entre estos valores, pero en ningún caso afectan a la instalación ya que tanto los valores obtenidos en el SunnyDesign como los obtenidos manualmente son inferiores al máximo permitido por el inversor tal y como refleja el fabricante en la hoja de datos, en este caso, se aprecia en la imagen 14 que el máximo establecido por seguidor del MPP es de 20 A.

Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	75000 Wp STC
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión del seguidor del MPP	500 a 800 V
Tensión nominal de entrada	670 V
Tensión de entrada mínima / de inicio	188 V
Corriente máx. de entrada / por seguidor del MPP	120 A / 20 A
Corriente de cortocircuito por seguidor / string	30 A / 30 A
Nº de entrada MPP independientes / Strings	6 / 2

Imagen 14

Del mismo modo, se realiza el cálculo para el inversor número 5 cuya configuración es diferente en la entrada E. Por tanto, los valores de intensidad máxima para las entradas A, B, C y D serán exactamente iguales que en el caso anterior. Se procede a realizar el cálculo de la entrada E del inversor 5:

$$PotenciaEntrada(E) = 1 * 20 * 265 = 5300 W$$

Se calcula también la tensión que tendrá lugar cuando se genere la potencia máxima:

$$\text{VoltajeEntrada}(E) = 20 * 34,1 = 682 V$$

A la vista de estos datos, se puede calcular la intensidad máxima que circulará por la entrada E del inversor 5:

$$I_{\text{máx}}(E) = \frac{5300}{682} = 7,77 A$$

Los resultados para este inversor número 5 quedarían, por tanto:

$$I_{\text{máx}}(A, B, D) = 15,55 A$$

$$I_{\text{máx}}(C, E) = 7,77 A$$

Se puede también comprobar mediante las siguientes imágenes (imágenes 34 y 35) que los valores una vez más son similares a los obtenidos mediante el cálculo con la herramienta SunnyDesign. Además, del mismo modo que en el caso de los 4 primeros inversores, no se supera el límite establecido para la entrada del inversor tal y como se aprecia en la imagen 33.

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

	Entrada A:	Entrada B:	Entrada C:
Número de strings:	2	2	1
Módulos fotovoltaicos:	24	24	24
Potencia pico (de entrada):	12,72 kWp	12,72 kWp	6,36 kWp
Tensión FV normal:	✓ 662 V	✓ 662 V	✓ 662 V
Tensión mín.:	607 V	607 V	607 V
Tensión de CC mín. (Tensión de red 230 V):	150 V	150 V	150 V
Máx. tensión:	✓ 916 V	✓ 916 V	✓ 916 V
Tensión de CC: máx.	1000 V	1000 V	1000 V
Corriente máx. del generador:	✓ 17,8 A	✓ 17,8 A	✓ 8,9 A
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación	20 A	20 A	20 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de	30 A	30 A	30 A
Corriente máx. de cortocircuito (planta fotovoltaica):	✓ 19,0 A	✓ 19,0 A	✓ 9,5 A

Imagen 15- Entradas A, B y C del Inversor 5

	Entrada D:	Entrada E:	Entrada F:
Número de strings:	2	1	---
Módulos fotovoltaicos:	24	20	---
Potencia pico (de entrada):	12,72 kWp	5,30 kWp	---
Tensión FV normal:	✓ 662 V	✓ 552 V	---
Tensión mín.:	607 V	506 V	---
Tensión de CC mín. (Tensión de red 230 V):	150 V	150 V	150 V
Máx. tensión:	✓ 916 V	✓ 763 V	---
Tensión de CC: máx.	1000 V	1000 V	1000 V
Corriente máx. del generador:	✓ 17,8 A	✓ 8,9 A	---
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación	20 A	20 A	20 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de	30 A	30 A	30 A
Corriente máx. de cortocircuito (planta fotovoltaica):	✓ 19,0 A	✓ 9,5 A	---

Imagen 16- Entradas D y E del Inversor 5

7. SECCIONES

En este apartado, existen numerosos parámetros a tener en cuenta con el fin de calcular las secciones de cada cable en la instalación. Se hará uso de la siguiente fórmula para determinar las secciones de los cables:

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * \Delta v}$$

Donde:

- $S \rightarrow$ Sección del cable (mm^2)
- $L \rightarrow$ Longitud del cable (m)
- $I \rightarrow$ Intensidad máxima del cable (A)
- $\gamma \rightarrow$ Conductividad ($\text{m/W} \cdot \text{mm}^2$)
- $\Delta v \rightarrow$ Caída de tensión (V)

La conductividad es valor que viene dado por el fabricante de cables y el cual se procede a estimar en $58 \text{ m/W} \cdot \text{mm}^2$. En cuanto a la caída de tensión, como se mencionó previamente se determina un 0,5% para DC y un 1% para AC.

CONTINUA (DC):

En primer lugar, se analizarán los cables que van de los módulos FV a los inversores, es decir, los cables que transportan corriente continua. Dado que los parámetros a considerar varían según las entradas del inversor se realizará el cálculo para cada una de las entradas. Del mismo modo que en los casos anteriores se realiza el cálculo para el inversor 1 extrapolando los resultados a los inversores 2, 3 y 4 ya que poseen la misma configuración y valor de parámetros, mientras que el inversor 5 se estudiará aparte.

INVERSORES 1, 2, 3 Y 4:

Línea de entrada A inversores 1, 2, 3 y 4:

$$S = \frac{2 * 60 * 15,55}{58 * (0,005 * 818)} = 7,86 \text{ mm}^2$$

Línea de entrada B inversores 1, 2, 3 y 4:

$$S = \frac{2 * 90 * 15,55}{58 * (0,005 * 818)} = 11,8 \text{ mm}^2$$

Línea de entrada C inversores 1, 2, 3 y 4:

$$S = \frac{2 * 100 * 7,77}{58 * (0,005 * 818)} = 6,55 \text{ mm}^2$$

Línea de entrada D inversores 1, 2, 3 y 4:

$$S = \frac{2 * 160 * 15,55}{58 * (0,005 * 818)} = 13,11 \text{ mm}^2$$

Línea de entrada E inversores 1, 2, 3 y 4:

$$S = \frac{2 * 90 * 8,44}{58 * (0,005 * 341)} = 15,36 \text{ mm}^2$$

INVERSOR 5:

Línea de entrada A inversor 5:

$$S = \frac{2 * 60 * 15,55}{58 * (0,005 * 818)} = 7,86 \text{ mm}^2$$

Línea de entrada B inversor 5:

$$S = \frac{2 * 90 * 15,55}{58 * (0,005 * 818)} = 11,8 \text{ mm}^2$$

Línea de entrada C inversor 5:

$$S = \frac{2 * 100 * 7,77}{58 * (0,005 * 818)} = 6,55 \text{ mm}^2$$

Línea de entrada D inversor 5:

$$S = \frac{2 * 160 * 15,55}{58 * (0,005 * 818)} = 13,11 \text{ mm}^2$$

Línea de entrada E inversor 5:

$$S = \frac{2 * 110 * 7,77}{58 * (0,005 * 682)} = 8,64 \text{ mm}^2$$

ALTERNA (AC):

Por otra parte, se procede al cálculo de las secciones de las líneas que transportan corriente alterna, es decir, las líneas que van desde el inversor hasta el punto de conexión a la red. Para el cálculo de estas líneas se utilizará la misma fórmula que para el caso de corriente continua. Pese a ello, hay varios factores a tener cuenta ya que el voltaje de salida del inversor se establece en 400 V ya que al tener una potencia superior a 15 kW su salida debe ser implementada en líneas trifásicas. Del mismo modo, mediante la hoja de datos del inversor se conoce que la intensidad máxima de salida es de 72,5 A.

Salida (CA)	
Potencia nominal (230V, 50 Hz)	50000 W
Potencia máxima aparente de CA	50000 VA
Tensión nominal de CA	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	202 V a 305 V
Frecuencia de red CA / Rango	50 Hz / 44 a 44 Hz. 60 Hz / 54 a 65 Hz.
Frecuencia / Tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente de salida / medición máxima	72,5 A / 72,5 A
Fases de inyección / Conexión de CA	3 / 3-(N)-PE
Factor de potencia a potencia asignada	1
Factor de desfase ajustable	De 0 inductivo a 9 capacitativo
THD	< 3%

Imagen 17

Inversor 1 – Punto de Conexión:

$$S = \frac{2 * 16 * 72,5}{58 * (0,01 * 400)} = 10 \text{ mm}^2$$

Inversor 2 – Punto de Conexión:

$$S = \frac{2 * 23 * 72,5}{58 * (0,01 * 400)} = 14,38 \text{ mm}^2$$

Inversor 3 – Punto de Conexión:

$$S = \frac{2 * 30 * 72,5}{58 * (0,01 * 400)} = 18,75 \text{ mm}^2$$

Inversor 4 – Punto de Conexión:

$$S = \frac{2 * 37 * 72,5}{58 * (0,01 * 400)} = 23,13 \text{ mm}^2$$

Inversor 5 – Punto de Conexión:

$$S = \frac{2 * 45 * 72,5}{58 * (0,01 * 400)} = 28,13 \text{ mm}^2$$

Antes de determinar la sección mínima de cada cable, se debe realizar un balance en el que se compare si la sección resultante del cálculo anterior es capaz de soportar la intensidad máxima que circulará por ese cable. En caso de no ser así se debe seleccionar una sección superior cuyas propiedades permitan el paso de la intensidad máxima que se determinó para ese tramo.

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC				3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a 0,3D ⁵⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC				3x XLPE o EPR	
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC		3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre	1,5		11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5		15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4		20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6		25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10		34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16		45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25		59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	35			77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
	50			94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	70					149	160	171	188	202	224	244	321
	95					180	194	207	230	245	271	296	391
	120					208	225	240	267	284	314	348	456
	150					236	260	278	310	338	363	404	525
185					268	297	317	354	386	415	464	601	
240					315	350	374	419	455	490	552	711	
300					380	404	423	484	524	565	640	821	

Imagen 18

Como los cables que se van a instalar son de tipo B. Atendiendo a la imagen 37 se fija para cables trifásicos la columna 4 y para cables monofásicos la columna 5. En estas columnas se representan las intensidades en Amperios que son capaces de soportar los cables según la sección que corresponde en la primera columna.

Se comienza por la verificación de las secciones que corresponden a corriente continua. La entrada A de los inversores 1 hasta el 4 obtiene un valor de sección de 7,86 mm² calculado mediante la fórmula para la sección. Además, se ha obtenido un valor máximo de intensidad para este cable de 15,55 A. De esta forma, la sección inmediatamente mayor a la mínima obtenida en el cálculo es 10 mm², cuya intensidad máxima permitida asciende a 50 A, lo cual es

mucho mayor que la máxima intensidad que alcanzará ese cable. Por tanto, cumple las condiciones y se confirma la adecuación de la sección elegida.

Del mismo modo, la entrada B de los 4 primeros inversores tiene una sección mínima calculada de $11,8 \text{ mm}^2$ y una intensidad máxima de $15,55 \text{ A}$ al igual que en caso anterior ya que se instala el mismo número de módulos FV en estas entradas. La sección comercial inmediatamente mayor a la resultante del cálculo es 16 mm^2 la cual cumple también con bastante solvencia el límite de intensidad permitida pues este cable es capaz de aguantar hasta 66 A .

A continuación, se estudia el caso de la entrada C de los 4 primeros inversores. Para esta línea se calculó una sección mínima de $6,55 \text{ mm}^2$ y una intensidad máxima de $7,77 \text{ A}$. Una vez más se busca en la tabla el siguiente valor de sección de cable y este resulta 10 mm^2 el cual cumple con el valor de intensidad permitido ya que este (50 A) es muy superior a la intensidad máxima que soportará el cable.

Para el caso de la entrada D de los inversores 1, 2, 3 y 4 se calculó una sección de $13,11 \text{ mm}^2$ y una intensidad máxima de $15,55 \text{ A}$ al igual que en los casos de la entrada A y B. La sección superior a la calculada es 16 mm^2 cuya intensidad máxima admisible de 66 A es mucho mayor a la intensidad máxima que tendrá esa línea por lo que se verifica que la sección elegida es adecuada.

Terminando con las entradas de los 4 primeros inversores, se procede a determinar la sección de la entrada E. Esta entrada tiene una sección mínima de $15,36 \text{ mm}^2$ y una intensidad máxima de $7,77 \text{ A}$, por lo que se escoge la sección de 16 mm^2 cuya intensidad máxima de 66 A es superior a la máxima que alcanzará la línea.

Se procede a realizar los mismos cálculos para las cinco entradas del inversor 5. La entrada A tiene una sección mínima de $7,86 \text{ mm}^2$ y una intensidad máxima de $15,55 \text{ A}$. La sección comercial inmediatamente mayor a esta es de 10 mm^2 cuya intensidad máxima admisible es de 50 A , la cual es superior a la mayor intensidad que circulará por el cable, por ello se determina como válida la sección escogida. Del mismo modo se procede a calcular la entrada B cuya sección es de $11,8 \text{ mm}^2$ y al igual que en el caso anterior posee una intensidad máxima de $15,55 \text{ A}$. Para esta entrada con dicha sección corresponde la sección de 16 mm^2 que soporta hasta una intensidad de 66 A .

Continuando con la entrada C de sección $6,55 \text{ mm}^2$ e intensidad máxima de circulación $7,77 \text{ A}$, se determina la sección de 10 mm^2 como la más adecuada ya que siendo mayor que la mínima calculada posee una intensidad máxima de circulación de 50 A la cual es muy superior a la que

circulará por la línea de entrada C. La entrada D al igual que la A y B tiene una intensidad máxima de 15,55 A, pero la sección mínima establecida para esta es de 13,11 mm². Por lo que se determina la sección de 16 mm² cuya intensidad máxima admisible de 66 A es superior a la máxima que circulará por ese cable.

Por último, y acabando con las líneas referentes a corriente continua (DC) se estudia el caso de la entrada E del inversor 5, cuya sección mínima calculada es de 8,64 mm² y cuya intensidad máxima es de 7,77 A. La sección mayor a esta es 10 mm² y su intensidad máxima admisible correspondiente es de 50 A, lo cual cumple las condiciones establecidas.

Una vez comprobadas las secciones de todas las líneas correspondientes a corriente continua, llegando a la conclusión de la adecuación de las secciones elegidas para cada línea, se procede a generalizar la instalación. Teniendo en cuenta que todas las secciones de los cables se han establecido o bien en 10 mm² o bien en 16 mm², se establece la generalización de implementar todas las líneas de entrada a los inversores con cables de sección 16 mm².

Para el cálculo de las secciones en las líneas de salida de los inversores, es decir, las líneas correspondientes a corriente alterna (AC), se debe tener en cuenta que son líneas trifásicas lo cual supone atender a la columna 4 en la imagen 18 que establece las intensidades para cada sección referente a instalación tipo B en trifásica. En este apartado se procede a la comprobación de las secciones de las 5 líneas de corriente alterna que conforman la instalación, estas líneas corresponden a la salida de cada uno de los inversores y tienen como fin el punto de conexión a la red.

La línea desde el inversor 1 tiene una sección mínima calculada de 10 mm², por lo que la siguiente sección mayor es de 16 mm². Además, se conoce mediante la hoja de datos del inversor que la corriente máxima que se proporcionará a la salida de este es de 72,5 A. En la tabla de la imagen 18, se observa que la intensidad máxima admisible para un cable de 16 mm² es de 59 A. Por lo que se ve la necesidad de seleccionar una sección que cumpla los requisitos de intensidad. En este caso, la sección superior es de 25 mm² y admite hasta una intensidad de 77 A, lo cual cumple con los requisitos que determina la salida del inversor.

A continuación, se procede a estudiar la línea de salida del inversor 2. En este caso, se ha calculado una sección mínima de 14,38 mm², del mismo modo que en el caso anterior le correspondería la sección superior, pero esta no cumple los requisitos de intensidad para soportar el paso de la corriente, por lo que se determina utilizar un cable con sección 25 mm².

Para la línea de salida del inversor 3 hacia el punto de conexión la sección mínima calculada es de 18,75 mm². En este caso, la sección inmediatamente superior es la de 25 mm² cuya intensidad máxima admisible de 77 A si supera la intensidad máxima que dará la salida del inversor por lo que se implementará un cable de esa sección en esta línea también.

Continuando con la línea de salida del inversor 4, previamente se calculó la sección mínima según la caída de tensión y la longitud de la propia línea, resultando esta con un valor de 23,13 mm². Al igual que en el caso anterior para línea 3, la sección siguiente a la calculada es de 25 mm² y esta sección tiene un máximo de intensidad superior al que dará la salida del inversor por lo que se procede a instalar el cable con sección de 25 mm².

La última línea a estudiar es por tanto la línea que va desde la salida del inversor 5 hasta el punto de conexión a la red. Esta línea posee una sección mínima de 28,13 mm² por lo que únicamente se prestará atención a la sección superior ya que no tendrá problemas por parte de la intensidad máxima. Por ello, se instalará un cable con una sección de 35 mm² que es la inmediatamente superior a la sección calculada previamente.

Como resumen a todos los cálculos anteriores se establece una sección de 16 mm² para todas las líneas de corriente continua, es decir, las que van desde los módulos FV hasta los inversores. Y para las líneas de alterna se rige según la siguiente tabla (tabla 25):

SECCIONES CORRIENTE ALTERNA (AC)	LÍNEA	SECCIÓN MÍNIMA (mm ²)
	INVERSOR 1 - PTO. CONEXIÓN	25
	INVERSOR 2 - PTO. CONEXIÓN	25
	INVERSOR 3 - PTO. CONEXIÓN	25
	INVERSOR 4 - PTO. CONEXIÓN	25
	INVERSOR 5 - PTO. CONEXIÓN	35

Tabla 23

8. PROTECCIONES

En este apartado se procede a calcular las protecciones necesarias en la instalación. Antes de abordar cada caso particular se conoce que deben ser instalados al menos un magnetotérmico para cada una de las 5 líneas de alterna que llegan al punto de conexión, un diferencial que proteja a las personas de las derivas de la instalación y por último una protección contra sobretensiones tanto en la instalación de corriente continua como en la instalación de corriente alterna. Además, en lo referente a corriente continua se precisa de un fusible para cada una de las líneas. Antes de cada entrada al inversor se dispondrá de un fusible por lo que serán necesarios un total de 25 fusibles.

Tras haber realizado una búsqueda en el mercado se llega a la conclusión de seleccionar las protecciones del fabricante Siemens cuyas prestaciones se adecúan a las necesidades de la instalación.

FUSIBLES (DC):

Se comienza con el estudio de las protecciones para corriente continua, y por ello, se procede a buscar fusibles que protejan a los inversores. Cada entrada del inversor tiene su propia corriente máxima por lo que es posible que para cada entrada se determine un fusible de valor diferente.

En primer lugar, para las entradas A, B y D de todos los inversores se ha calculado una corriente máxima de circulación de 15,55 A por lo que se elige un fusible que soporta hasta 16 A, cualquier intensidad por encima de ese valor hará que el fusible se rompa.

N° Almacén	Descripción del producto	Código
	Fusible DIAZED Curva gG, 500 VCA, 50 kA	
100020341	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:2A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	55B211
100020342	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:4A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	55B221
100020343	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:6A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	55B231
100020344	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:10A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	55B251
100020345	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:16A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	55B261
100020346	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:20A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	55B271
100020347	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:25A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	55B281
100020349	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:35A, Curva gG, DIII/E33 (pedido mín 5 u)	55B411
100020350	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:50A, Curva gG, DIII/E33 (pedido mín 5 u)	55B421
100020351	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:63A, Curva gG, DIII/E33 (pedido mín 5 u)	55B431

Imagen 19- Fusibles para entradas A, B y D todos los inversores

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

En cuanto a las entradas C de todos los inversores y la entrada E del inversor 5 se ha calculado una intensidad máxima de 7,77 A, por lo que para estos casos se estima correcto la implementación de un fusible cuya In sea de 10 A.

N° Almacén	Descripción del producto	Código
	Fusible DIAZED Curva gG, 500 VCA, 50 kA	
100020341	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:2A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	5SB211
100020342	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:4A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	5SB221
100020343	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:6A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	5SB231
100020344	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:10A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	5SB251
100020345	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:16A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	5SB261
100020346	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:20A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	5SB271
100020347	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:25A, Curva gG, DIII/E27 (pedido mín 5 u)	5SB281
100020349	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:35A, Curva gG, DIII/E33 (pedido mín 5 u)	5SB411
100020350	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:50A, Curva gG, DIII/E33 (pedido mín 5 u)	5SB421
100020351	Fusible DIAZED, 500VCA, 50kA, In:63A, Curva gG, DIII/E33 (pedido mín 5 u)	5SB431

Imagen 20- Fusibles para entradas C de todos los inversores y entrada E inversor 5

Se estudia el caso que falta, el cual es lo que refiere a las entradas E de los inversores 1, 2, 3 y 4 cuya intensidad calculada es de 8,44 A. Se debe elegir un fusible cuya intensidad máxima permitida sea mayor que este valor ya que es posible que las líneas consuman esta intensidad, pero no debe ser muy superior ya que el fusible debe proteger contra cualquier irregularidad en la línea.

A continuación, se procede a presentar de una manera más clara y visual los fusibles seleccionados para cada una de las 25 líneas de corriente continua que se van a implementar.

INVERSORES		INTENSIDAD (A)	FUSIBLE (A)
INVERSOR 1			
	ENTRADA A	15,55	16
	ENTRADA B	15,55	16
	ENTRADA C	7,77	10
	ENTRADA D	15,55	16
	ENTRADA E	8,44	10
INVERSOR 2			
	ENTRADA A	15,55	16
	ENTRADA B	15,55	16
	ENTRADA C	7,77	10
	ENTRADA D	15,55	16
	ENTRADA E	8,44	10
INVERSOR 3			
	ENTRADA A	15,55	16
	ENTRADA B	15,55	16
	ENTRADA C	7,77	10
	ENTRADA D	15,55	16
	ENTRADA E	8,44	10
INVERSOR 4			
	ENTRADA A	15,55	16
	ENTRADA B	15,55	16
	ENTRADA C	7,77	10
	ENTRADA D	15,55	16
	ENTRADA E	8,44	10
INVERSOR 5			
	ENTRADA A	15,55	16
	ENTRADA B	15,55	16
	ENTRADA C	7,77	10
	ENTRADA D	15,55	16
	ENTRADA E	7,77	10

Tabla 24

DIFERENCIAL, MAGNETOTÉRMICO Y SOBRETENSIONES (AC):

En cuanto a este apartado, el cálculo de las protecciones eléctricas para corriente alterna se divide en tres tipos de protecciones.

En primer lugar, se llevará a cabo los cálculos para la determinación de los interruptores magnetotérmicos los cuales están destinados a la protección de los elementos eléctricos y electrónicos. Para este apartado también se ha seleccionado al fabricante Siemens, en este caso

tenemos 5 líneas de alterna que son las que van desde los inversores hasta el punto de conexión que será donde estarán ubicadas estas protecciones.

Para todas las líneas de corriente alterna se determinó previamente fijar como máxima corriente posible a la salida la corriente máxima que define el datasheet. Esta corriente es de 72,5 A por lo que se debe encontrar un magnetotérmico que cumpla con estas condiciones. En el catálogo de productos de Siemens se haya un magnetotérmico cuya intensidad nominal es de 80 A el cual cumple con las indicaciones requeridas. Se debe tener en cuenta que la salida de los inversores será en corriente trifásica por lo que se eligen interruptores con 4 o más polos, como el datasheet del inversor en cuestión refleja la posibilidad de conectar 3 o 4 líneas según se determine la fase neutra como una de las líneas trifásicas o tomándola por separado se ha seleccionado un magnetotérmico de 4 polos.



100027883	Interruptor Termomagnético (PIA), In:10A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SY4410-7
100027884	Interruptor Termomagnético (PIA), In:16A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SY4416-7
100027885	Interruptor Termomagnético (PIA), In:20A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SY4420-7
100027886	Interruptor Termomagnético (PIA), In:25A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SY4425-7
100027887	Interruptor Termomagnético (PIA), In:32A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SY4432-7
100027888	Interruptor Termomagnético (PIA), In:40A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SY4440-7
100027890	Interruptor Termomagnético (PIA), In:50A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SY4450-7
100028046	Interruptor Termomagnético (PIA), In:63A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SY4463-7
100027415	Interruptor Termomagnético (PIA), In:80A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SP4480-7
100027417	Interruptor Termomagnético (PIA), In:100A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SP4491-7
100027419	Interruptor Termomagnético (PIA), In:125A, Icn:10kA, Curva C, 4-polos		5SP4492-7

Imagen 21

Este será el interruptor magnetotérmico que protegerá cada una de las 5 salidas de los inversores por lo que se necesitará un total de 5 interruptores magnetotérmicos. A continuación, se procede a determinar si el poder de corte (I_{pc}) de estas protecciones es óptimo para la instalación. Para ello el poder de corte debe superior a la intensidad de cortocircuito (I_{cc}):

$$I_{pc} > I_{cc}$$

Donde la intensidad de cortocircuito se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{U}{R}$$

Esta expresión se deduce de que se puede considerar la tensión en el principio de la instalación como 0,8 veces la tensión de suministro. De este modo, el único parámetro desconocido es la resistencia de la propia línea la cual puede ser obtenida mediante el uso de la siguiente fórmula:

$$R = \rho * \frac{L}{S}$$

Donde ρ es la resistividad del cobre del cobre la cual se estima en $0,0171 \frac{\Omega * mm^2}{m}$, además L y S se refieren a la longitud del cable en metros y su sección en mm^2 respectivamente.

De esa forma, se proceden a calcular todas las líneas de alterna con el fin de corroborar la adecuación del magnetotérmico seleccionado.

Línea Inversor 1 – Punto de Conexión:

$$R = 0,0171 * \frac{50}{25} = 0,0342 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400}{0,0342} = 9,36 \text{ kA}$$

Línea Inversor 2 – Punto de Conexión:

$$R = 0,0171 * \frac{65}{25} = 0,044 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400}{0,044} = 7,2 \text{ kA}$$

Línea Inversor 3 – Punto de Conexión:

$$R = 0,0171 * \frac{82}{25} = 0,056 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400}{0,056} = 5,7 \text{ kA}$$

Línea Inversor 4 – Punto de Conexión:

$$R = 0,0171 * \frac{96}{25} = 0,065 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400}{0,065} = 4,9 \text{ kA}$$

Línea Inversor 5 – Punto de Conexión:

$$R = 0,0171 * \frac{110}{25} = 0,075 \Omega$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400}{0,075} = 4,2 \text{ kA}$$

Como se puede apreciar no existe ninguna corriente de cortocircuito superior al poder de corte de los magnetotérmicos seleccionados cuyo poder de corte es de 10 kA. Por lo que se confirma que la elección de los interruptores magnetotérmicos ha sido la correcta.

Una vez seleccionados los interruptores magnetotérmicos se procede a la búsqueda del interruptor diferencial el cual está destinado a la protección de las personas. De igual modo que en el caso anterior, la corriente máxima a la salida del inversor se considera 72,5 A tal y como afirma el fabricante, se procede a la selección de un diferencial trifásico cuya intensidad máxima sea superior a la de la salida del inversor. En este caso, el fabricante ofrece interruptores diferenciales de 4 polos para instalaciones trifásicas. Además, ya que no se requiere de gran precisión en cuanto a la intensidad de corte de los interruptores porque la intensidad de éste es bastante superior a la máxima permitida en la línea se ha seleccionado un diferencial con una sensibilidad de 30 mA.

Interruptores Diferenciales, 230/400VCA, 50/60Hz (IEC 61008)
Tipo AC (corrientes residuales CA)
Resistente a Transitorios (8/20 µs) de 250 A
10 mA, disparo instantáneo. Protección de personas y de la instalación.

100020299	Interruptor Diferencial, In:16A, IΔn:10mA, Tipo AC, 2-polos	5SM1111-0
30 mA, disparo instantáneo. Protección de personas y de la instalación.		
100060027	Interruptor Diferencial, In:25A, IΔn:30mA, Tipo AC, 2-polos	5SM1312-0MB
100060028	Interruptor Diferencial, In:40A, IΔn:30mA, Tipo AC, 2-polos	5SM1314-0MB
100020304	Interruptor Diferencial, In:63A, IΔn:30mA, Tipo AC, 2-polos	5SM1316-0
100047578	Interruptor Diferencial, In:40A, IΔn:30mA, Tipo AC, 4-polos	5SM1344-0MB
100047579	Interruptor Diferencial, In:63A, IΔn:30mA, Tipo AC, 4-polos	5SM1346-0MB
100020311	Interruptor Diferencial, In:80A, IΔn:30mA, Tipo AC, 4-polos	5SM1347-0
100027376	Interruptor Diferencial, In:125A, IΔn:30mA, Tipo AC, 4-polos	5SM3345-0
300 mA, disparo instantáneo. Protección de la instalación.		
100020312	Interruptor Diferencial, In:25A, IΔn:300mA, Tipo AC, 2-polos	5SM1612-0
100020313	Interruptor Diferencial, In:40A, IΔn:300mA, Tipo AC, 2-polos	5SM1614-0
100020314	Interruptor Diferencial, In:63A, IΔn:300mA, Tipo AC, 2-polos	5SM1616-0
100020317	Interruptor Diferencial, In:40A, IΔn:300mA, Tipo AC, 4-polos	5SM1644-0
100020318	Interruptor Diferencial, In:63A, IΔn:300mA, Tipo AC, 4-polos	5SM1646-0
100020319	Interruptor Diferencial, In:80A, IΔn:300mA, Tipo AC, 4-polos	5SM1647-0
100020254	Interruptor Diferencial, In:125A, IΔn:300mA, Tipo AC, 4-polos	5SM3645-0

Imagen 22

Bastará con la implementación de un interruptor diferencial ya que su objetivo es la protección de las personas y no es necesario dotar a cada una de las líneas con su propio interruptor diferencial ya que para la protección de los elementos se ha procedido a instalar interruptores magnetotérmicos.

Para terminar con el apartado de las protecciones eléctricas, se aborda el estudio de las protecciones contra sobretensiones. En primer lugar, se recoge la información referida al tipo de descargador de sobretensiones que necesita el propio inversor en la hoja de datos de éste.

Dispositivos de protección

Dispositivo de desconexión en la entrada	De Serie
Vigilante de aislamiento	De Serie
Monitorización de red	De Serie
Protección contra polarización inversa CC	De Serie
Resistencia al cortocircuito CA	De Serie
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	De Serie
Clase de protección según IEC62109-1	I
Categoría de sobretensión según IEC 62109-1	CA: III; CC: II
Descargador de sobretensión de CC / CA (Tipo II)	Opcional

Imagen 23

A la vista de esto, se busca un descargador de sobretensión de clase III el cual es el óptimo para este tipo de inversor.







Protección contra sobretensiones transitorias por Maniobras en la red, 8/20µs		
100027679	Descargador Sobretensiones 8/20µs, Clase II, Uc:350/264VCA, 2-polos, c/señal 1CO	 55D7422-1
100027675	Descargador Sobretensiones 8/20µs, Clase II, Uc:350/264VCA, 4-polos, c/señal 1CO	 55D7424-1
100027451	Descargador Sobretensiones 8/20µs, Clase II, Uc:350/260VCA, 4-polos	 55D7464-0
100027676	Descargador Sobretensiones 8/20µs, Clase II, Uc:350VCA, 1-polo L/N	 55D7461-0
100020413	Descargador Sobretensiones 8/20µs, Clase II, Uc:260VCA, 1-polo N/PE	 55D7481-0
<ul style="list-style-type: none"> • Conjunto 2-polos, conformar con 55D7461-0 + 55D7481-0 (L-N / N-PE) • Conjunto 3+1-polos, conformar con 55D7461-0 (x3) + 55D7481-0 		
100027677	Descargador Sobretensiones In:26A, Clase III, Uc:253VCA, 2-polos, c/señal 1CO	 55D7432-1
100027454	Descargador Sobretensiones In:26A, Clase III, Uc:335VCA, 4-polos, c/señal 1CO	 55D7434-1

Imagen 24

Se elige esta protección atendiendo a la clase y teniendo en cuenta que se trata de una instalación trifásica por lo que se requiere de 4 polos.

9. PUESTA A TIERRA

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

Para ello, se debe terminar la sección de los cables de tierra, esto se realiza atendiendo a la siguiente tabla en función de la sección de los cables empleados en la instalación:

Sección de los conductores de fase de la instalación (mm ²)	Sección mínima de los conductores de tierra (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = 6$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 25 - Sección cables puesta a tierra

Además de este dato, también se necesitará la conductividad del suelo donde se colocarán las picas. Este dato se extrae de la siguiente tabla atendiendo a las propias características del suelo en cuestión:

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad de Ohm·m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3000

Tabla 28 - Resistividad del suelo

En este momento se debe diferenciar entre la puesta a tierra para las protecciones de corriente continua (DC) y la puesta a tierra para las protecciones de corriente alterna (AC).

Puesta a tierra para las protecciones de corriente continua (DC):

Para el caso de corriente continua se establece una tensión de 24 V, y se busca una resistencia que en caso de deriva se limite la intensidad a 100 mA. Sabiendo esto, se calcula la resistencia máxima de puesta a tierra:

$$R_{\text{máx}} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0,1} = 240 \Omega$$

Conociendo este valor a continuación, es posible realizar el cálculo de la resistencia a tierra sabiendo además la resistividad del suelo, dato que se extrae de la tabla 28:

$$Kr = \frac{R_{\text{máx}}}{\rho}$$

$$Kr = \frac{240}{3000} = 0,08 \frac{\Omega}{m}$$

A la vista de estos datos, se determina que las resistencias de las picas deben ser inferiores a $0,08 \frac{\Omega}{m}$. Se procede a diseñar el sistema de puesta a tierra y se determina la implementación de un total de 6 picas. Las picas tienen una longitud de 2,5 metros cada una. Se procede al cálculo de la resistencia de cada una de las picas:

$$Rp = \frac{\rho}{L}$$

$$Rp = \frac{3000}{2,5} = 1200 \Omega$$

A continuación, se determina la resistencia del conjunto de las 6 picas, lo cual se calcula mediante el paralelo de las 4 resistencias:

$$R_{6p} = \frac{1}{6 * \frac{1}{Rp}}$$

$$R_{6p} = \frac{1}{6 * \frac{1}{1200}} = 200 \Omega$$

La resistencia resulta ser menor a la máxima lo que cumple las condiciones impuestas previamente.

Puesta a tierra para las protecciones de corriente alterna (AC):

Para este caso, la tensión máxima de contacto no puede ser superior a 24 V igual que para el caso de corriente continua. La intensidad vendrá dada por la sensibilidad del interruptor diferencial instalado en el local, que en este caso es de 30 mA. Por lo que la ecuación para determinar la resistencia máxima de tierra es:

$$R_{tm\acute{a}x} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0,03} = 800 \Omega$$

La resistencia a tierra por tanto no debe ser superior a 800 Ω . De igual modo que en el caso anterior, se calcula la resistencia a tierra determinado la resistencia en el conjunto de las picas instaladas. Para este caso, se instalarán un total de 2 picas de 2,5 metros de largo, de ese modo se procede al cálculo de resistencia de cada una de las picas:

$$R_p = \frac{\rho}{L}$$

$$R_p = \frac{3000}{2,5} = 1200 \Omega$$

De ese modo, la resistencia del conjunto de 2 picas será de:

$$R_{2p} = \frac{1}{2 * \frac{1}{R_p}}$$

$$R_{2p} = \frac{1}{2 * \frac{1}{1200}} = 600 \Omega$$

El conjunto de 2 picas resulta con una resistencia de 600 Ω , esta resistencia es menor la máxima admisible que resultó de 800 Ω .

10. PÉRDIDAS

En cuanto a las pérdidas se establece unos umbrales máximos según el pliego de condiciones de la IDAE, que en ningún caso deben superarse:

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

Tabla 26

Como se puede apreciar en la tabla 8, existen dos tipos de pérdidas. Pérdidas por orientación e inclinación y además las pérdidas por sombras. En cuanto a las pérdidas por orientación e inclinación cabe mencionar que la nave en la que se realizará esta instalación fotovoltaica está orientada en la dirección norte-sur por lo que los paneles fotovoltaicos quedan orientados hacia el sur formando un ángulo de 0° en lo que a orientación sur se refiere. Por lo que se puede afirmar que se encuentra en el ángulo de Azimut.

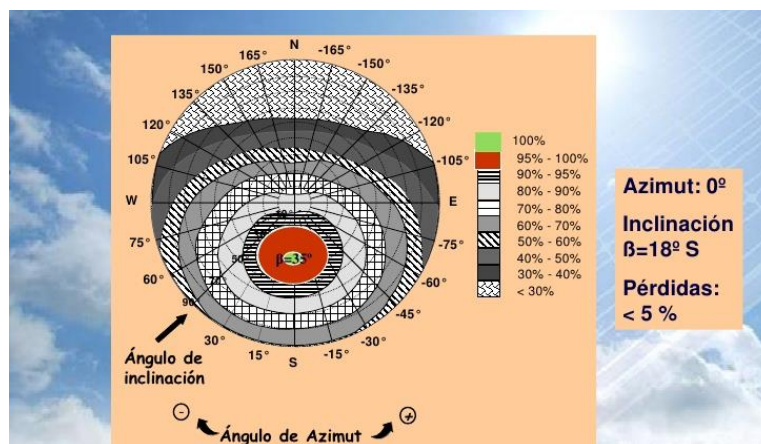


Imagen 25

Para el caso de las pérdidas por sombras se emplea el siguiente diagrama de trayectorias con el fin de conocer las pérdidas en cada situación de la posición solar.

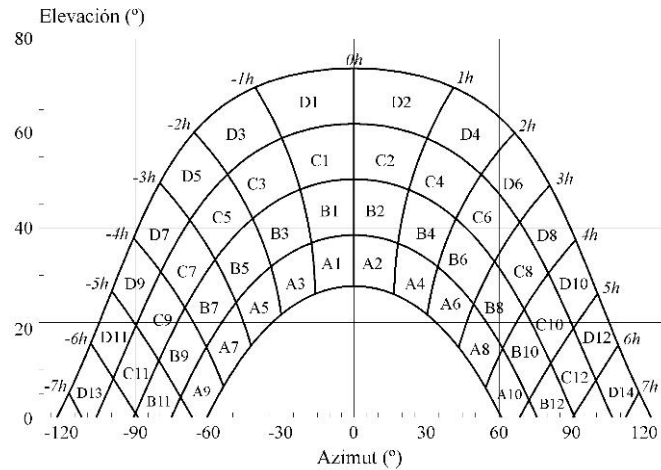


Imagen 26

Además, cabe destacar que al haber suprimido la instalación eólica por falta de eficiencia tanto en términos económicos como en términos de producción energética no existen objetos que produzcan sombras sobre la zona de instalación de los módulos FV. Por último, se toman las pérdidas totales como la suma de las pérdidas por orientación e inclinación (OI) y las pérdidas por sombras (S).

$$\text{Pérdidas Totales} = \text{OI} + \text{S}$$

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL
COMERCIAL**

ANEXO 2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

Autor: Iván Darías Cabrera

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

JULIO 2019

ÍNDICE ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. OBJETO.....	115
2. NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD APLICABLES A LA OBRA.....	116
3. DESCRIPCIÓN DE LAS TAREAS A REALIZAR.....	117
4. RIESGOS EVITABLES Y TÉCNICAS PARA EVITARLOS.....	118
5. RIESGOS NO EVITABLES Y TÉCNICAS PARA PREVENIRLOS.....	123

1. OBJETO

El objeto de este estudio pasa por determinar ciertas garantías de que la instalación pueda llevarse a cabo sin riesgo alguno para el personal de obra, así como las medidas preventivas y correctivas aplicables a cada posible situación. De ese modo, los principales objetivos de este estudio son:

- Garantizar la salud e integridad física de los trabajadores.

- Evitar acciones o situaciones peligrosas por improvisación, o por insuficiencia o falta de medios.

- Delimitar y esclarecer atribuciones y responsabilidades en materia de seguridad de las personas que intervienen en el proceso constructivo.

- Determinar los costes de las medidas de protección y prevención.

- Referir la clase de medidas de protección a emplear en función del riesgo.

- Detectar a tiempo los riesgos que se derivan de la ejecución de la obra.

- Aplicar técnicas de ejecución que reduzcan al máximo estos riesgos.

Atendiendo al RD 1627/97, concretamente al artículo 6 de éste, se proceden a detallar ciertos aspectos que se deben tener en cuenta a la hora de la realización de la obra:

- Normas de seguridad y salud aplicables a la obra.
- Descripción de las tareas a realizar.
- Identificación de riesgos evitables y técnicas necesarias para evitarlos.
- Identificación de riesgos no evitables y medidas preventivas para minimizar su efecto.

1 NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD APLICABLES A LA OBRA

- Ley 31/1995 de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales.
- Orden 9.3.1971, Ordenanza general de seguridad e higiene en el trabajo.
- Real Decreto 485/1997, Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 2177/2004, Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización de equipos de protección individual.
- Real Decreto 614/2001, Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente a riesgo eléctrico.
- Real Decreto 560/2010, Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1254/1999, Prevención de accidentes mayores en determinadas actividades industriales

2 DESCRIPCIÓN DE LAS TAREAS A REALIZAR

La instalación consistirá en la implementación de los módulos FV en el tejado del local acorde a la disposición que se refleja en los planos. Se procederá al traslado de los materiales a la zona de instalación, una vez realizado esto se procede a la colocación de los paneles en sus respectivos soportes y posteriormente a su conexionado. En este aspecto es importante tener en cuenta también la conexión de los inversores, así como de las protecciones eléctricas necesarias en la instalación. Para ello se debe realizar la conexión de las protecciones eléctricas en los cuadros generales de protección, después de esto, se procede a finalizar la instalación con la conexión de los propios inversores de señal a la red eléctrica.

Teniendo en cuenta que la mayor parte de los trabajos en la instalación se realizarán en altura se deben adoptar las medidas de seguridad necesarias además de todas las medidas de seguridad en lo que a riesgo eléctrico se refiere.

Además, en la zona de instalación deben estar visibles las siguientes señalizaciones de advertencias, obligatoriedades y prohibiciones:



Imagen 1- Señales de obligatoriedades



Imagen 2 - Señales de advertencia de peligros



Imagen 3 - Señales de prohibiciones

3 RIESGOS EVITABLES Y TÉCNICAS PARA EVITARLOS

Se procede a clasificar los riesgos según el ámbito al que pertenezcan mediante los siguientes grupos:

- a) Caídas o lesiones del personal
- b) Caídas de objetos o derrumbes
- c) Orden y limpieza
- d) Riesgo eléctrico
- e) Lesiones debidas a maquinaria

Se analizarán los posibles riesgos de cada uno de estos apartados añadiendo las medidas preventivas o correctivas que eliminarán o reducirán los riesgos en cada uno de los apartados.

a) Caídas o lesiones del personal:

Riesgos frecuentes:

- Caídas de operarios al mismo nivel
- Caídas de operarios a distinto nivel
- Daños oculares
- Cortes en extremidades
- Daños auditivos
- Choques contra objetos o herramientas
- Sobreesfuerzos en carga de objetos
- Quemaduras

Técnicas Preventivas:

- Utilización del casco de seguridad
- Utilización de tapones o cualquier elemento de protección auditiva
- Utilización de guantes protectores
- Utilización de botas de trabajo
- Utilización de gafas protectoras
- Implementación de andamios
- Implementación de barandillas en las zonas a desnivel
- Implementación de mallas auxiliares en caso de caída
- Utilización de arnés de seguridad

b) Caídas de objetos o derrumbes

Riesgos frecuentes:

- Caídas de materiales
- Caída de objetos sobre operarios
- Caída de herramientas o útiles de instalación

Técnicas Preventivas:

- Utilización de los medios adecuados para el transporte de materiales

- Correcto uso de las herramientas en la zona de trabajo
- Señalizar las zonas en las que se intuya un riesgo de caída o derrumbe

c) Orden y limpieza

Riesgos frecuentes:

- Golpes o choques con material debido a su incorrecta colocación
- Golpes o choques con herramientas debido a su incorrecta colocación
- Malas condiciones de la zona de trabajo que deriva en dificultades para realizar las labores

Técnicas Preventivas:

- Establecer una zona de colocación de materiales que permita realizar el trabajo sin riesgos
- Determinar un lugar en el que se depositen las herramientas que posteriormente serán utilizadas
- Adecuada señalización de las zonas previamente mencionadas

d) Riesgo eléctrico

Riesgos frecuentes

- Contactos eléctricos directos
- Contactos eléctricos indirectos
- Quemaduras por corriente eléctrica

- Manipulación de aparatos eléctricos en condiciones de humedad

Técnicas preventivas:

- Aplicación de las 5 reglas de oro para trabajos en tensión
- Utilización de guantes con propiedades aislantes
- Utilización de calzado aislante
- Corroborar antes del inicio del trabajo que el entorno se encuentra en condiciones no húmedas
- Encargar los trabajos eléctricos únicamente a personas con formación en este aspecto

e) Lesiones debidas a maquinaria

Riesgos frecuentes:

- Golpes de operarios con grúas
- Lesiones en operarios por mal uso de herramientas
- Quemaduras
- Caídas a distinto nivel debido al uso de grúas

Técnicas preventivas:

- Señalizar de manera adecuada las zonas de trabajo de la grúa
- Dotar a la maquinaria de instrucciones de uso, así como de sus posibles riesgos

- Alertar en cada movimiento de la grúa ya sea por señal visual o acústica

4 RIESGOS NO EVITABLES Y TÉCNICAS PARA PREVENIRLOS

a) Caídas o lesiones del personal:

Riesgos frecuentes

- Quemaduras por radiación solar
- Arañazos y rasguños en los operarios
- Meteorología desfavorable o adversa
- Caídas de operarios al mismo nivel
- Choques contra objetos o herramientas
- Sobreesfuerzos en carga de objetos

Técnicas Preventivas:

- Utilización del casco de seguridad
- Utilización de tapones o cualquier elemento de protección auditiva
- Utilización de guantes protectores
- Utilización de botas de trabajo
- Utilización de gafas protectoras

- Utilización de protección solar en trabajos al aire libre

b) Caídas de objetos o derrumbes

Riesgos frecuentes:

- Movimientos de tierra
- Caída de materiales sobre operarios

Técnicas Preventivas:

- Trabajar de manera ordenada adecuando la colocación de los materiales en zonas habilitadas para ello
- Realizar estudios del terreno antes del inicio de las obras

c) Orden y limpieza

Riesgos frecuentes:

- Golpes o choques con material debido a su incorrecta colocación
- Golpes o choques con herramientas debido a su incorrecta colocación
- Falta de visibilidad en la zona de trabajo debido al polvo en suspensión

Técnicas Preventivas:

- Establecer una zona de colocación de materiales que permita realiza el trabajo sin riesgos

- Determinar un lugar en el que se depositen las herramientas que posteriormente serán utilizadas
- Adecuada señalización de las zonas previamente mencionadas
- Detener de inmediato las labores de instalación cuando la visibilidad se ve reducida considerablemente

d) Riesgo eléctrico

Riesgos frecuentes

- Contactos eléctricos directos
- Contactos eléctricos indirectos

Técnicas preventivas

- Aplicación de las 5 reglas de oro para trabajos en tensión
- Utilización de guantes con propiedades aislantes
- Utilización de calzado aislante

e) Lesiones debidas a maquinaria

Riesgos frecuentes:

- Golpes de operarios con grúas
- Lesiones en operarios por mal uso de herramientas

- Caídas a distinto nivel debido al uso de grúas

Técnicas preventivas:

- Señalizar de manera adecuada las zonas de trabajo de la grúa
- Dotar a la maquinaria de instrucciones de uso, así como de sus posibles riesgos
- Alertar en cada movimiento de la grúa ya sea por señal visual o acústica

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL
COMERCIAL**

**ANEXO 3. HOJA DE DATOS DE LOS ELEMENTOS
EMPLEADOS**

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

Autor: Iván Darías Cabrera

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

JULIO 2019

ÍNDICE HOJA DE DATOS DE LOS ELEMENTOS EMPLEADOS

1. INVERSOR.....	129
2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	133
3. AEROGENERADORES EÓLICOS.....	137

SUNNY TRIPower CORE1 - STP 50- 40

Sunny Tripower Core 1, el primer inversor independiente del mundo, con una instalación hasta un 60 % más rápida en plantas comerciales fotovoltaicas.



Inversor SMA Sunny Tripower CORE1 STP50-40



Inversor SMA Sunny Tripower CORE1 STP50-40



Inversor SMA Sunny Tripower CORE1 STP50-40



Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

Inversor SMA Sunny Tripower CORE1 STP50-40



Inversor SMA Sunny Tripower CORE1 STP50-40

El Sunny Tripower CORE1 es el primer inversor de string de montaje independiente del mundo para sistemas descentralizados sobre tejados y espacios abiertos, así como en plazas de aparcamiento cubiertas.

El CORE1 es la tercera generación de la familia de productos de éxito Sunny Tripower y revoluciona el mundo de los inversores comerciales con su concepto innovador. Los ingenieros de SMA buscaban combinar un diseño único con un método de instalación innovador para incrementar así claramente la velocidad de instalación y obtener un retorno de la inversión óptimo para todos los grupos destinatarios.

Desde la entrega hasta la instalación, pasando por el funcionamiento, el Sunny Tripower CORE1 permite ahorrar grandes costes logísticos, de mano de obra, material y servicio técnico.

Desde este momento, las instalaciones fotovoltaicas comerciales pueden convertirse en realidad de forma más rápida y sencilla que antes.

Económico	Integración completa	Instalación rápida	Máximo Rendimiento
<ul style="list-style-type: none"> Equipo de fácil montaje e instalación. Sin necesidad de usar fusibles de CC Seccionador de CC integrado 	<ul style="list-style-type: none"> Acceso Wi-Fi integrado con cualquier dispositivo móvil 12 entradas de string directas reducen el esfuerzo de trabajo y material. Protección contra sobretensión CA / CC (opcional) 	<ul style="list-style-type: none"> Rápida conexión a la red con una configuración y una puesta en marcha sencillas del inversor Acceso óptimo a las zonas de conexión 	<ul style="list-style-type: none"> Sobrecimensionado de hasta el 150% del generador fotovoltaico 6 seguidores del MPP independientes garantizan una generación de energía óptima, también en la sombra.

ESPECIFICACIONES

Sunny
Tripower
CORE1

Entrada (CC)

Potencia máx. del 75000 Wp

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

generador fotovoltaico	STC
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión del seguidor del MPP	500 a 800 V
Tensión nominal de entrada	670 V
Tensión de entrada mínima / de inicio	188 V
Corriente máx. de entrada / por seguidor del MPP	120 A / 20 A
Corriente de cortocircuito por seguidor / string	30 A / 30 A
Nº de entrada MPP independientes / Strings	6 / 2
Salida (CA)	
Potencia nominal (230V, 50 Hz)	50000 W
Potencia máxima aparente de CA	50000 VA
Tensión nominal de CA	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	202 V a 305 V
Frecuencia de red CA / Rango	50 Hz / 44 a 44 Hz. 60 Hz / 54 a 65 Hz.
Frecuencia / Tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente de salida / medición máxima	72,5 A / 72,5 A
Fases de inyección / Conexión de CA	3 / 3-(N)-PE
Factor de potencia a potencia asignada	1
Factor de desfase ajustable	De 0 inductivo a 9 capacitativo
THD	< 3%
Dispositivos de protección	
Dispositivo de desconexión en la entrada	De Serie
Vigilante de aislamiento	De Serie
Monitorización de red	De Serie
Protección contra polarización inversa CC	De Serie
Resistencia al cortocircuito CA	De Serie
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a	la corriente universal

Instalación solar fotovoltaica y eólica para un local comercial

sobretensión de CC / CA
(Tipo II)

Re ndimie nto

Máximo 98,1 %

Europeo 97,8 %

Datos ge ne rale s

Dimensiones (ancho x alto x fondo) 621 x 733 x 569 mm

Peso 84 Kg

Rango de temperatura de funcionamiento -25 a 60 ° C

Emisión sonora (típica) < 65 dB (A)

Autoconsumo (nocturno) 4,8 W

Topología Sin transformador

Principio de refrigeración OptiCool

Tipo de protección (según IEC 60529) IP65

Clase climática (según IEC 60721-3-4) 4K4H

Valor máximo permitido para la humedad relativa 100% (sin condensación)

Equipamie nto / Función / Acce sorios

Conexión CC / CA SUNCLIX / Borne roscado

Patas De Serie

Indicador led (estado/error/comunicación) De Serie

Ehernet 2 entradas

WLAN De Serie

RS485 Opcional

SMA ModBus De Serie

SunSpec ModBus De Serie

Speedwire, Webconnect De Serie

Relé multifunción De Serie

Ranuras para módulos de ampliación 2 entradas

OptiTrac Global Peak De Serie

Integrated Plant Control De Serie

Q on Demand 24/7 De Serie

Compatible con redes aisladas Si

Compatible con SMA Fuel Save Controller Si



BOSCH



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Salt corrosion resistance tested
- Ammonia resistance tested
- Perceptic inspection



Length [x]	Width [y]	Frame height [z]	Weight	Junction box	Plug connector type	Cable [l]	Front glass surface
1660	990	50	21	Spelsberg PV 1410	MC4	-800 +1200	Structured
x, y, l in mm, ±2; z in mm, ±0.3; weight in kg ±0.5							

Crystalline solar module	
Performance classes	230 Wp, 235 Wp, 240 Wp
Performance sorting	-0/+4.99 Wp
Structure	Glass-foil laminate ▶ Anodized aluminum frame ▶ Junction box (IP 65) with 3 bypass diodes ▶ Weather-resistant back sheet (white)
Cells	60x polycrystalline solar cells in 156 mm x 156 mm format

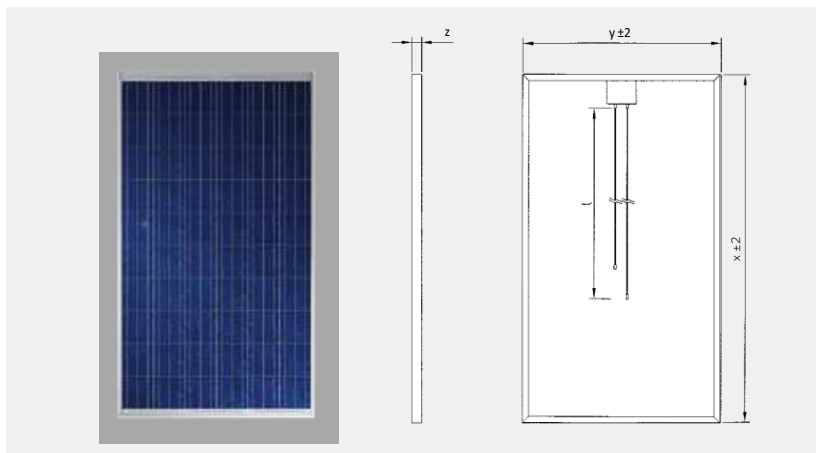
Electrical characteristics for STC¹:

Designation	P _{mpp} [Wp]	V _{mpp} [V]	I _{mpp} [A]	V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	Reverse-current load capacity [A]
P240	240	30.03	8.11	37.50	8.64	15
P235	235	29.83	7.99	37.30	8.53	15
P230	230	29.62	7.88	37.10	8.43	15
Reduction in module efficiency with decrease in irradiation level from 1000 W/m ² to 200 W/m ² (at 25 °C): -0.40 % (absolute); measuring tolerance P _{mpp} ±3 %:						

Electrical characteristics for NOCT²:

Designation	P _{mpp} [W]	V _{mpp} [V]	V _{oc} [V]	I _{sc} [A]
P240	173	27.28	34.74	6.96
P235	169	27.08	33.54	6.87
P230	166	26.87	33.34	6.78
NOCT: Normal Operation Cell Temperature 46 °C; Irradiation level 800 W/m ² , AM 1.5, temperature 20 °C, wind speed 1 m/s, electrical open circuit operation				

Dimensions²:



¹ Electrical parameters are typical mean values from historical production data. No guarantee is made for the accuracy of this data for future production batches.

² Drawings are not to scale. For detailed dimensions and tolerances, see above.

Notes on assembly:

- ▶ See installation and operating manual at: www.bosch-solarenergy.com/products
- ▶ Horizontal and vertical assembly possible
- ▶ System voltage max. 1000 V
- ▶ Operating temperature range -40 to 85 °C

Weak light performance:

Intensity [W/m ²]	V _{mpp} [%]	I _{mpp} [%]
800	1.0	-20
600	0.3	-40
400	-0.2	-60
200	-1.8	-80
100	-5.0	-90
The electrical data applies for 25 °C and AM 1.5.		

Thermal characteristics:

Temperature coefficient	TK [%/K]
P _{mpp}	-0.44
U _{oc}	-0.31
I _{sc}	0.04

Bosch Solar Energy AG

Robert Bosch Straße 1
99310 Arnstadt
Germany
Phone: +49 (0)3628 6644-0
Fax: +49 (0)3628 6644-1133
sales.se@de.bosch.com
www.bosch-solarenergy.com

JKM265P-60
MÓDULO POLICRISTALINO
245-265 Vatios

Jinko Solar introduce una nueva línea de módulos de alta eficiencia en amplia gama de aplicación.



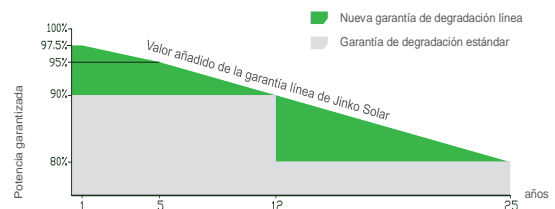
Principales características

- Alta eficiencia (hasta un 16,19%) gracias a una tecnología de fabricación superior y un diseño optimizado
- El recubrimiento antirreflejante optimiza la absorción de la luz y reduce el polvo superficial
- Excelente rendimiento en un entorno de baja irradiación lumínica
- El módulo en conjunto cuenta con una elevada resistencia certificada al viento (2400 Pa) y a la nieve (5400 Pa)
- Alta resistencia a la niebla salina y al amoniaco

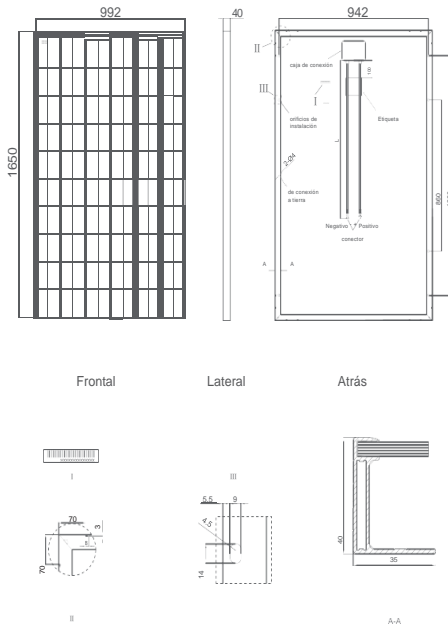
CALIDAD Y SEGURIDAD

- Tolerancia positiva 0/+3% *
- Garantía de producto de 10 años (material y mano de obra) *
- Garantía de potencia (12 años al 90%, 25 años al 80%)
- Garantía de degradación lineal *

Garantía de degradación de primera categoría



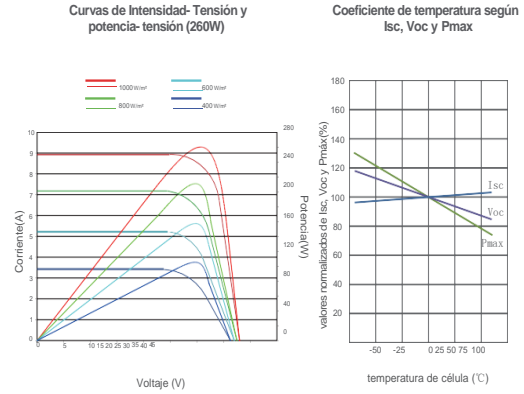
Dibujos técnicos



Embalaje

(Dos cajas = un palet)
25 pzs./caja, 50 pzs./caja, 700 pzs./40'HQ contenedores

Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura



Características mecánicas

Tipo de célula	Policristalina 156x156mm (6 pulgadas)
Nº de células	60 (6x10)
Dimensiones	1650x992x40mm (65,00x39,05x1,57 pulgadas)
Peso	18,5kg (40,8 libras)
Vidrio frontal 3,2 mm, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado	
Estructura	Aleación de aluminio anodizado
Cables de salida	TÜV 1x4,0 mm², longitud:900 mm

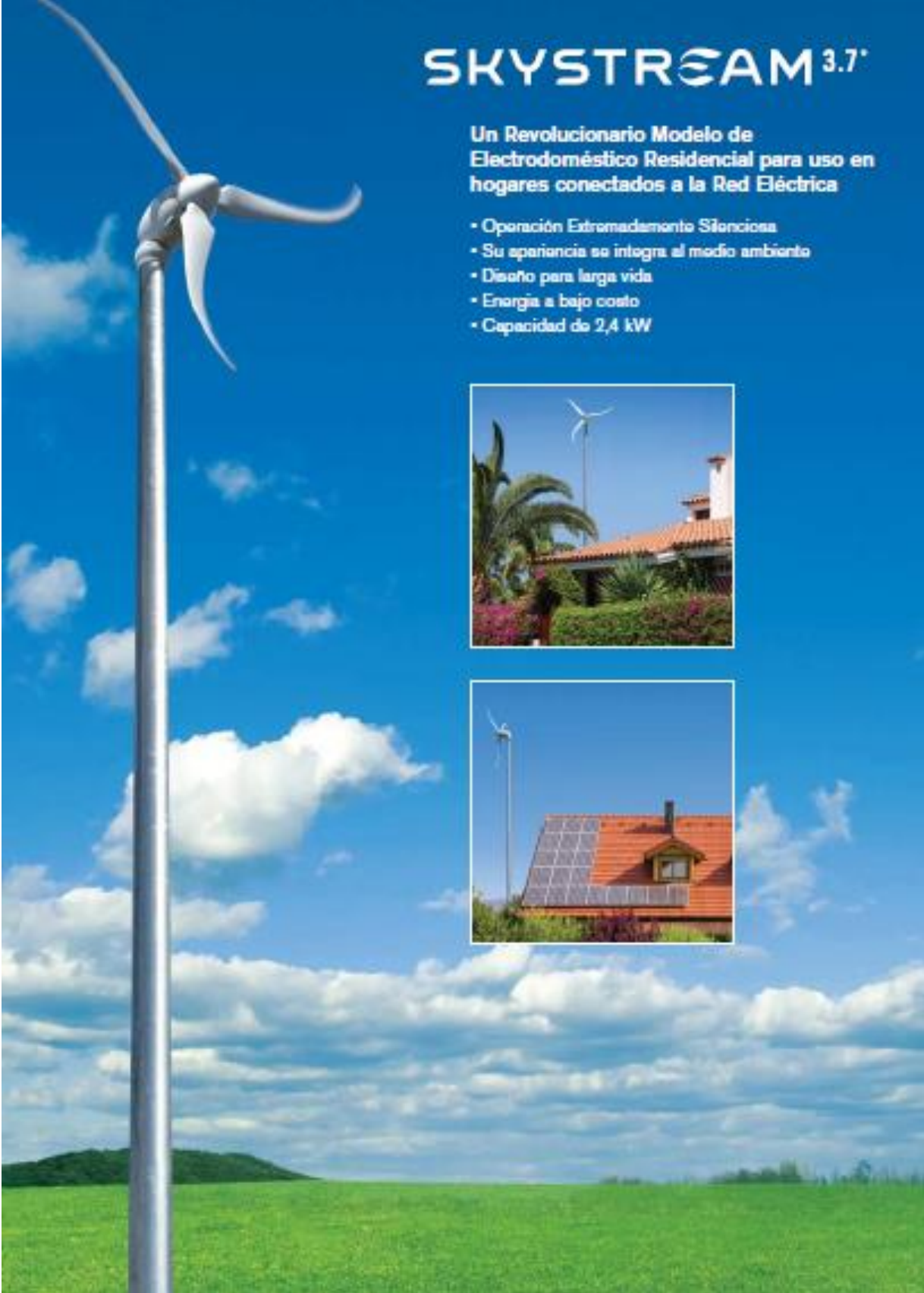
ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P		
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Potencia nominal (Pmáx)	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp	
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V	
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A	
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V	
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A	
Eficiencia del módulo (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%		
Temperatura de funcionamiento (°C)							-40°C--+85°C				
Tensión máxima del sistema							1000VDC (IEC)				
VALORES máximos recomendados de los fusibles							15A				
Tolerancia de potencia nominal (%)							0-+3%				
Coefficiente de temperatura de PMAX							-0.41%/°C				
Coefficiente de temperatura de VOC							-0.31%/°C				
Coefficiente de temperatura de ISC							0.06%/°C				
TEMPERATURA operacional nominal de célula							45±2°C				

STC: Radiación 1000 W/m² Célula módulo 25°C AM=1.5

NOCT: Radiación 800 W/m² Ambiente módulo 20°C AM=1.5 Velocidad del viento 1m/s



* TOLERANCIA de medición de potencia: ± 3%



SKYSTREAM^{3.7}

Un Revolucionario Modelo de Electrodoméstico Residencial para uso en hogares conectados a la Red Eléctrica

- Operación Extremadamente Silenciosa
- Su apariencia se integra al medio ambiente
- Diseño para larga vida
- Energía a bajo costo
- Capacidad de 2,4 kW





SKYSTREAM 3.7*

2,4 KW DE POTENCIA EOLICA PARA SU CONSUMO DOMESTICO

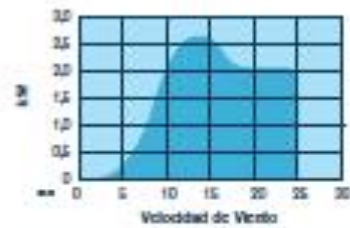
Skystream 3.7 es un sistema innovador en la categoría de RPAs (Residential Power Appliances - Electrodomesticos Residenciales) que cambian la manera tradicional de como los hogares y pequeños negocios reciben electricidad. Skystream es el primer sistema completamente integrado que produce energía a un menor precio. Este sistema produce energía a una velocidad de viento excepcionalmente baja.

Las tomas disponibles para el Skystream son de las siguientes alturas: 10 m, 13 m, 18 m.¹ Su inversor universal distribuye potencia compatible con la red eléctrica. Skystream eficiente y silenciosamente provee hasta un 100% de la energía necesaria para su hogar o su negocio. Cualquier exceso de energía es alimentado a la Red Eléctrica haciendo girar el medidor de energía en sentido contrario.²

Especificaciones Técnicas

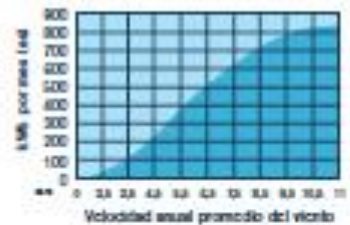
Modelo	Skystream 3.7
Capacidad Nominal	2,4 KW
Peso	77 kg
Diámetro del Rotor	5,72 m
Área de operación	10,87 m ²
Tipo	Sobavento con control y regulación de frenado
Dirección de Rotación	En sentido de las agujas del reloj contra el viento
Palas	3-Componente de Fibra de Vidrio Reforzado
Velocidad	50 - 325 rpm
Velocidad de las Palas	237,6 km/h (58 m/s)
Alternador	De imán permanente sin resortes ni escobillas
Control del Eje de Fijación	Pasivo
Alimentación a la Red	Southwest Windpower Inversor 230 Voltios, 50 Hz, 1 Fase
Carga a Batería	Opcionales un controlador de carga de baterías para sistemas de carga de baterías.
Sistema de Frenado	Regulación de frenado eléctrico con relé redundante
Velocidad de arranque del viento	12,8 km/h (3,5 m/s)
Velocidad de viento nominal	33,6 km/h (9,4 m/s)
Control del Usuario	Sistema remoto inalámbrico con interfase de dos direcciones
Velocidad límite de viento	224 km/h (63 m/s)
Garantía	5 años Garantía Limitada

RENDIMIENTO



Calce datos han sido obtenidos por USDA ARS Research Lab, Grafton, TX

ENERGÍA



5 AÑOS GARANTÍA LIMITADA



Southwest Windpower

1801 W. Route 66
Flagstaff, AZ 86001 USA

++ (1) 928 - 779 - 0463
www.windenergy.com

Fabricantes de Skystream 3.7® / AIR™ / Whisper™

*Toma más alta disponible.

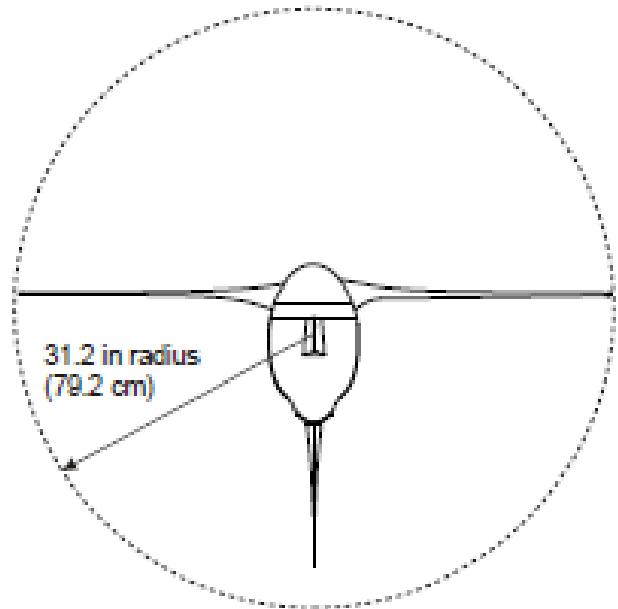
**Asumiendo que el Skystream 3.7 produce más energía que la energía que consume la carga.

TECHNO SUN

FSH2000

A revolution wind turbine

Excellent wind turbine!



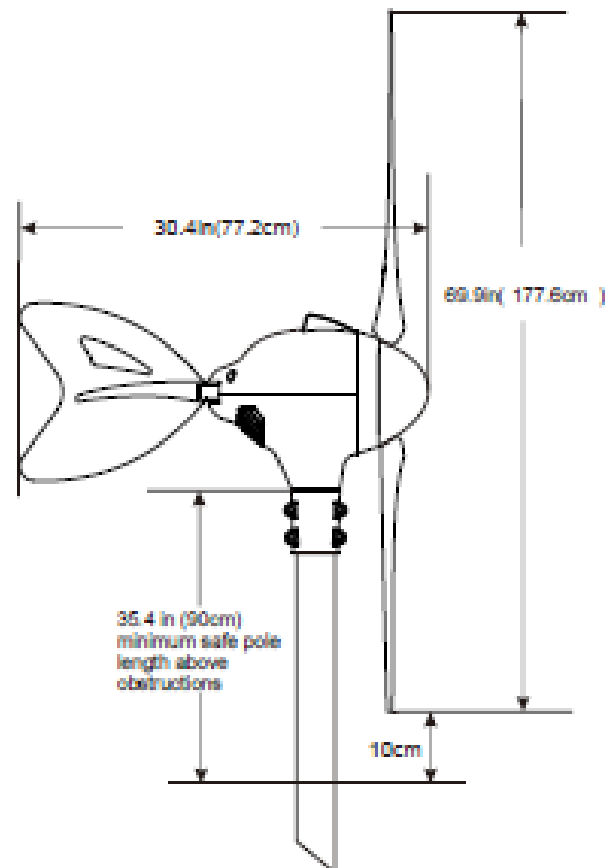
Easy For:

Home

Telecom

Business/Retail

Government

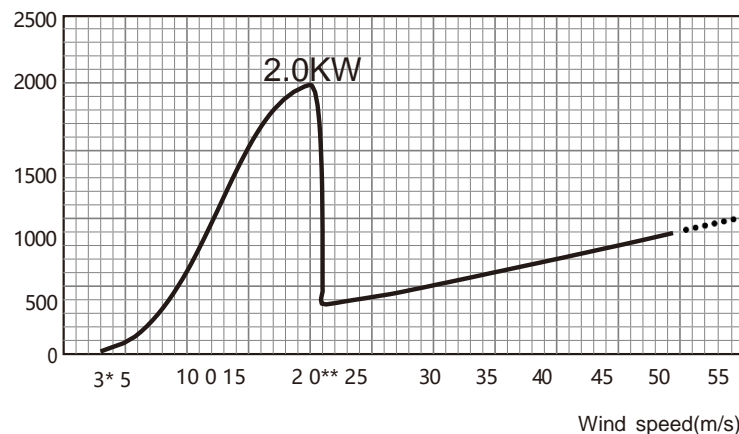


TECHNO SUN

Specifications

Wind Turbine Type	Horizontal axis, up-wind
UPC code	839290007075
Rotor Diameter	1776mm(69.9 ")
Weight	18kg(38lbs)
Mount Diameter	48.6mm(1-15/16 ")
Number Blades	3
Blade Material	Carbon-Fiber
Blade Mass (per piece)	532g
Body Material	Aluminum diecast
Product Finish	Telfon-based paint
Generator	Synchronous-type, three phase power generator with neodymium iron boron magnets
Controller	Built-in
Yaw control	Free yaw (360 degrees)
Over Wind Control	Stall control
Start-up wind speed	3m/s(11KPH, 6.7MPH)
Cut-out wind speed	20m/s(72KPH, 45MPH)
Survival wind speed	49.2m/s(177KPH, 110MPH)
Rated Power	1KW (12.5m/s, 45KPH, 28MPH)
Rated Rotor Speed	1000rpm
Maximum Power	2KW(20m/s,72KPH, 45MPH)
Output Voltage	DC24/DC48V
Braking System	Regenerative electromagnetic braking system
Communication System	Remote monitor(Optional accessory)
Recommended System	Off-grid: deep cycle lead acid battery, 420Ah or more

Power output(W) Output power characteristics



*Cut-in: wind speed at which the turbine begins to produce power.

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL
COMERCIAL**

PLANOS

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

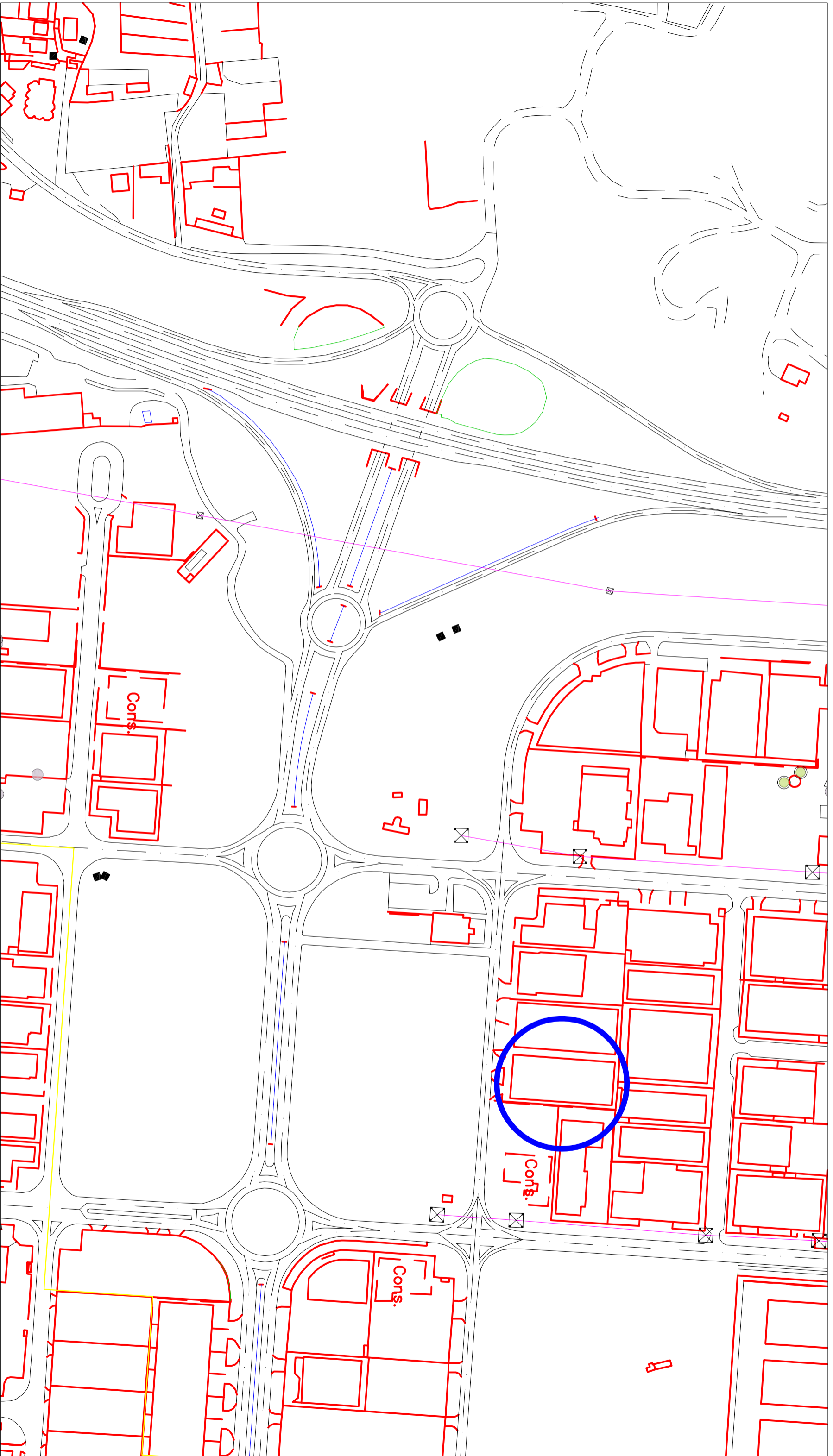
Autor: Iván Darías Cabrera

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

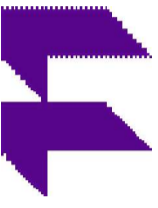
JULIO 2019

ÍNDICE PLANOS

1. PLANO DE EMPLAZAMIENTO.....	143
2. PLANO DE VISTA GENERAL.....	144
3. PLANO MÓDULOS E INVERSORES GENERAL.....	146
4. PLANO MÓDULOS E INVERSORES COTAS.....	147
5. ALZADO DEL LOCAL. PUNTO DE CONEXIÓN.....	148
6. ESQUEMA UNIFILAR.....	149



Universidad
de La
Laguna



Alumno:

Iván Darías Cabrera

Proyecto:

Instalación Fotovoltaica Güímar

Date:

28/05/2019

Universidad:

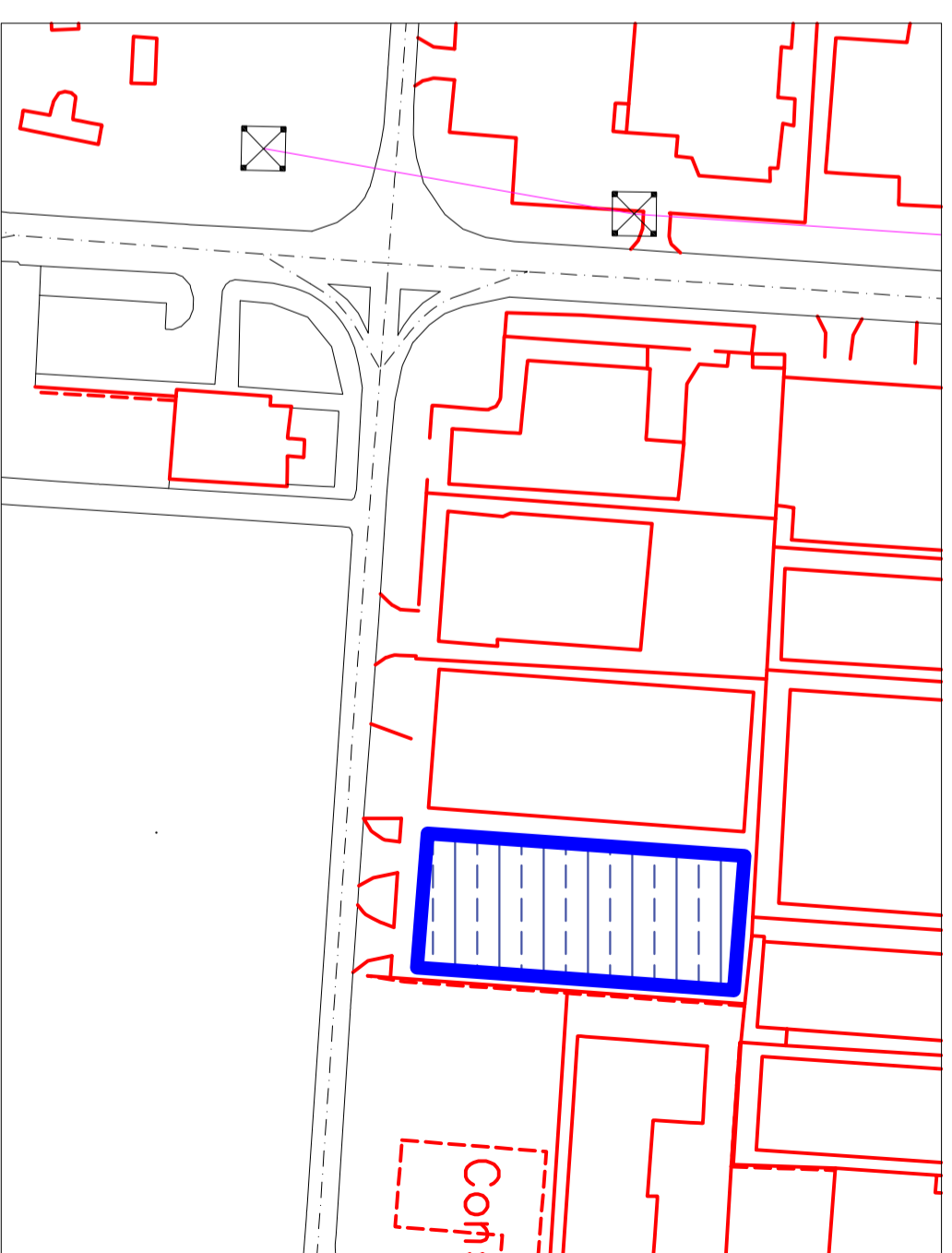
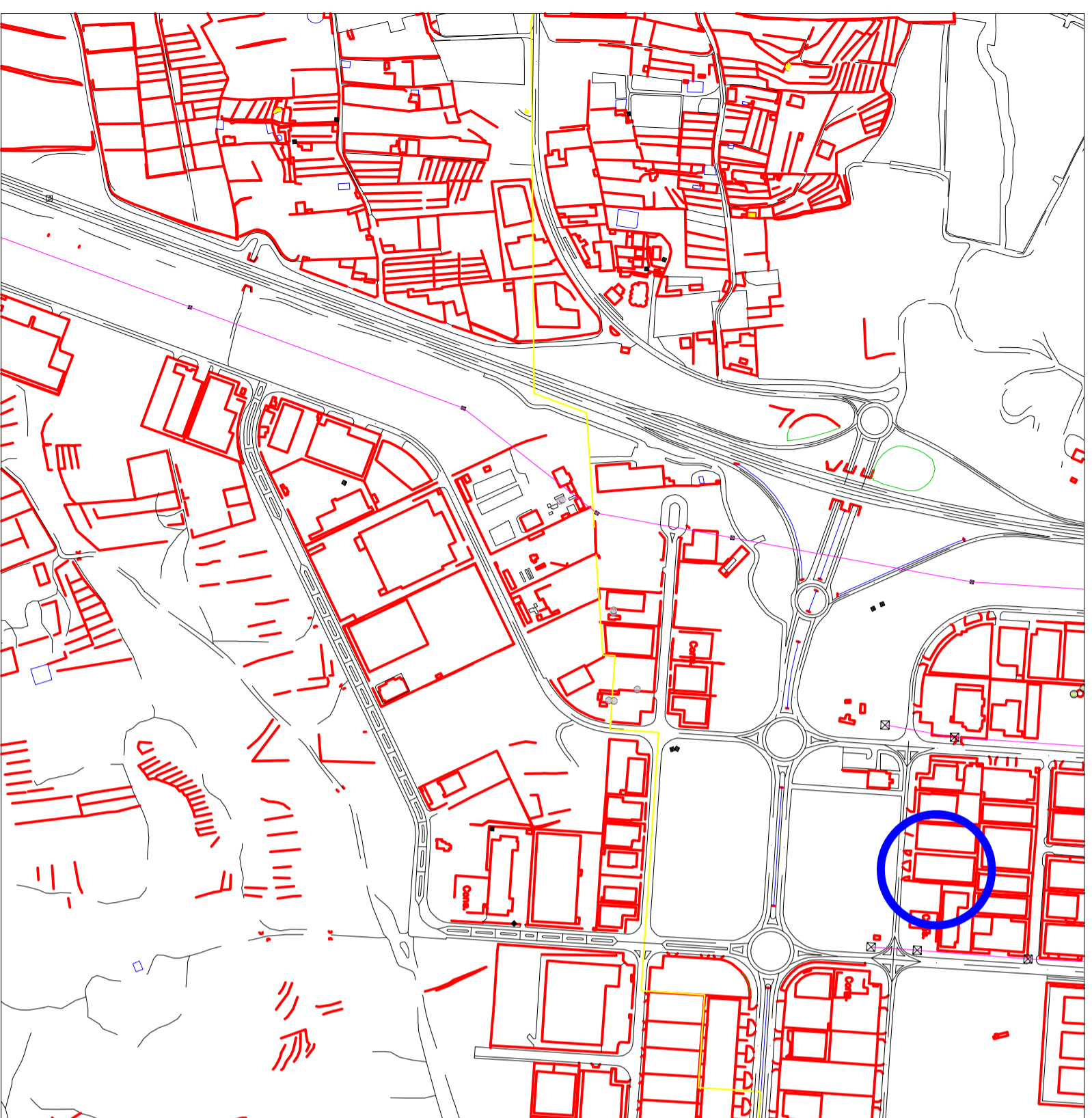
Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

TFG

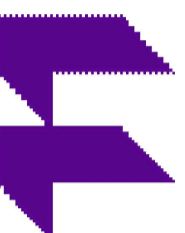
Plano:

Plano 1: Emplazamiento

Scale @ A3:



Universidad
de La
Laguna



Alumno:
Iván Darías Cabrera

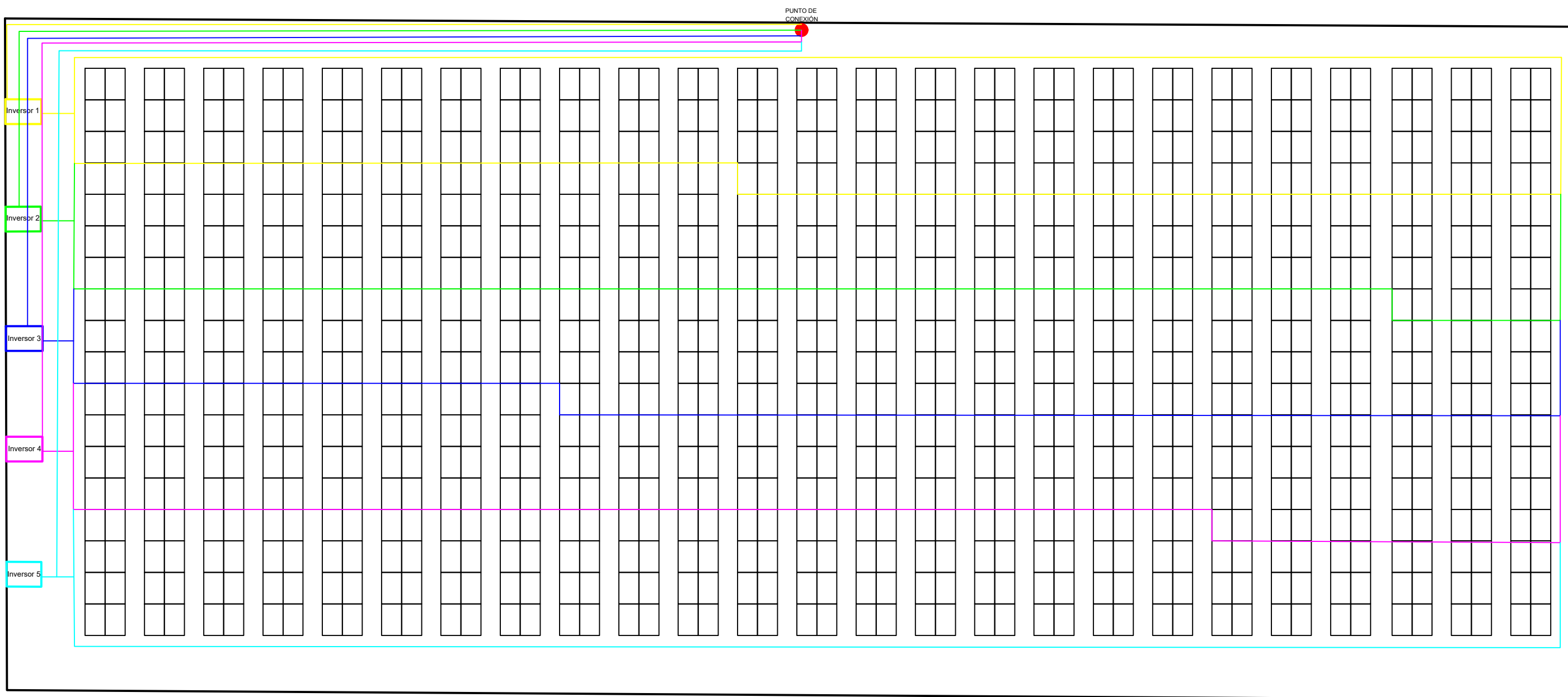
Universidad:
Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

Proyecto:
Instalación Fotovoltaica Güimar
TFG

Plano:
Plano 2: Vista General

Date:
28/05/2019

Scale @ A3:



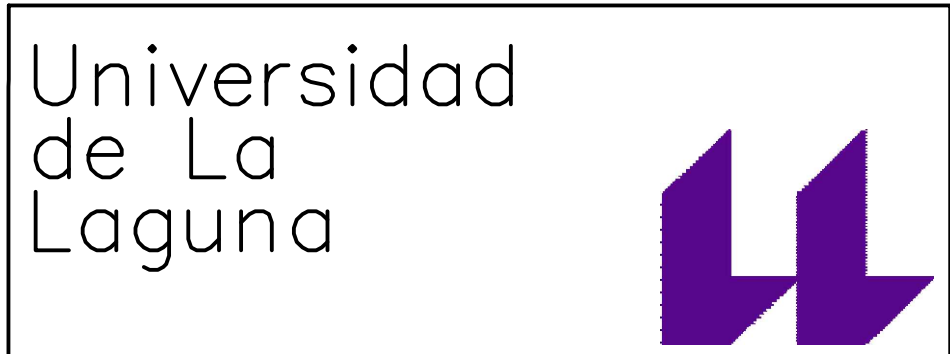
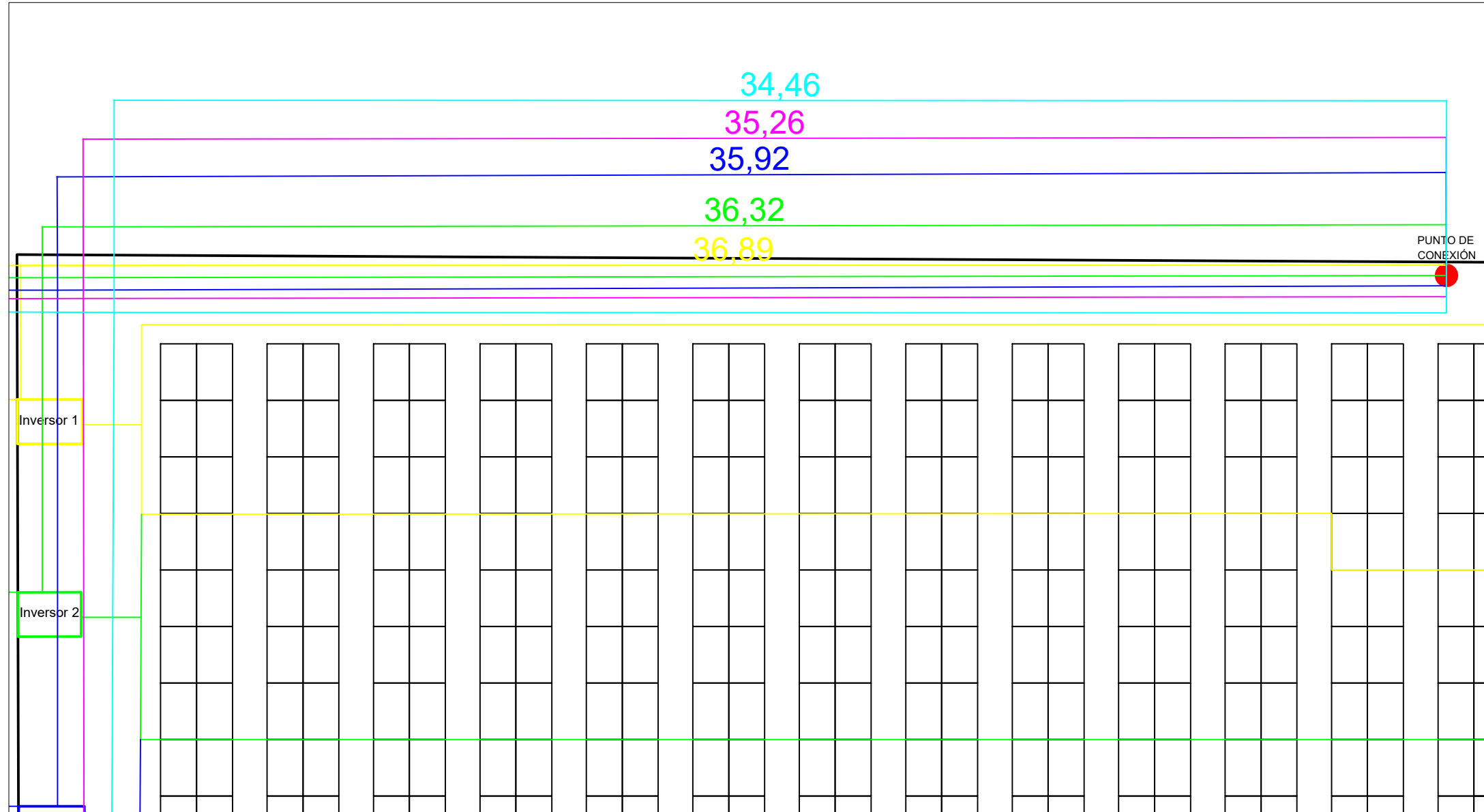
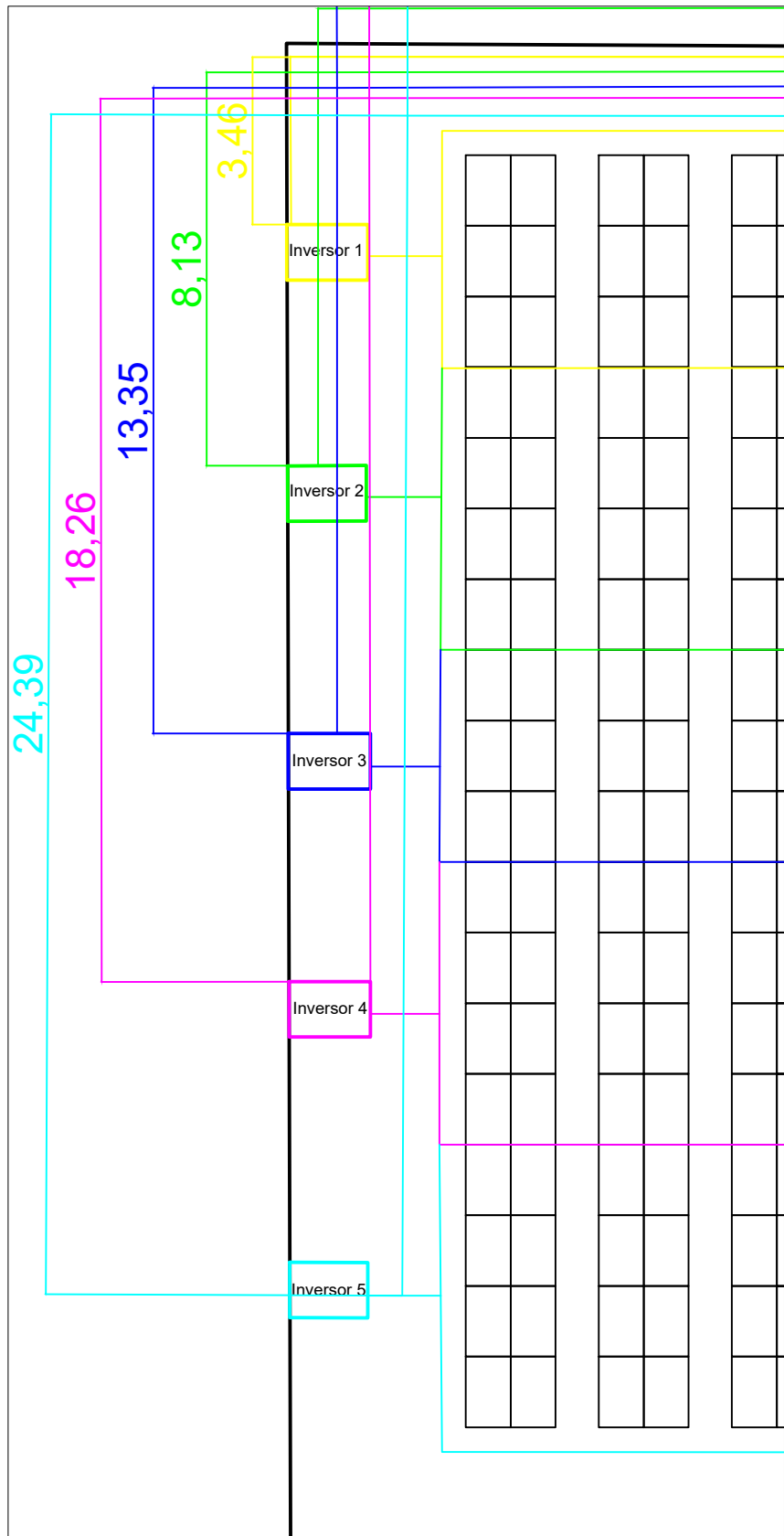
Alumno:
Iván Darías Cabrera

Proyecto:
Instalación Fotovoltaica Güimar
TFG

Date:
28/05/2019

Universidad:
Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

Plano:
Plano 3: MÓDULOS E INVERSORES



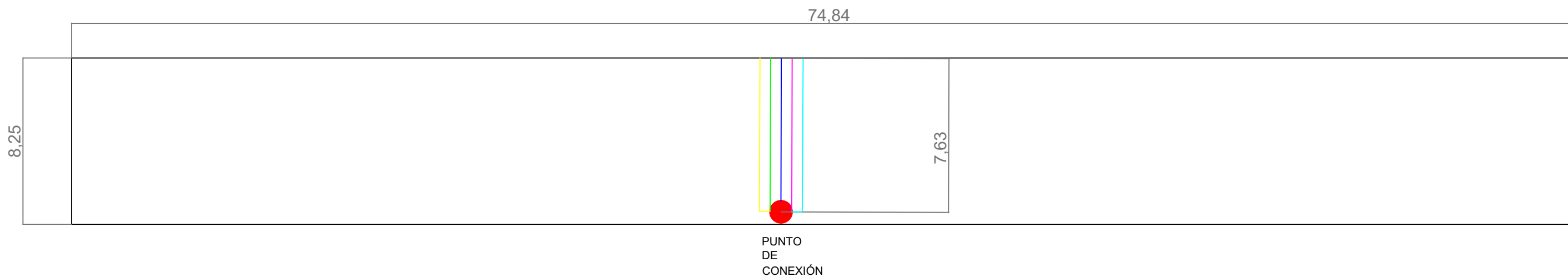
Alumno:
Iván Darías Cabrera

Proyecto:
Instalación Fotovoltaica Güimar
TFG

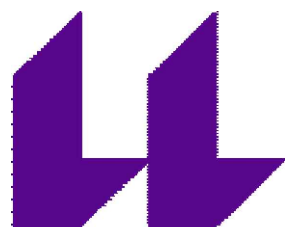
Date:
28/05/2019

Universidad:
Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

Plano:
Plano 4: COTAS



Universidad
de La
Laguna



Alumno:

Iván Darías Cabrera

Proyecto:

Instalación Fotovoltaica Güimar
TFG

Date:

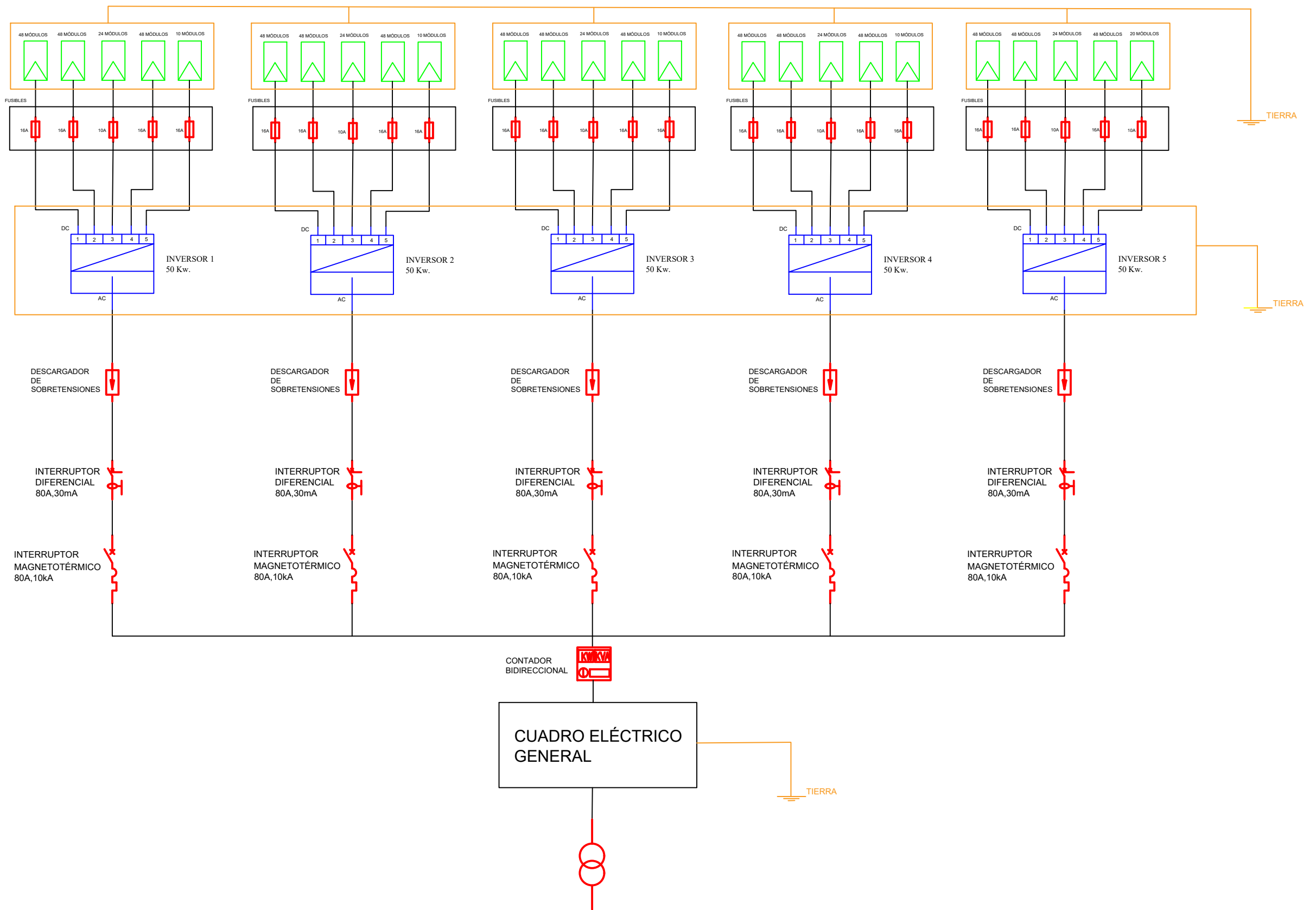
28/05/2019

Universidad:

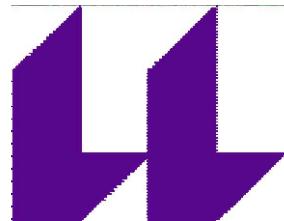
Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

Plano:

Plano 5: Cables a punto de conexión



Universidad
de La
Laguna



Alumno:

Iván Darías Cabrera

Proyecto:

Instalación Fotovoltaica Güimar
TFG

Date:

28/05/2019

Universidad:

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

Plano:

Plano 6: ESQUEMA UNIFILAR

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL
COMERCIAL**

PLIEGO DE CONDICIONES

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

Autor: Iván Darías Cabrera

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

JULIO 2019

ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO.....	152
2. GENERALIDADES.....	152
3. DEFICIONES.....	153
4. DISEÑO.....	154
5. COMPONENTES Y MATERIALES	
5.1 GENERADORES FOTOVOLTAICOS.....	155
5.2 INVERSORES.....	156
5.3 CABLEADO.....	157
5.4 PROTECCIONES.....	157
5.5 PUESTA A TIERRA.....	158

1. OBJETO

El objeto de este pliego de condiciones es fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones conectadas a la red. Además, pretende servir de guía para los instaladores que procedan a llevar a cabo el proyecto. El ámbito del presente pliego de condiciones es válido para todos los sistemas eléctricos, electrónicos y mecánicos.

Por otra parte, sirve a modo de valoración de la calidad final de la instalación en cuanto al rendimiento y producción de la misma.

2. GENERALIDADES

Este pliego de condiciones sirve como guía técnica para todas las aplicaciones del presente proyecto, de cualquier manera, deben cumplirse las siguientes normativas referentes a instalaciones solares fotovoltaicas:

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

- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

3. DEFINICIONES

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie.

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo.

Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema.

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

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

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

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

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

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

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

4. DISEÑO

Se requiere para el buen desarrollo del proyecto, así como de su viabilidad a lo largo de los años que la totalidad de los módulos FV sean del mismo modelo. En cuanto a su colocación y disposición en la superficie disponible, los módulos deben colocarse de tal manera que provoquen las mínimas pérdidas por sombras y que además cumplan con los máximos admisibles de pérdidas por este factor. Para el caso de pérdidas por orientación e inclinación también se debe disponer de una adecuada colocación que cumpla con los máximos.

A pesar de cumplir estos requisitos, se debe realizar un estudio del cálculo de estas pérdidas para su adecuada verificación. Además de este, también será necesario realizar otros cálculos si se dispone a instalar otro modelo de módulos FV ya que probablemente las medidas varíen. Por

ello, el cálculo del número de paneles a instalar será preciso realizarlo de nuevo atendiendo a las medidas de los paneles que se vayan a instalar.

Por otro lado, el inversor seleccionado proporciona una serie de datos, en caso de implementar un inversor diferente, este debe suministrar al menos los siguientes datos:

- Voltaje e intensidad a la entrada (DC).
- Voltaje de fase en la red
- Potencia total a la salida del inversor
- Potencia reactiva de salida del inversor ya que la instalación tiene más de 5 kWp

En cuanto a la integración arquitectónica, se determina que no es necesario la realización de obras previas a la propia instalación ya que las condiciones son óptimas para la adaptación de los módulos directamente en el tejado del local.

5. COMPONENTES Y MATERIALES

5.1 GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Todos los módulos FV que se vayan a instalar deben tener el marcado CE del Parlamento Europeo además deben cumplir las diferentes normativas y directivas vigentes. En el caso de que se pretenda instalar paneles que carezcan de este marcado o verificación de las normativas deberán acreditar los requisitos mínimos establecidos en las mismas. Además, se deben justificar la imposibilidad de que realicen los ensayos pertinentes para la obtención de este marcado.

El módulo FV llevará de forma clara y visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante, además de un número de serie. Deberán llevar diodos de derivación con el fin de evitar averías en las células. Tendrán como mínimo un grado de protección IP65.

Los marcos laterales de los mismos deben ser de aluminio o acero inoxidable. Atendiendo a sus características técnicas, se considera aceptable cuando la potencia máxima y la corriente de cortocircuito reales distan como máximo $\pm 3\%$ de los valores que aparecen en el catálogo u hojas de datos de los mismos.

Su estructura deberá estar conectada a tierra y se rechazará cualquier módulo que presente roturas o defectos de fabricación. Se instalarán además las protecciones adecuadas según el módulo seleccionado. Por último, los módulos fotovoltaicos a instalar deben tener una garantía de al menos 10 años y una garantía de rendimiento al 80% durante 25 años.

5.2 INVERSORES

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

Los inversores cumplirán 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.

Cada inversor debe disponer de señalizaciones para facilitar su configuración y su posterior supervisión. Los controles manuales deben ser al menos, un botón de encendido y apagado (ON/OFF) además de otro control que sea capaz de realizar la conexión y desconexión a la interfaz de corriente alterna.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la de entrada) debe ser igual o superior a 92% en el caso de que la potencia de salida sea del 50% de la potencia nominal y un 94% o superior para el caso de que la potencia sea del 100% de la potencia nominal.

El autoconsumo (pérdidas en vacío) debe ser inferior al 2% y el factor de potencia de la potencia generada debe ser superior a 0,95 para cualquier conversión entre el 25% y 100% de la potencia nominal. Como los inversores estarán situados al aire libre en el techo de la nave se determina una protección mínima de IP65.

Los inversores deben asegurar su buen funcionamiento entre temperaturas de 0° C y 40° C y entre humedades desde 0% hasta 85%. Por último, su garantía dada por el fabricante debe ser de un período mínimo de 3 años.

5.3 CABLEADO

Las líneas de positivo y negativo de cada grupo de módulos se instalarán por separado y se protegerán de acuerdo a la normativa vigente. Los conductores serán de cobre y su sección debe asegurar una caída máxima del 1,5% (1% para AC y 0,5% para DC). La longitud de los mismos deberá ser suficiente para no dar lugar a esfuerzos en ellos que provoquen un deterioro con el paso del tiempo.

Como el cableado estará a la intemperie se debe dotar a este de doble aislamiento para protegerlo de las condiciones que puedan darse.

5.4 PROTECCIONES

Respecto a las protecciones eléctricas en una instalación en baja tensión cabe destacar que debe cumplir con el artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 sobre protecciones eléctricas en instalaciones de baja tensión.

Como la conexión a la red es trifásica, las protecciones para la interconexión máxima y mínima de frecuencia y tensión serán 51 Hz como máximo y 49 Hz como mínimo, del mismo modo, 1,1 Um como máximo y 0,85 Um como mínimo.

5.5 PUESTA A TIERRA

En este caso la normativa a aplicar se encuentra en el artículo 12 del Real Decreto 1663/2000 en el que se establecen las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Por otra parte, todas las masas de la instalación tanto la sección correspondiente a corriente continua como la sección de corriente alterna estarán conectadas a la misma tierra.

En el caso de que el aislamiento entre la red y el generador fotovoltaico no se realice haciendo uso de un transformador de aislamiento se explicarán en la memoria los elementos utilizados para garantizar esta condición

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA UN LOCAL
COMERCIAL**

PRESUPUESTO Y AMORTIZACIÓN

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

Autor: Iván Darías Cabrera

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

JULIO 2019

ÍNDICE PRESUPUESTO Y AMORTIZACIÓN

1. INTRODUCCIÓN.....	161
2. PRESUPUESTO.....	161
3. AMORTIZACIÓN.....	162

1. INTRODUCCIÓN

A continuación, se procede a detallar los gastos en materiales y ejecución del proyecto con el fin de determinar posteriormente el momento exacto en el que se cubrirán gastos y la instalación procederá a generar únicamente beneficios económicos. Tal y como se comentó previamente se procede a estudiar a partir de ahora únicamente la instalación con paneles JINKO. Realizando una búsqueda general por el mercado de fabricantes de este tipo de productos, se da con un precio aproximado para cada uno de los paneles de 134,00 €. Además, se debe tener en cuenta el gasto en inversores ya que forman parte de la instalación fotovoltaica. Para el inversor que se ha seleccionado acorde a los cálculos eléctricos se han encontrado diferentes precios en el mercado, pero todos en torno a 5100 € la unidad.

Por otra parte, se deben tener en cuenta gastos de mano de obra con los que llevar a cabo la instalación además de algunos porcentajes de impuestos y beneficios para la empresa que ejecute dicho proyecto. Se procede a realizar un presupuesto que sirva de referencia para conocer el coste final de este proyecto de manera que se pueda conocer cuánto se tardará el cliente en amortizar la inversión.

2. PRESUPUESTO

A continuación, se muestra una estimación del presupuesto en el que se han tenido en cuenta todos los aspectos que afectan a un proyecto en el entorno industrial como es el caso:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	ELEMENTO	PRECIO/U	UNIDADES	PRECIO TOTAL
	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	134 €	900	120.600,00 €
	INVERSORES	5.100 €	5	25.500,00 €
	SUBTOTAL INST. FOTOVOLTAICA			146.100,00 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA				
	FUSIBLES	38,30 €	25	957,50 €
	DIFERENCIAL	277,22 €	1	277,22 €
	DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES	269,39 €	1	269,39 €
	MAGNETOTÉRMICOS	211,98 €	5	1.060 €
	OTROS ELEMENTOS ELÉCTRICOS (CABLES, CANALETAS,...)			3.500 €
	SUBTOTAL INST. ELÉCTRICA			6.064 €
GASTOS GENERALES				
	GASTOS ADMINISTRATIVOS			5.600 €
	ELECTRICISTA 1	13 €	140	1.820 €
	ELECTRICISTA 2	13 €	140	1.820 €
	AYUDANTE ELECTRICISTA	8 €	140	1.120 €
	JEFE DE OBRA	25 €	140	3.500 €
	SUBTOTAL GASTOS GENERALES			13.860 €
BENEFICIO E IMPUESTOS				
	BENEFICIO EMPRESARIAL (16%)			26.563,84 €
	SUBTOTAL GENERAL			192.587,85 €
	IMPUESTOS (7%)			13.481,15 €
	TOTAL			206.069,00 €

Tabla 1

3. AMORTIZACIÓN

A la vista de este presupuesto, se tomará como valor total de inversión 206.069,00 €, como la cantidad que se pretende cubrir con el ahorro energético deducido de la implantación de energías limpias en el local comercial.

Una vez se han recabado todos los datos referidos a ahorro energético y beneficio derivado de excedente de producción se puede crear un balance, en el que se refleje el tiempo en el que se recuperará esta inversión. Sabiendo que se tiene un presupuesto de ejecución de obra por un total de 206.069,00 € y que el ahorro total anual que produce la instalación es de 54.171,47 €, se establece un periodo de amortización de casi 5 años.

AÑOS	CANTIDAD ADEUDADA	AHORRO ANUAL
1	-206069	54171
2	-151898	54171
3	-97727	54171
4	-43556	54171
5	10615	54171
6	64786	54171
7	118957	54171
8	173128	54171
9	227299	54171

Tabla 2

La siguiente gráfica (gráfica 9) refleja el progreso de la inversión a lo largo de los años, en ella se aprecia la tendencia de ahorro que produce la instalación, esta progresión alcanza valores positivos a partir del cuarto año de implantación:



Gráfica 1