



**UNIVERSITAT  
JAUME·I**

**ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES  
EXPERIMENTALS**

**GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES**

**“PROYECTO DE IMPLANTACIÓN DE  
SISTEMAS DE UTILIZACIÓN DE ENERGÍA  
SOLAR PARA EL SECADO DE BAGAZO DE  
CERVEZA.”**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR**

**NOEL TOMÁS BENÍTEZ**

**DIRECTOR**

**LLUÍS MONJO MUR**

**Castelló de la Plana, julio de 2020**



## **INDICE GENERAL**

- I      MEMORIA DESCRIPTIVA**
- II     ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**
- III    ANEXO II DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN TÉRMICA**
- IV    PLIEGO DE CONDICIONES**
- V     PRESUPUESTO**
- VI    PLANOS**



## **I. MEMORIA DESCRIPTIVA**



## ÍNDICE MEMORIA DESCRIPTIVA

1	Objeto .....	9
2	Alcance .....	9
3	Introducción .....	9
4	Normas y referencias .....	10
4.1	Dispositivo legal y normativa aplicada .....	10
4.2	Programas de cálculo .....	11
5	Bibliografía .....	11
6	Antecedentes .....	11
6.1	Emplazamiento .....	11
6.2	Proceso industrial .....	12
6.3	Consumo de energía eléctrica .....	14
6.4	Análisis de las necesidades de energía térmica .....	16
7	Descripción general de la instalación fotovoltaica .....	17
7.1	Clasificación de la instalación .....	17
7.2	Configuración de la instalación .....	17
8	Características del emplazamiento .....	18
8.1	Orientación .....	18
8.2	Inclinación .....	18
8.3	Condiciones de cubierta .....	18
8.4	Clasificación del emplazamiento .....	18
8.4.1	Local húmedo .....	19
8.4.2	Locales mojados .....	19
8.4.3	Locales a temperatura muy elevada .....	19
9	Energía generada .....	20
9.1	Irradiación .....	20
9.2	Performance ratio .....	22
9.3	Obtención de la energía generada .....	22
10	Energía demanda por la industria .....	23
11	Energía autoconsumida .....	24
12	Descripción de los equipos de la instalación .....	26
12.1	Módulos fotovoltaicos .....	26
12.1.1	Características de los módulos .....	27
12.1.2	Certificado de los módulos .....	28
12.2	Inversores .....	28

12.2.1	características del inversor .....	29
12.2.2	Distribución de los strings .....	29
13	Cableado .....	30
13.1	Resumen del cableado .....	31
14	Protecciones y puesta a tierra.....	31
14.1	Apararmenta corriente continua .....	31
14.2	Apararmenta corriente alterna.....	31
14.3	Resumen de las protecciones.....	32
14.4	Puesta a tierra .....	32
15	Estructura de fijación .....	33
16	Monitorización de los inversores.....	34
17	Instalación térmica solar .....	34
17.1	Energía térmica producida .....	35
17.2	Instalación fotovoltaica y térmica .....	36
17.2.1	Energía autoconsumida .....	37
18	Estudio de viabilidad .....	37
18.1	Resumen del presupuesto .....	38
18.2	Beneficio generado por la instalación .....	39
18.3	Cálculo de la rentabilidad.....	40
18.4	Estudio de la viabilidad del sistema térmico solar .....	40
19	Conclusiones .....	42

## 1 Objeto

El objeto de este proyecto es el dimensionado de una instalación solar fotovoltaica, para abastecer de energía eléctrica una empresa de secado de bagazo de cerveza, y el estudio de la viabilidad de una instalación de energía solar térmica para el proceso de secado.

## 2 Alcance

En este proyecto se analizarán las necesidades energéticas de la empresa y se dimensionará la instalación solar fotovoltaica con el fin de maximizar el autoconsumo de energía. Se estimará la energía producida por la instalación teniendo en cuenta la orientación y condiciones dadas por el emplazamiento, así como diferentes alternativas de módulos fotovoltaicos, para encontrar la alternativa óptima.

Se dimensionará toda la instalación fotovoltaica, incluyendo tipo y número de módulos, inversor, cableado, protecciones y sistema de monitorización y control, de acuerdo con la normativa vigente.

Posteriormente, se hará un estudio de las necesidades de energía térmica de la industria para realizar el proceso de secado. Con este estudio, se comprobará la viabilidad de realizar una instalación de un secador de energía solar.

## 3 Introducción

La energía solar es una fuente renovable de energía, con una huella de carbono baja. Es un sistema de generación que permite ser instalado próximo al punto de consumo, reduciendo así, las pérdidas por transporte, los costes y el impacto ambiental de la instalación. Además, con los cambios legislativos que propician la instalación de energías renovables y ecológicas, y las mejoras tecnológicas de este tipo de generadores, la energía solar fotovoltaica se ha vuelto cada vez más rentable. En resumen, las ventajas de este tipo de sistemas de producción energética serían:

- Reducido coste de instalación y mantenimiento.
- Ahorro directo en el consumo eléctrico.
- Proximidad al punto de consumo y reducción de pérdidas por transporte
- Es una energía renovable e inagotable.
- Baja contaminación y respeto al medio ambiente.

## I MEMORIA

- Opinión pública favorable. Lo que mejora la imagen de la empresa.

Actualmente, el modelo de generación fotovoltaica más recomendable para las empresas es el de autoconsumo. El autoconsumo viene definido por el artículo 9.1 del RD Ley 24/2013, de 26 de diciembre como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

El autoconsumo permite cogerse a dos modalidades diferentes:

- Autoconsumo sin excedentes.
- Autoconsumo con excedentes.
  - Acogido a compensación ( $\leq 100$  kW).
  - No acogida a compensación.

El autoconsumo y sus modalidades vienen regulados por el “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”.

Por otra parte, existe la posibilidad de instalar unos secaderos solares, para reducir el consumo de energía eléctrica y reducir las emisiones de dióxido de carbono, uno de los objetivos que tiene la empresa con este proyecto.

## 4 Normas y referencias

### 4.1 Dispositivo legal y normativa aplicada.

La normativa aplicable al presente proyecto es:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias. REBT e ITC.
- Real Decreto 244/2019, del 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- RD Ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética.
- Código Técnico de la edificación (CTE) y sus Documentos Básicos.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Norma UNE-EN-EN-50618:2015, Cables eléctricos para sistemas

fotovoltaicos.

- Norma UNE 157001:2014: Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.
- IDAE, julio de 2011, *PCT de Instalaciones conectadas a Red*

## 4.2 Programas de cálculo

- *AutoCad 2019*. Diseño y edición digital de planos.
- *Paquetes Microsoft Office*. Hojas de cálculo y procesamiento de texto.
- *PVsyst .6.8.6*. Información radiación solar.

## 5 Bibliografía

IDEA (2011) *“Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”* Ministerio para la transición Energética.

REBT (2019), *“Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias”* Ministerio de Ciencia y Tecnología.

*“El almacenamiento y la conservación de los granos”* (2012). Ministerio de agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.

## 6 Antecedentes

### 6.1 Emplazamiento

Para mantener el anonimato de la empresa, únicamente se darán los datos relevantes para la realización del presente proyecto. La nave industrial en la que se va a realizar la instalación está situada en la localidad de Chiloeches, municipio de la provincia de Guadalajara.

Los datos del emplazamiento y las coordenadas son:

- Población: Chiloeches.
- Provincia: Guadalajara.
- Latitud: 40°30' Norte
- Longitud: 3°12' Oeste

La zona en la que se va a realizar la instalación fotovoltaica es una ampliación de la nave principal, esta cuenta con dos cubiertas orientadas en dirección sur con una

## I MEMORIA

superficie total de 4.550 m<sup>2</sup>. Estas cubiertas tienen una inclinación con respecto a la horizontal de 8°.

A continuación, se muestra la vista aérea de la parcela, y la ubicación de esta según catastro

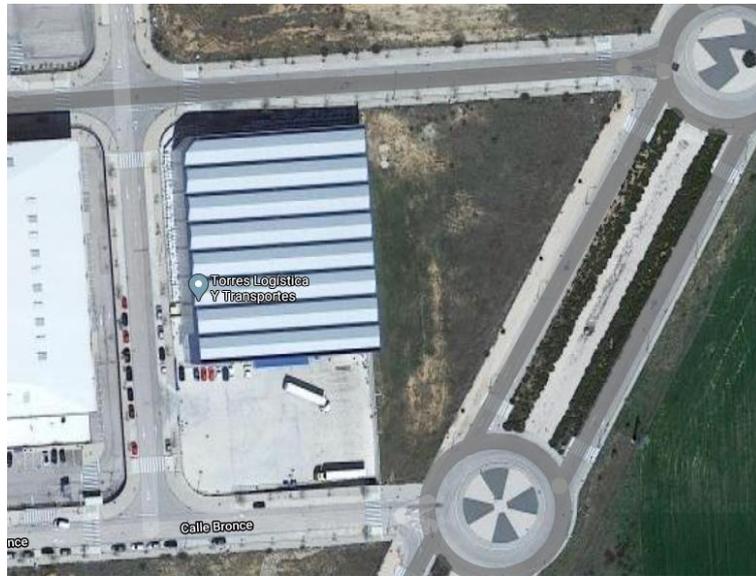


Figura 1: Ubicación de la parcela objeto de estudio. Fuente GoogleMaps.



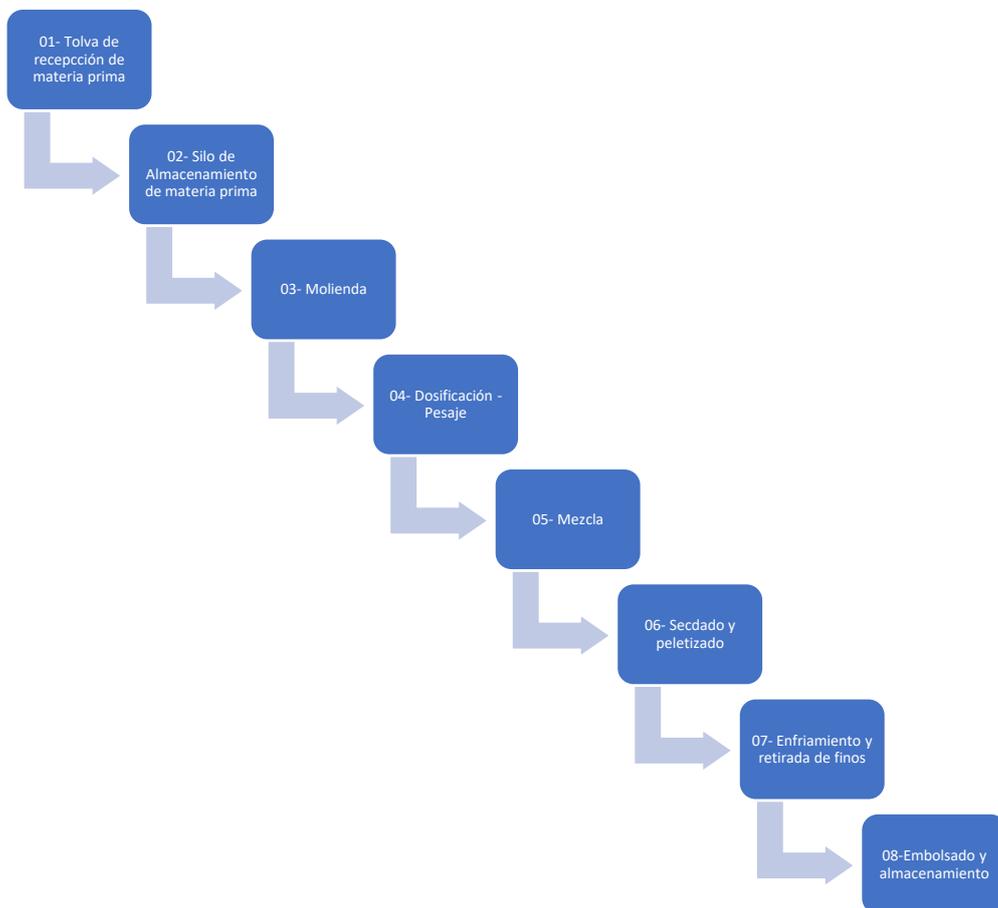
Figura 2: Ubicación de la parcela objeto de estudio. Fuente Catastro.

## 6.2 Proceso industrial

La empresa se dedica al secado de bagazo de cerveza, con el fin de utilizarlo como alimento para animales. Participan en todo el proceso, desde la recogida en las plantas de elaboración de cerveza, hasta el reparto del bagazo secado. No obstante, en este proyecto nos centraremos en los consumos de los procesos que se llevan a cabo en el interior de la planta.

El proceso en la planta se inicia con la recepción del bagazo de cerveza, que es la materia prima de la planta. Este bagazo es molido para convertirlo en una harina homogénea. Esta harina es secada, para reducir su contenido en agua de un 60-70% a un 15%, para ello se eleva la temperatura alrededor de los 80-85° con el fin de reducir la cantidad de patógenos del producto. A continuación, se prensa para reducir su volumen, dándole forma de pellets, que es la forma comercial del producto. El producto se enfría, para favorecer también su conservación. Finalmente, se empaqueta y se distribuye.

Mediante el proceso de secado y prensado se consiguen dos cosas. Por un lado, se disminuye el volumen del producto haciendo más económico su transporte y almacenado, y por otro, se aumenta su vida útil, al reducir la humedad y por tanto mejorar las condiciones para que los patógenos no se desarrollen.



*Ilustración 1: Diagrama del proceso de secado y peletizado del bagazo.*

### 6.3 Consumo de energía eléctrica

La industria tiene una tarifa Tf. Peaje 3.0 A. Lo que quiere decir que el precio de la luz viene dividido en tres periodos diferentes que dependen de la hora del día y de la época del año.

La potencia contratada por la empresa es de 120 kW en cada uno de los periodos.

Esta empresa presenta un consumo de electricidad anual de 531.004 kWh, lo que supone un consumo medio mensual de 44.250,33 kWh, sin embargo, como se puede ver en la Gráfico 1, el consumo eléctrico varía mucho de un mes a otro, siendo por tanto muy poco regular a lo largo del año.

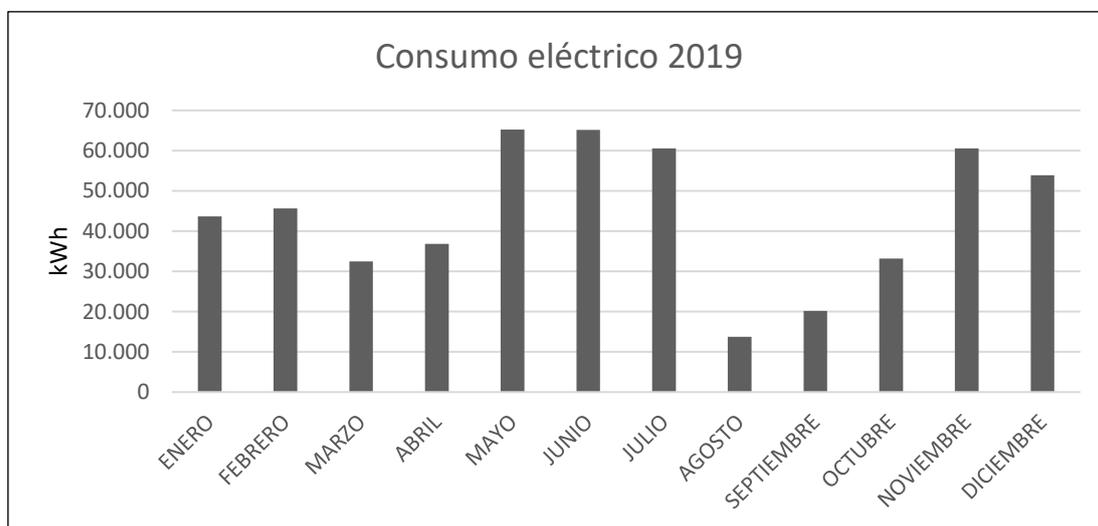


Gráfico 1: Distribución del consumo eléctrico de 2019.

Con los datos de consumo se pretende obtener una estimación lo más realista posible del autoconsumo dado por la instalación solar fotovoltaica. Esto es imprescindible para obtener datos realistas de rentabilidad de la instalación, ya que esta será óptima cuanto mayor sea la energía autoconsumida.

Al no disponer de datos diarios de consumo, se ha realizado una estimación utilizando los consumos por periodo e información extraída de curvas de consumo tipificadas.

En el Gráfico 2 se exponen los datos reales de consumo por periodo a los que se ha tenido acceso. Estos datos se han utilizado para estimar los consumo diarios que se representan en los Gráfico 3 y Gráfico 4, en los que se cogen un día laboral y un día festivo tipo para poder hacerse una idea del consumo a lo largo del día.

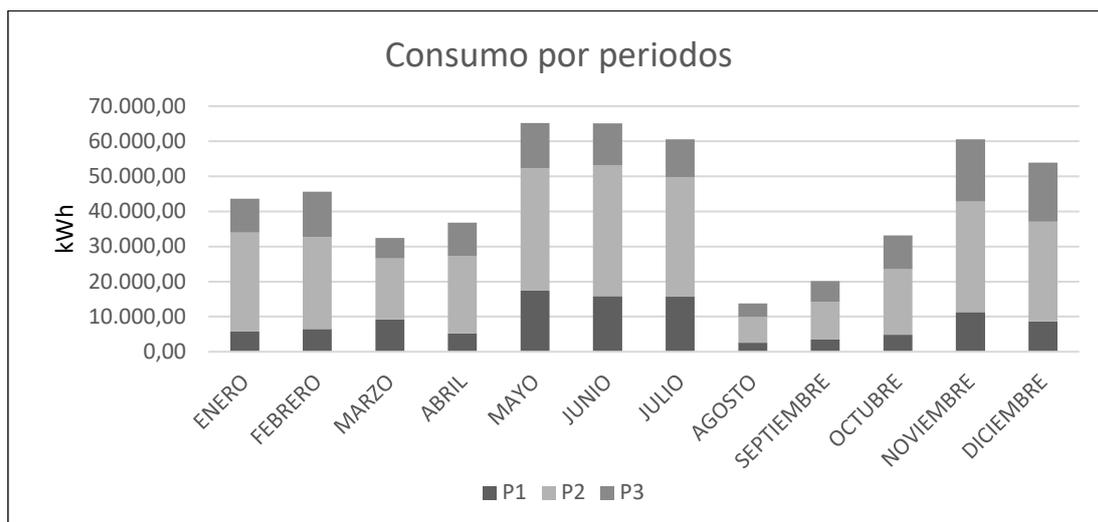


Gráfico 2: Distribución del consumo por periodos.

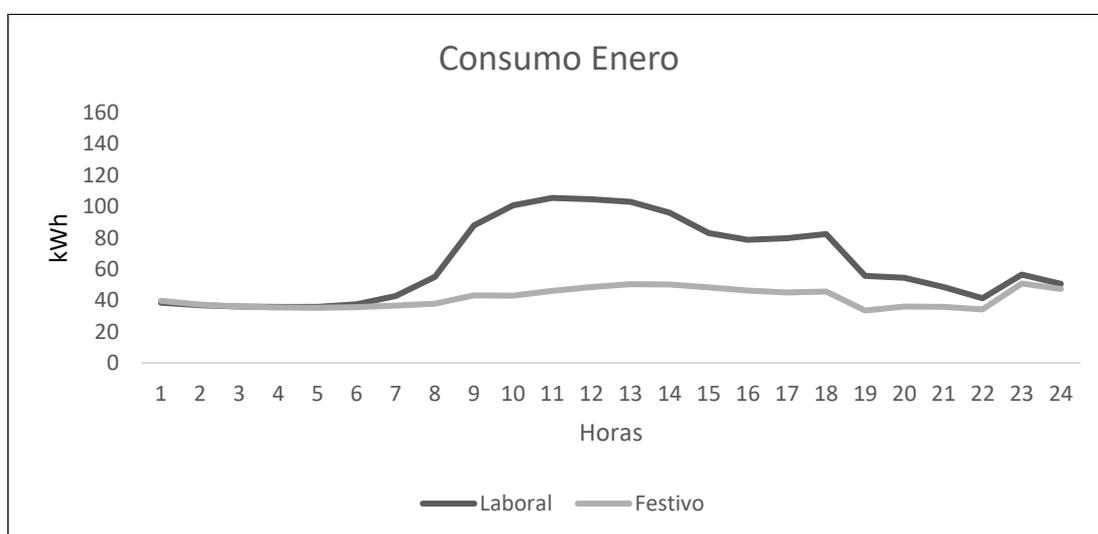


Gráfico 3: Consumo día tipo Enero

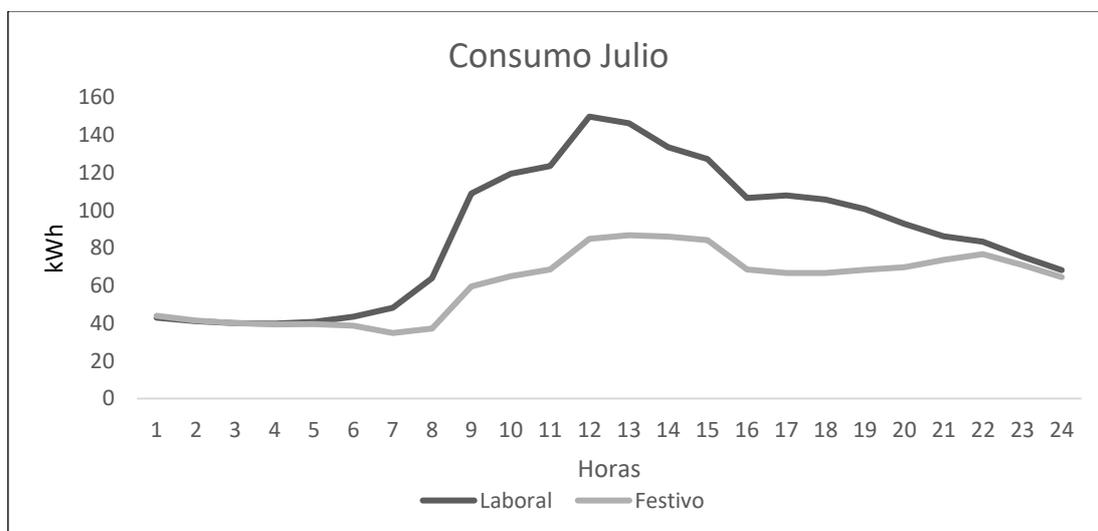


Gráfico 4: Consumo día tipo Julio

## I MEMORIA

Con la distribución de consumos estimada no es posible conseguir que la empresa genere toda la electricidad que necesita, ya que parte de los consumos son en periodo nocturno, momento en el que la instalación fotovoltaica no tiene producción.

Estos consumos nocturnos provienen de los ventiladores y deshumidificadores de la planta, que están programados en los periodos de menor coste de la electricidad.

La instalación se dimensionará teniendo en cuenta los consumos en periodo laboral, sin embargo, la disminución en el consumo durante los días festivos implica que en estos días la instalación estará sobredimensionada, aumentando los excedentes considerablemente.

### **6.4 Análisis de las necesidades de energía térmica**

La empresa estudiada recibe aproximadamente 45.000 toneladas de bagazo húmedo al año, de este solo la mitad es secado el resto se distribuye tal como se recoge. Por lo que en total se secan un total de 22.500 toneladas, reduciendo la humedad del grano del 60% de humedad relativa, que tiene en la entrada, hasta el 15%, para asegurar una buena conservación del bagazo. Esto supone que se evapora un total de 11.912 toneladas de agua al año.

Los secaderos que emplea la empresa son del tipo continuo, como se indica en el Anexo II, se toma un consumo específico de 1,163 kWh por kilogramo de agua evaporada. Por lo que se obtienen unas necesidades energéticas para la evaporación del agua de 13.850.735 kWh anuales.

Se ha estimado el consumo térmico mensual, utilizando como referencia el consumo eléctrico, ya que se asume que estos están relacionados con los ciclos de producción de la empresa y, por tanto, de los consumos tanto eléctricos como térmicos.

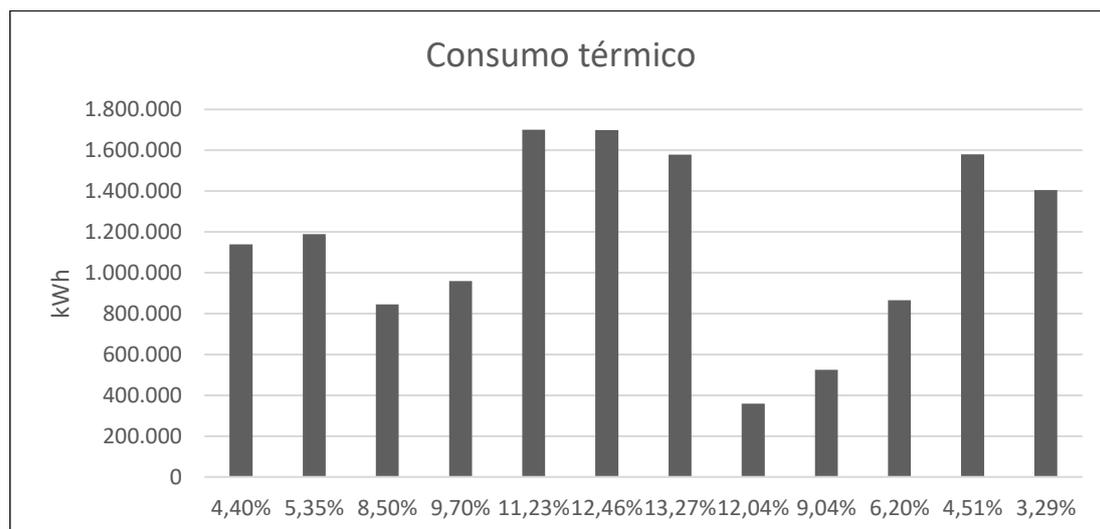


Gráfico 5: Consumo térmico por meses

## 7 Descripción general de la instalación fotovoltaica

La instalación solar se va a realizar sobre dos cubiertas de una nave industrial, las cubiertas tienen una inclinación de  $8^{\circ}$  con respecto a la horizontal y ambas están orientadas hacia el sureste con un acimut de  $-5^{\circ}$ .

### 7.1 Clasificación de la instalación

Según la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, RD 314/2006, la instalación queda definida como una instalación generadora de energía eléctrica en Baja Tensión. Esta se va a destinar al consumo de la industria en la que se sitúa y al ser una instalación de más de 100 kWp según el “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”. Se trata de una instalación solar fotovoltaica de Autoconsumo con excedentes, sujeta a compensación de excedentes.

### 7.2 Configuración de la instalación

Los módulos fotovoltaicos se distribuirán en 23 bloques de dos strings de 28 módulos y 6 bloques de un string.

Estos bloques presentan una forma variable para adaptarse a la superficie disponible. En los planos adjuntos se puede ver más información sobre los mismos. Entre estos bloques se dejará un espacio de 0,5 metros, en todos sus lados.

## I MEMORIA

Se instalarán 13 bloques de 2 strings y uno de un string, un total de 756 módulos en la cubierta situada al norte y 10 bloques de 2 y 5 de 1 string, lo que supone un total de 700 módulos, en la cubierta situada al sur.

## 8 Características del emplazamiento

### 8.1 Orientación

Las cubiertas están orientadas en la misma dirección, ambas orientadas hacia el sureste, con una desviación de tan solo 5 grados respecto al sur. Por lo que las cubiertas presentan un azimut de  $\alpha=-5^\circ$

### 8.2 Inclinación

La inclinación de la instalación será la misma que la de las cubiertas sobre la que se sitúa, ya que se va a emplear una estructura del tipo coplanar. De esta forma se aprovecha mejor la superficie de las cubiertas, al evitar que los módulos generen sombras.

La inclinación de las cubiertas, y por tanto de la instalación, es de  $\beta=8^\circ$ .

### 8.3 Condiciones de cubierta

La cubierta de la nave está fabricada de chapa de acero grecada. La instalación se realizará sobre las grecas, de forma que no se impida la evacuación del agua por los valles de la cubierta.

### 8.4 Clasificación del emplazamiento

El local sobre el que se proyecta la instalación está clasificado como local industrial. No obstante, la instalación fotovoltaica, al estar emplazada en la cubierta de esta, se considera un local húmedo, mojado y expuesto a grandes temperaturas.

Por lo que se tendrán en cuenta una serie de consideraciones con la intención de cumplir con el REBT.

### **8.4.1 Local húmedo**

La instalación debe cumplir con lo establecido en el apartado 1 del ITC-BT-30, en el que se regulan las condiciones de instalaciones realizadas sobre locales húmedos.

En concreto, seguiríamos lo indicado por la especificación “Otros sistemas de instalación no detallados en el reglamento”, instalando cables RVK 0,6/1kV de tensión asignada, fijados a la superficie mediante una bandeja rejilla de acero galvanizado conectada a una toma de tierra equipotencial.

En cuanto a lo establecido por el punto 1.2 de la misma instrucción, las conexiones del cableado serán realizadas mediante conectores MC4, que cuentan con un IP67, asegurando estanqueidad ante situaciones de lluvia o humedad.

El resto de los apartados no son computables al presente proyecto.

### **8.4.2 Locales mojados**

El emplazamiento de la instalación, la cubierta de una nave industrial se clasifica como emplazamiento mojado, por lo que se deben cumplir las indicaciones del apartado 2 de la ITC-BT-30. En concreto lo especificado en el apartado “Otros sistemas de instalación no detallados en el reglamento”.

Estas condiciones son las mismas que las indicadas en el apartado anterior. Se instalarán cables RVK 0,6/1kV de tensión asignada, fijados a la superficie mediante una bandeja rejilla de acero galvanizado conectada a una toma de tierra equipotencial, como se especificará más adelante.

En cuanto a lo establecido por el punto 1.2 de la misma instrucción, las conexiones del cableado serán realizadas mediante conectores MC4, que cuentan con IP67, asegurando estanqueidad ante situaciones de lluvia o humedad.

El resto de los apartados no son computables al presente proyecto.

### **8.4.3 Locales a temperatura muy elevada**

Por las condiciones del emplazamiento, la instalación solar fotovoltaica se debe considerar como emplazamiento expuesto a altas temperaturas. Por lo que se cumplirán las condiciones establecidas en el apartado 5 de la ITC-BT-30.

## I MEMORIA

El cable empleado es RV-K de tensión asignada 0,6/1kV, que aguanta hasta temperaturas de 90°C, siendo esta superior a lo indicado en la instrucción.

## 9 Energía generada

Para el cálculo de la energía generada por la instalación, se va a emplear la expresión especificada por el pliego de condiciones técnicas del IDAE. Para esta expresión se va a obtener la irradiación en la provincia de Guadalajara mediante el programa PVsyst. Además, se va a calcular la performance ratio de la instalación.

### 9.1 Irradiación

La irradiación solar sobre la superficie de la instalación es uno de los datos claves que necesitamos saber para conocer la energía generada por esta. La irradiación depende principalmente de la localización, latitud y longitud, y de la inclinación y el acimut.

En la siguiente figura muestra las condiciones de irradiación del municipio de Chiloeches. Esta tiene un valor medio de 4,52 kWh/(m<sup>2</sup>-día). La irradiación varía según el mes del año, con lo que hay que estudiar la generación por meses. En la Tabla 1 se resumen los valores de irradiación, en kWh/(m<sup>2</sup>-día), por meses, tanto para el plano horizontal como para la inclinación y orientación correspondiente a los módulos solares, acimut  $\alpha = -5^\circ$  e inclinación  $\beta = 8^\circ$ .



Ilustración 2: Irradiación en la zona de la instalación. Fuente "PVGIS".

Meses	Gdm (0°) (kWh/m <sup>2</sup> -dia)	Gdm (-5°,8°) (kWh/m <sup>2</sup> -dia)
Enero	2,06	2,51
Febrero	2,93	3,38
Marzo	4,38	4,85
Abril	5,44	5,72
Mayo	6,27	6,41
Junio	7,29	7,35
Julio	7,47	7,57
Agosto	6,6	6,87
Septiembre	4,92	5,33
Octubre	3,14	3,54
Noviembre	2,21	2,66
Diciembre	1,56	1,88
<b>Promedio</b>	<b>4,52</b>	<b>4,84</b>

Tabla 1: Datos de radiación en plano horizontal y de los módulos. Fuente "PVsyst".

En el Gráfico 6 se observa la tendencia a lo largo del año de los datos expuesto en la tabla anterior.

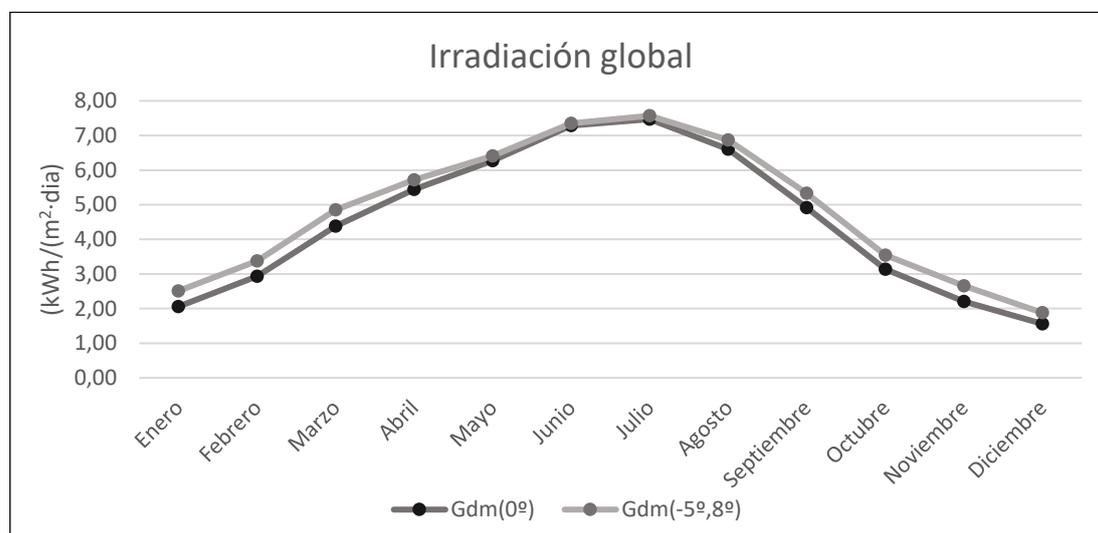


Gráfico 6: Irradiación global en el emplazamiento de la instalación

## 9.2 Performance ratio

El Performance Ratio es una estimación del rendimiento total de la instalación en condiciones reales. Para el cálculo de este valor se tienen en cuenta la orientación e inclinación de los módulos, la caída de tensión en los cables, la eficiencia de los inversores, la suciedad, etcétera.

En la siguiente tabla se resumen los valores de PR por apartado, el desglose de los cálculos está incluido en el “*ANNEXO I Dimensionado de la instalación fotovoltaica*”

PERFORMANCE RATIO							
Mes	L temp.	L Oel.	L suciedad	L inversor	L cableado	L otros	PR
Enero	91,63%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	80,08%
Febrero	92,17%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	80,55%
Marzo	92,92%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	81,21%
Abril	93,66%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	81,86%
Mayo	95,13%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	83,14%
Junio	96,72%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	84,53%
Julio	97,98%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	85,63%
Agosto	97,94%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	85,60%
Septiembre	96,51%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	84,35%
Octubre	94,65%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	82,72%
Noviembre	92,89%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	81,18%
Diciembre	92,02%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	80,42%
						<b>Promedio</b>	<b>82,61%</b>

Tabla 2: Valores de rendimiento y PR.

## 9.3 Obtención de la energía generada

La instalación consta de un total de 1.456 módulos que presentan, según el fabricante, una potencia pico de 405 Wp, por lo que la potencia total instalada es de 589,68 kWp.

A continuación, se va a resumir los valores de energía obtenidos con los datos expuestos en los apartados anteriores. Estos están divididos por meses, ya que como se ha visto tanto el PR como la irradiación depende del mes del año. Los cálculos justificativos están desglosados en el “*ANNEXO I Dimensionado de la instalación fotovoltaica*”.

Mes	Gdm (0º)	Gdm (-5º,8º)	PR	E. generada (kWh/día)	E. generada (kWh/mes)
Enero	2,06	2,51	0,80	1.185,31	36.744,55
Febrero	2,93	3,38	0,81	1.605,50	44.953,93
Marzo	4,38	4,85	0,81	2.322,71	72.003,87
Abril	5,44	5,72	0,82	2.761,17	82.835,11
Mayo	6,27	6,41	0,83	3.142,53	97.418,43
Junio	7,29	7,35	0,85	3.663,64	109.909,07
Julio	7,47	7,57	0,86	3.822,37	118.493,62
Agosto	6,6	6,87	0,86	3.467,61	107.495,87
Septiembre	4,92	5,33	0,84	2.651,17	79.535,07
Octubre	3,14	3,54	0,83	1.726,72	53.528,46
Noviembre	2,21	2,66	0,81	1.273,39	38.201,67
Diciembre	1,56	1,88	0,80	891,56	27.638,50
<b>Año Promedio</b>	<b>4,52</b>	<b>4,84</b>	<b>0,83</b>	<b>2.376,14</b>	<b>72.396,51</b>
				<b>Año Total</b>	<b>868.758,15</b>

Tabla 3: Energía generada por la instalación.

La energía total generada por la instalación es de 868.758,15 kWh al año. En el Gráfico 7 se puede ver una representación más visual de la distribución por meses de la energía generada. Observándose una mayor producción en los meses estivales.

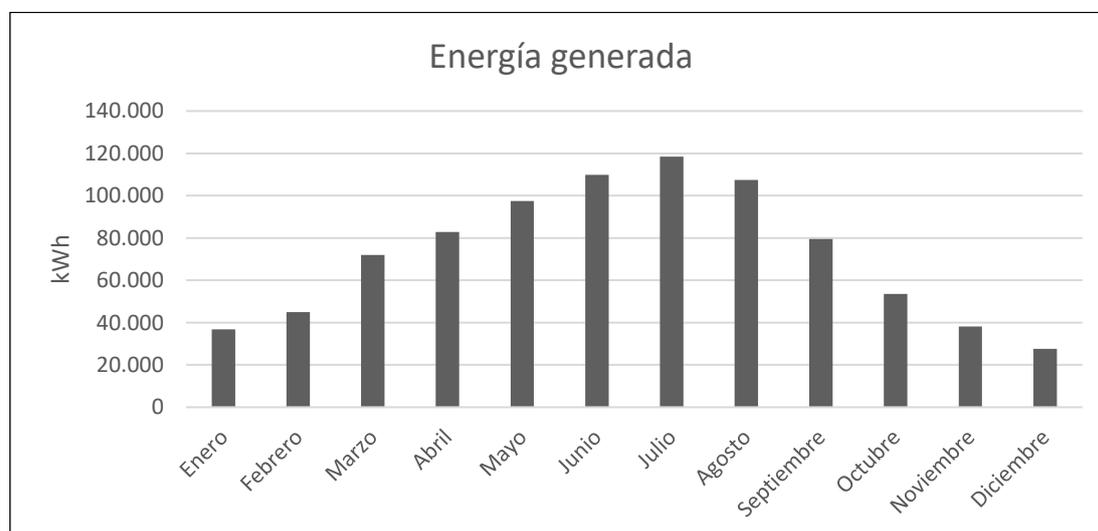


Gráfico 7: Distribución mensual de la energía generada por la instalación

## 10 Energía demanda por la industria

En el apartado de consumo de energía eléctrica se ha estudiado la demanda energética de la industria, en el año 2019. Los datos de consumo, por meses y periodos de la tarifa, se representan en la siguiente tabla y gráfica.

CONSUMO ELÉCTRICO (kWh)				
Mes	P1	P2	P3	Total
Enero	5.762,00	28.264,00	9.654,00	<b>43.680,00</b>
Febrero	6.522,00	26.228,00	12.860,00	<b>45.610,00</b>
Marzo	9.190,00	17.416,00	5.824,00	<b>32.430,00</b>
Abril	5.236,00	22.136,00	9.434,00	<b>36.806,00</b>
Mayo	17.430,00	34.812,00	12.964,00	<b>65.206,00</b>
Junio	15.908,00	37.194,00	12.034,00	<b>65.136,00</b>
Julio	15.718,00	34.028,00	10.806,00	<b>60.552,00</b>
Agosto	2.574,00	7.338,00	3.872,00	<b>13.784,00</b>
Septiembre	3.512,00	10.734,00	5.892,00	<b>20.138,00</b>
Octubre	4.864,00	18.674,00	9.660,00	<b>33.198,00</b>
Noviembre	11.326,00	31.478,00	17.784,00	<b>60.588,00</b>
Diciembre	8.694,00	28.426,00	16.756,00	<b>53.876,00</b>
<b>Total</b>	<b>106.736,00</b>	<b>296.728,00</b>	<b>127.540,00</b>	<b>531.004,00</b>

Tabla 4: Demanda de energía eléctrica por periodos.

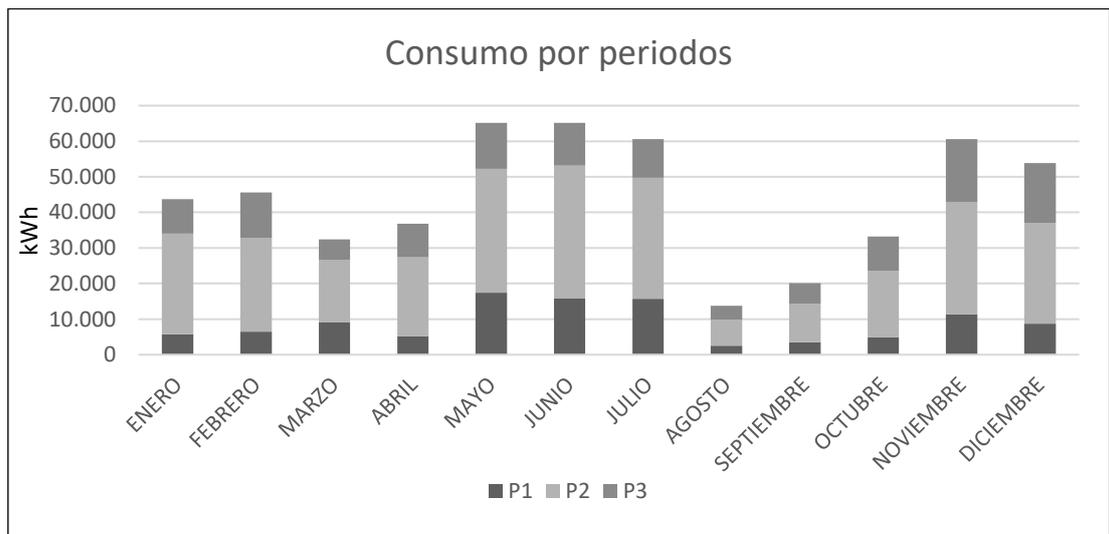


Gráfico 8: Distribución del consumo por periodos.

Estos datos son un resumen de las curvas de carga obtenidas de la empresa eléctrica que abastece de la industria.

## 11 Energía autoconsumida

La energía autoconsumida, es la energía producida por la instalación solar que la industria utiliza directamente para abastecerse. Toda la energía producida que no sea directamente consumida será vertida a la red. Mientras que si se necesita más energía

de la producida esta se importara de la red. Por esto, la instalación será una instalación de autoconsumo, conectada a red, con venta de excedentes.

Como el consumo de la industria analizada no es regular, ya que depende mucho de la hora y de si es día laboral o festivo, no tiene sentido calcular el autoconsumo por meses. Por esos se ha estimado la energía producida por horas. Para ello se han utilizado datos empíricos obtenidos en base a medias históricas de otras instalaciones, de forma que se ha podido aproximar la radiación solar por horas y meses.

De esta forma, se han obtenido los datos expuestos en la tabla siguiente. En ella se exponen los datos de consumo de la industria del 2019, la energía que se ha estimado producirá la instalación y tanto la energía autoconsumida como los excedentes. Los cálculos se han realizado con estimaciones diarias, pero se han simplificado a valores mensuales, para facilitar su comprensión.

Mes	Energía consumida (kWh)	Energía producida (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía excedentaria (kWh)	Ahorro energético (%)
Enero	43.680	36.745	21.920	14.825	50,18%
Febrero	45.610	44.954	22.455	22.499	49,23%
Marzo	32.430	72.004	16.946	55.058	52,25%
Abril	36.806	82.835	21.423	61.412	58,21%
Mayo	65.206	97.418	44.434	52.984	68,14%
Junio	65.136	109.909	45.810	64.099	70,33%
Julio	60.552	118.494	43.146	75.348	71,25%
Agosto	13.784	107.496	8.780	98.715	63,70%
Septiembre	20.138	79.535	11.219	68.316	55,71%
Octubre	33.198	53.528	16.786	36.742	50,56%
Noviembre	60.588	38.202	23.902	14.300	39,45%
Diciembre	53.876	27.639	19.733	7.905	36,63%
<b>Total</b>	<b>531.004</b>	<b>868.758</b>	<b>296.556</b>	<b>572.202</b>	<b>55,85%</b>

Tabla 5: Resumen del balance entre la energía consumida y la producida.

Se obtiene un valor de autoconsumo anual del 55,85%, aunque este varía mucho de un mes a otro. Cabe destacar la gran cantidad de excedentes en el mes de agosto, debido al poco consumo y el bajo porcentaje de autoconsumo de diciembre, ya que es un mes de poca producción para el consumo que tiene la industria.

En la gráfica siguiente se representan los datos de consumo, producción y autoconsumo.

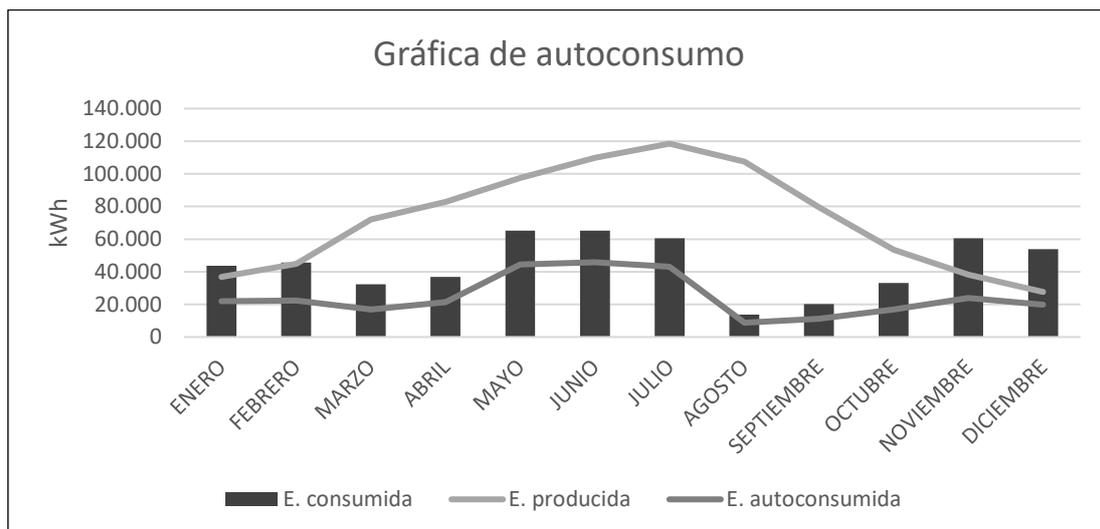


Gráfico 9: Relación entre el consumo, la producción y el autoconsumo

Finalmente, en la siguiente tabla se observan los valores de autoconsumo totales por periodos de peaje eléctrico.

Periodo	Autoconsumo (kWh)
P1	62.863,93
P2	227.341,52
P3	6.350,27
<b>Total</b>	<b>296.556</b>

Tabla 6: Autoconsumo de la industria por periodos tarifarios.

## 12 Descripción de los equipos de la instalación

La instalación constará de 1.456 generadores fotovoltaicos, situados sobre dos cubiertas de la nave, todos ellos con una inclinación de 8° y un azimut de -5°. Los módulos se van a dividir equitativamente entre ambas cubiertas.

Por otro lado, para la conversión de la corriente continua de los generadores a corriente alterna, se instalarán 5 inversores, a 3 de estos se les conectarán 280 módulos, mientras que a los otros 2 se le instalarán 308 módulos.

### 12.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos escogidos son de la marca Canadian Solar, el modelo CS3W-405W. Estos módulos policristalinos, proporcionan una buena eficiencia y relación calidad precio, como se puede comprobar en el Anexo I.

## 12.1.1 Características de los módulos

Se van a resumir los datos técnicos y físicos más relevantes, para el diseño de la instalación, de los módulos Canadian Solar modelo CS3W-405W.

Características técnicas de los módulos	
$P_{max}$ (Wp)	405
$V_{mp}$ (V)	38,9
$I_{mp}$ (A)	10,42
$V_{oc}$ (V)	47,4
$I_{sc}$ (A)	10,98
TONC (°C)	42
$P_{max,coef}$ (%/°C)	-0,37
$V_{oc,coef}$ (%/°C)	-0,29
$I_{sc,coef}$ (%/°C)	0,05
<b>Eficiencia del módulo</b>	<b>18,33%</b>

Tabla 7: Características técnicas de los módulos.

Características físicas del módulo	
<b>Peso (kg)</b>	24,9
<b>Largo (mm)</b>	2,108
<b>Ancho (mm)</b>	1,048
<b>Superficie (m<sup>2</sup>)</b>	2,209184
<b>Espesor (mm)</b>	40
<b>Tipo de célula</b>	144 [2x(12x6)]
<b>Caja de conexiones</b>	IP 68 rated

Tabla 8: Características físicas de los módulos.

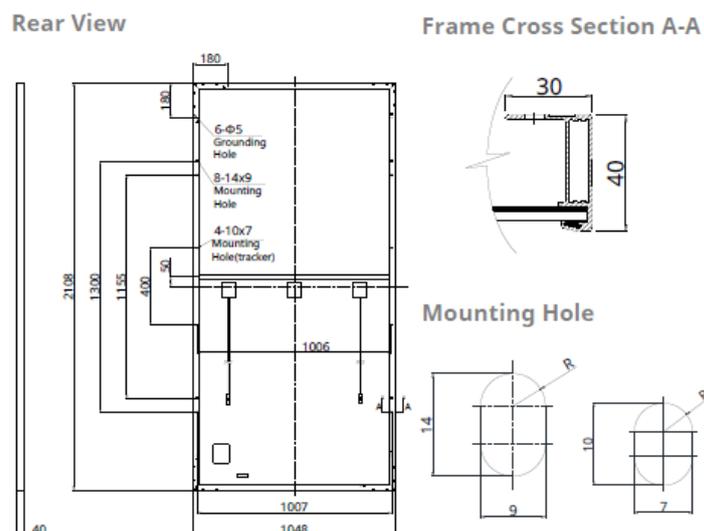


Ilustración 3: Dibujo técnico de los módulos

## 12.1.2 Certificado de los módulos

Los módulos de la marca CANADIAN SOLAR, modelo CS3W-405W, presentan una serie de certificaciones determinantes para su elección:

- Alta eficiencia: eficiencia del panel del 18,33 %.
- Más potencia por panel: lo que implica más potencia para el espacio limitado del que se dispone.
- Diseño fiable y robusto: Marco de aluminio resistente a la corrosión. Una resistencia cargas de viento de 3,6 kPa y de nieve de 5'4 kPa que asegura una vida mecánica estable de los módulos.
- El fabricante garantiza la potencia durante 25 años y el producto durante 12 años.
- La caja de conexión lleva incorporados los diodos de derivación, que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto.
- Cada panel lleva su caja de conexiones IP 68 y enchufes MC TYCO PV4.

## 12.2 Inversores

El inversor es un equipo electrónico cuya función es la de convertir la corriente continua en corriente alterna. El inversor se sincroniza con la red para que la onda de salida del inversor y la de la red tengan la misma forma, para ello, el inversor dispone de microprocesadores de control. También cuenta con un PLC de comunicaciones para la monitorización y el control de la instalación.

El lado de corriente continua (CC), está conectada a los generadores fotovoltaicos, mientras que el lado de corriente alterna (CA) conecta con un transformador, que adapta la tensión de salida del inversor a la de la red. Este transformador permite además el aislamiento galvánico entre la parte CC y la CA.

Los inversores seleccionados para este proyecto son del tipo rama (String Inverter), cada uno presenta una serie de MPPTs. Estos permiten encontrar el punto de máxima potencia en la curva voltaje/intensidad del inversor.

Al disponer de diferentes entradas MPPT se pueden conectar cadenas o strings de módulos de forma que sean independientes unos de otros, de esta forma se pueden

encontrar los puntos de máxima potencia, sin que las condiciones climatológicas que afectan a unos strings afecten a la producción de los demás.

### 12.2.1 características del inversor

En la siguiente tabla se resumen las características técnicas, de los inversores seleccionados, inversores de la marca HUAWEI modelo SUN2000-100KTL-M0, para el dimensionado de la instalación.

Especificaciones del inversor	
<b>P<sub>max</sub> (kWp)</b>	105
<b>Eficiencia maxima</b>	98,80%
<b>V<sub>mpp,max</sub> (V)</b>	1500
<b>V<sub>mpp,min</sub> (V)</b>	600
<b>V<sub>max</sub> (V)</b>	1500
<b>I<sub>max,MPPT</sub> (A)</b>	22
<b>Nº MPPTs</b>	6

Tabla 9: Características técnicas del inversor.

### 12.2.2 Distribución de los strings

Los módulos fotovoltaicos se van a instalar en agrupaciones de módulos en serie. Concretamente cada agrupación o strings se compondrá de 28 módulos en serie, el número máximo admitido por los inversores. Estas agrupaciones se conectan a los inversores en paralelo, a tres de los inversores se le conectaran 10 series, a los dos restantes se le conectaran 11 series, divididos entre los 6 MPPTs del inversor. Esta distribución queda justificada en el "ANNEXO I Dimensionado de la instalación fotovoltaica".

Como todos los módulos tiene la misma orientación y los objetos que pueden provocar sombra se han evitado, estos factores no son relevantes para determinar las conexiones. De forma que los strings se conectaran a los inversores más próximos, con el fin de ahorrar en cableado.

En el plano unifilar adjunto se muestra esta distribución con más detalle.

## 13 Cableado

El cableado a instalar debe cumplir las especificaciones determinadas por el emplazamiento, siguiendo el ITC-BT-30. Para ello se emplearán cables con recubrimiento de XLPE, que presenta mejores condiciones térmicas que el PVC, y conectores estancos tipo MC4.

Para determinar la sección del cableado, se tendrán en cuenta los criterios de máxima intensidad admisible y límite de caída de tensión que marca la legislación.

Se va a estudiar el cableado en 3 tramos diferentes, según las condiciones a las que estará sometido. Uno de estos tramos transportará corriente continua, el situado aguas arriba del inversor, mientras que los otros dos, situados aguas abajo del inversor, transportaran corriente alterna.

Para el tramo de corriente continua, el límite de caída de tensión lo marca la ITC-BT-40, mientras que el criterio de intensidad máxima se obtendrá teniendo en cuenta esa reglamentación y la normativa *UNE-EN-50618:2015*. Los cables de este primer tramo se instalarán sobre una bandeja rejilla, esta irá por la cubierta de la nave y entrará en esta para conectarse a los inversores. Este tramo está compuesto por 104 cables unipolares, dos por string uno para la corriente positiva y otro para la negativa.

Por otra parte, los tramos de corriente alternan se instalar también sobre una bandeja en el interior de la nave, el primer tramo aguas abajo del inversor irá de este hasta la caja de protecciones de alterna y está compuesto de 3 cables tetrapolares. El otro tramo conecta la caja de protecciones de alterna con la caja general de protecciones, constituido por un cable tetrapolar. Los tres tramos presentan una instalación del tipo F, Cables unipolares en contacto mutuo, Distancia a la pared no inferior a D.

Resumen de los tramos:

- **Tramo 1**, Tramo de la instalación en Corriente Continua, desde la salida de los módulos hasta la conexión con los inversores. Se instalará en una bandeja rejilla, tanto sobre la cubierta, como sobre la pared en el interior de la nave.
- **Tramo 2**, Tramo de corriente alterna, desde la salida de los inversores hasta el cuadro de protecciones de alterna donde se unirán las salidas de cada uno de ellos, el tramo se instalará también sobre bandeja rejilla.

- **Tramo 3**, Tramo de corriente alterna desde la salida del cuadro de protecciones hasta el cuadro general de protecciones, donde se junta con la entrada de la red en la nave.

### 13.1 Resumen del cableado

En la siguiente tabla se exponen las secciones a instalar por cada tramo. Los cálculos justificativos, de las secciones de cada tramo, se detalla en el “*ANNEXO I Dimensionado de la instalación fotovoltaica*”.

Tramo	Resumen de secciones
Tramo 1	2x6 mm <sup>2</sup> por string
Tramo 2	3x35 mm <sup>2</sup> + N de 1x35 mm <sup>2</sup> por inversor
Tramo 3	3x3x185 mm <sup>2</sup> + 3 x N de 95 mm <sup>2</sup>

Tabla 10: Secciones del cableado seleccionadas por tramos.

## 14 Protecciones y puesta a tierra

Siguiendo la normativa vigente, se deben instalar diferentes protecciones con el fin de reducir los daños que se puedan producir, tanto por defectos internos como externos. Estas protecciones deben proteger la instalación en el caso de sobrecargas y de los contactos directos e indirectos.

En el presente apartado, se van a indicar las protecciones necesarias tanto para la parte de la instalación de corriente continua, como para la parte de corriente alterna.

### 14.1 Aparatación corriente continua

Las protecciones en corriente continua constarán en una serie de fusibles conectados a cada uno de los strings de la instalación, conectados antes de las entradas de los inversores. Esto protege el tramo 1 de la instalación.

### 14.2 Aparatación corriente alterna

Los tramos 2 y 3 de la instalación, los correspondientes a la parte de corriente alterna, se protegerán mediante magnetotérmicos y diferenciales.

El cableado del tramo 2 estará ubicado en la caja de protecciones y dispondrá de un magnetotérmico y un diferencial por cada cable saliente de cada inversor. Mientras

## I MEMORIA

que las protecciones del tramo 3 están ubicadas en la caga general de protecciones antes de la conexión con la industria.

Los magnetotérmicos deben cumplir unas características tales que protejan el cableado en caso de un aumento de la corriente por encima de la admisible por los cables. Mientras que los diferenciales deben proteger contra contactos indirectos en caso de que se produzca una derivación en la instalación, estos deben tener una sensibilidad de 300 mA.

### 14.3 Resumen de las protecciones

En este apartado, se van a resumir las características de las protecciones elegidas por cada tramo de instalación:

Tramo	Tramo 1	Tramo 3		Tramo 4	
Tipo de protección	Fusible y portafusible	Magnetotérmico de 4 polos	Relé diferencial	Magnetotérmico de 4 polos	Relé diferencial
Intensidad de uso	11,15 A	80,2 A		283,71 A	
Intensidad admisible por el cable	57 A	115,5 A		371,2 A	
Voltaje de trabajo	1.373 V	400 V (trifásica)	380/415 V	400 V (trifásica)	380/415 V
Intensidad nominal seleccionada para el equipo de protección	16 A	100 A	300 mA Intensidad de sensibilidad	300 A	300 mA Intensidad de sensibilidad

Tabla 11: Características de las protecciones de los diferentes tramos.

### 14.4 Puesta a tierra

Según lo indicado en el REBT en el apartado 8 del ITC-BT-40, las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la *MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación*.

Como la instalación de generación fotovoltaica es de la tipología de instalación de autoconsumo, dicha instalación estará conectada a la red interior del cliente, por tanto, la instalación del cliente siempre estará conectada a la red pública de distribución. Por

eso, las masas de la instalación irán conectadas a la puesta a tierra de la instalación del cliente, que es independiente al neutro de la red de distribución.

Todas las masas metálicas deben ir conectadas a la puesta a tierra. Estas masas son los módulos fotovoltaicos, los inversores y las bandejas sobre las que se sitúa el cableado de la instalación.

## 15 Estructura de fijación

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre la cubierta mediante una estructura de aluminio bruto. Esta estructura debe ser coplanar a la cubierta, manteniendo orientación sureste y la inclinación de 8° de la cubierta.

La estructura de aluminio debe ser capaz de resistir la carga producida por los módulos. También debe permitir la dilatación por las condiciones de temperatura, de forma que no se produzcan tensiones en la estructura.

La estructura debe garantizar un buen aislamiento eléctrico, para evitar la formación de pares galvánicos entre esta y el marco del panel fotovoltaico.

Seguidamente, presentamos la justificación de la resistencia estructural de las naves, para ello se va a calcular el peso por unidad de superficie que recaerá sobre las cubiertas.

Primero se calcula el peso de todos los componentes. El peso unitario de cada componente es:

- Módulo CANADIAN SOLAR HIKU CS3W-405: 24,9 kg
- Aluminio: 0,625 kg/mL
- Tornillería: 0,013 kg
- Cableado: 0,190 kg

Las unidades y el peso total de los componentes son:

<b>Pesos</b>	<b>Uds</b>	<b>Subtotal peso</b>
Placas fotovoltaicas	1.456	36.254,4 kg
Soportes y piezas:		
Sujección piezas módulo	3.640	2.275 kg
Tornillería	7.280	94,64 kg
Cableado (m. de cable)	13.112	2.491,37 kg
<b>TOTAL</b>		<b>41.115,42 kg</b>

Tabla 12: Peso total de la estructura y sus componentes.

## I MEMORIA

La superficie ocupada por los módulos será de aproximadamente 3.217 m<sup>2</sup>.

Por lo que el peso por unidad de superficie de la estructura será de **12,78 kg/m<sup>2</sup>**. Este valore es muy inferior a los 100 kg/m<sup>2</sup>, el máximo permitido según el CTE para cubiertas accesibles para conservación con inclinación inferior a 20° (SE-AE 5, Tabla 3.1). De forma que queda justificado que la estructura de la nave no se verá alterada por la instalación.

### **16 Monitorización de los inversores**

Los inversores que se van a instalar, de la marca HUAWEI, presentan una serie de componentes que permiten la monitorización de su funcionamiento, con el fin de comprobar que este no presente ningún fallo y el rendimiento que se está obteniendo del mismo.

Los inversores tienen un LCD en el que es posible visualizar mediciones e información acerca del estado del inversor. Además, presenta un sistema de conexión wifi y de ethernet, de forma que se puede conectar a internet y así acceder a los datos de los inversores mediante la plataforma web que la marca pone a disposición de los clientes.

Además de monitorizar el estado de los inversores, también es interesante saber los consumos reales de la industria, de esta forma se puede evaluar la eficiencia del sistema y los patrones de consumo, para intentar optimizar el autoconsumo. Para conocer estos consumos se instalará un analizador de redes, un dispositivo que permite medir los consumos energéticos existentes, y los trasmite al sistema de control de forma directa.

### **17 Instalación térmica solar**

Se pretende estudiar la posibilidad de reducir el consumo térmico de los secaderos utilizando un sistema de aprovechamiento de energía solar. De esta forma, se tiene la intención reducir el combustible consumido por la industria y producir esta energía utilizando una fuente de energía renovable.

El sistema que se va a estudiar es de la marca SolarWall, una empresa especializada en la instalación de sistemas con los que se calienta y seca el aire externo utilizando la radiación solar incidente en las paredes o cubierta de los edificios donde se instala.

El sistema que presenta mayor salto de temperatura y producción térmica es el de dos fases. Este consta de dos partes, una primera parte de chapa metálica microperforada y otra parte constituida por un material plástico transparente, con otra chapa metálica colocada bajo esta.

El aire exterior es forzado a entrar por las perforaciones de la chapa, este absorbe el calor incidente en la chapa metálica enfriándola, a continuación, el aire calentado es conducido a través de la otra chapa perforada, que se encuentra debajo de policarbonato transparente y que, por tanto, recibe la radiación solar, de forma que vuelve a calentarse, debido al mismo efecto que en la primera fase.

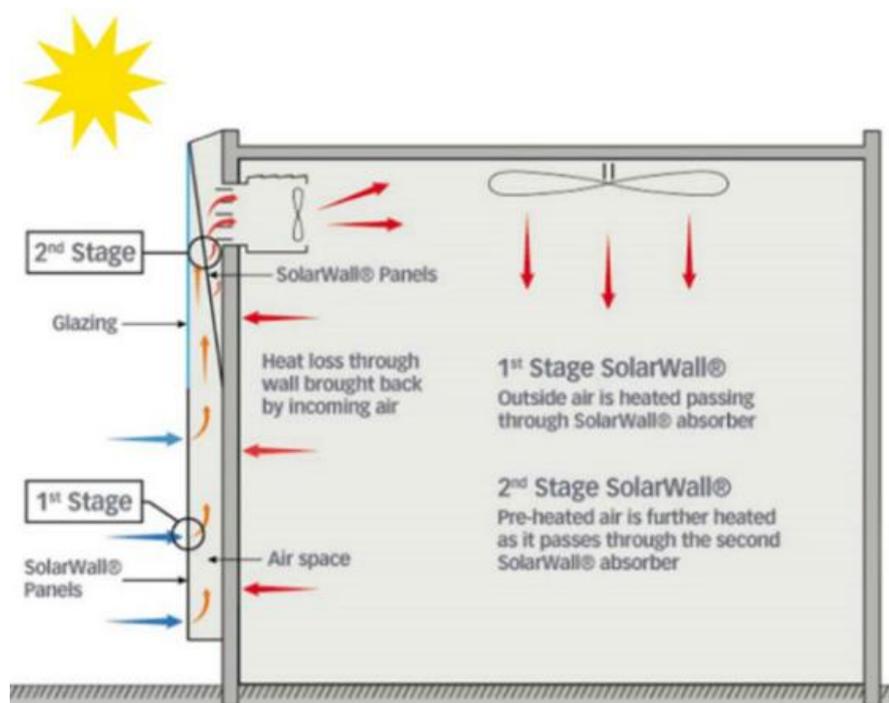


Ilustración 4: Esquema de funcionamiento SolarWall

Este aire calentado y seco se introduce en los secaderos. Antes de introducir el aire en los secaderos, se eleva más la temperatura del aire hasta alcanzar la de funcionamiento por lo que será necesario consumir algún tipo de combustible para calentar el aire obtenido del sistema de calentamiento solar.

## 17.1 Energía térmica producida

La energía generada, según indica el fabricante se encuentra entre 2 y 5 GJ/m<sup>2</sup>, es decir entre 556 y 1.389 kWh/m<sup>2</sup>, por lo que se ha tomado un valor intermedio de 4 GJ/m<sup>2</sup> (1.111 kWh/m<sup>2</sup>).

## I MEMORIA

La cubierta disponible para la instalación, que es la misma que la de la instalación fotovoltaica estudiada antes, tiene una superficie de 4.550 m<sup>2</sup> de forma que la instalación producirá una energía total de 5.055.556 kWh.

En el siguiente grafica se observa la comparativa entre la energía producida y la consumida por la industria.

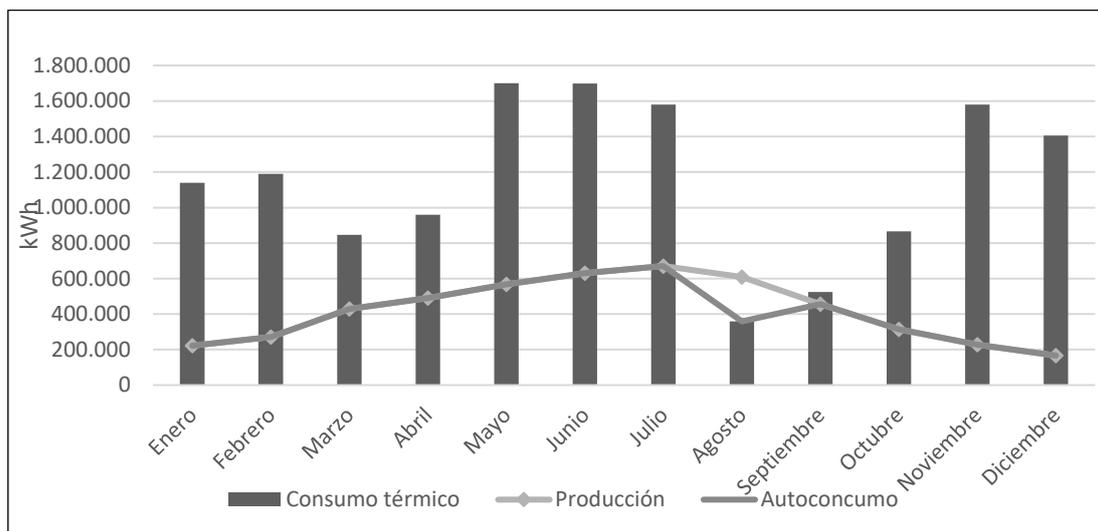


Gráfico 10: Consumo, producción y autoconsumo de energía térmica

En la gráfica se observa que la mayoría de los meses, a excepción de agosto, continúa siendo necesario aportar más energía a parte de la autoproducida. Se estima que la energía anual que hay que aportar a los secaderos es de 9.044.286 kWh. Mientras que la energía autoconsumida, se estima que es de 4.806.449 kWh.

## 17.2 Instalación fotovoltaica y térmica

La instalación del sistema de aprovechamiento térmico solar, en la misma cubierta destinada a la instalación fotovoltaico, supone reducir el espacio disponible para los paneles fotovoltaicos, ya que la mitad de la cubierta estará constituida por policarbonato sobre el que no se pueden instalar paneles.

En la superficie de cubierta que queda disponible, la que está formada por chapa metálica y no por plástico, se pueden instalar un máximo de 600 paneles, un total de 243 kWp. Suponiendo los mismos valores de Performance Ratio y utilizando los cálculos del Anexo I, se pueden calcular la energía generada por esta instalación fotovoltaica.

Mes	Gdm (0°)	Gdm (-5°,8°)	PR	E. Generada (kWh/día)	E.generada (kWh/mes)
Enero	2,06	2,51	0,80	488,45	15.141,98
Febrero	2,93	3,38	0,81	661,61	18.524,97
Marzo	4,38	4,85	0,81	957,16	29.671,92
Abril	5,44	5,72	0,82	1.137,84	34.135,35
Mayo	6,27	6,41	0,83	1.295,00	40.144,96
Junio	7,29	7,35	0,85	1.509,74	45.292,20
Julio	7,47	7,57	0,86	1.575,15	48.829,79
Agosto	6,6	6,87	0,86	1.428,96	44.297,75
Septiembre	4,92	5,33	0,84	1.092,51	32.775,44
Octubre	3,14	3,54	0,83	711,56	22.058,43
Noviembre	2,21	2,66	0,81	524,75	15.742,45
Diciembre	1,56	1,88	0,80	367,40	11.389,49
<b>Año Promedio</b>	<b>4,52</b>	<b>4,84</b>	<b>0,83</b>	<b>979,18</b>	<b>29.833,73</b>
				<b>Año Total</b>	<b>358.004,73</b>

Tabla 13: Energía eléctrica generada por la instalación FV alternativa.

## 17.2.1 Energía autoconsumida

La energía autoconsumida por la industria, con la instalación solar fotovoltaica de 600 módulos, se muestra en la siguiente gráfica.

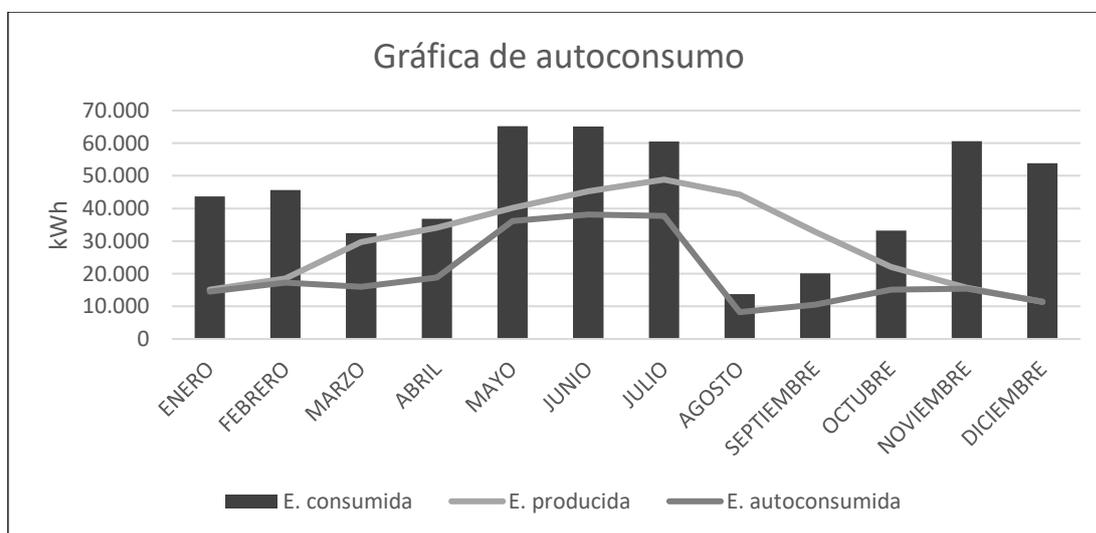


Gráfico 11: Relación entre el consumo, la producción y el autoconsumo

## 18 Estudio de viabilidad

Se debe estudiar la viabilidad, tanto técnica como económica, para que la empresa pueda valorar la realización de este.

## I MEMORIA

Durante los apartados anteriores de este documento y en los documentos adjuntos, queda justificada la viabilidad técnica del proyecto de realizar una instalación fotovoltaica en la cubierta de la nave.

Para justificar la viabilidad económica, se van a calcular los valores de VAN, TIR y el plazo de recuperación.

- El VAN, valor actual neto, es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos del proyecto para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.
- El TIR, Tasa interna de retorno, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.
- Plazo de recuperación o payback, se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión.

Para conocer el ahorro eléctrico, derivado de la producción de las placas fotovoltaicas, a lo largo de la vida útil de la instalación, se va a considerar:

- El desgaste de los paneles, que reducirán la producción de estos en un porcentaje cada año. Se va a considerar un desgaste anual de un 0,7 %.
- La subida del IPC, o Índice de precios al consumidor, de la electricidad. El cual se va a establecer en un 1,7 %

### 18.1 Resumen del presupuesto

En la siguiente tabla se resume el presupuesto de la instalación por capítulos. En la sección Presupuesto se desglosan los apartados de cada capítulo

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE (€)
CA01	MATERIALES	308.928,72
CA02	MONTAJE Y MANO DE OBRA	4.687,45
CA03	MAQUINARIA	1.586,00
CA04	INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA	2.000,00
<b>TOTAL (€)</b>		<b>317.202,17</b>
<b>IVA (21%)</b>		<b>66.612,46</b>
<b>TOTAL + IVA</b>		<b>383.814,63</b>

Tabla 14: Resumen del presupuesto de la instalación

## 18.2 Beneficio generado por la instalación

Considerando la producción de la instalación y el precio indexado de la electricidad en cada periodo tarifario, se puede calcular el ahorro que proporciona la instalación fotovoltaica al reducir el consumo.

Periodo	Autoconsumo (kWh)	Precio por periodo (€/kWh)	Total ahorro (€)
P1	62.863,93	0,0911	5.728,41
P2	227.341,52	0,0795	18.068,19
P3	6.350,27	0,0607	385,28
<b>TOTAL AHORRO AUTOCONSUMO</b>			<b>24.181,89</b>

Tabla 15: Ahorro durante el primer año de la instalación.

La instalación, también generará beneficios por la venta de excedentes, el precio de estos excedentes es de 0,05 €/kWh.

Total excedentes (kWh)	Precio excedentes (€/kWh)	Total venta de excedentes (€)
572.202,43	0,05	28.610,12

Tabla 16: Beneficios generados por la venta de excedentes.

<b>Total beneficio (€)</b>	<b>52.792,01</b>
----------------------------	------------------

Tabla 17: Beneficios generados por la instalación

Utilizando los datos de desgaste de los módulos y el aumento del IPC de la electricidad, se van a estimar los beneficios generados por la instalación durante 25 años, los años de garantía de producción que da la empresa de los módulos fotovoltaicos.

Año	Flujo de caja actualizado (€)	Acumulado (€)	Año	Flujo de caja actualizado (€)	Acumulado (€)
0		-370.740,96	13	59.487,36	358.281,26
1	52.792,01	-317.948,95	14	60.082,23	418.363,50
2	53.319,93	-264.629,01	15	60.683,06	479.046,55
3	53.853,13	-210.775,88	16	61.289,89	540.336,44
4	54.391,66	-156.384,22	17	61.902,79	602.239,23
5	54.935,58	-101.448,64	18	62.521,81	664.761,04
6	55.484,94	-45.963,70	19	63.147,03	727.908,07
7	56.039,79	10.076,08	20	63.778,50	791.686,58
8	56.600,18	66.676,27	21	64.416,29	856.102,87
9	57.166,18	123.842,45	22	65.060,45	921.163,32
10	57.737,85	181.580,30	23	65.711,06	986.874,37
11	58.315,23	239.895,52	24	66.368,17	1.053.242,54
12	58.898,38	298.793,90	25	67.031,85	1.120.274,39

Tabla 18: Flujo de caja y ahorro acumulado durante los 25 años de garantía.

### 18.3 Cálculo de la rentabilidad

Con los datos obtenidos en la tabla anterior, se calculan los valores de VAN, TIR y Payback para estudiar la rentabilidad de la instalación.

<b>VAN</b>	44.363,04 €
<b>TIR</b>	12,8%
<b>Payback</b>	7,18

Tabla 19: Valores de rentabilidad de la instalación

Observamos que tanto el VAN como el TIR son positivos, lo que implica que la instalación conllevará un beneficio a la larga para la empresa. El periodo de retorno es de 7 años y 65,63 días, un tiempo más bajo que la garantía de los productos que da el fabricante, por lo que puede ser interesante para la empresa promotora. Con esto queda justificada la viabilidad económica de la instalación

### 18.4 Estudio de la viabilidad del sistema térmico solar

Igual que se ha hecho con la instalación únicamente fotovoltaica, se va a estudiar la viabilidad económica de la instalación del sistema fotovoltaico y sistema solar térmico. Para ello se sigue el mismo procedimiento que para la instalación fotovoltaica, se va a obtener el VAN, TIR y el Payback asumiendo un desgaste de los módulos de 0,7 % y un IPC eléctrico del 1,7%. En la siguiente tabla se resume el presupuesto de esta instalación, en el apartado del Presupuesto, se desglosan los capítulos con más detalle.

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE (€)
CA01	MATERIALES	450.614,15
CA02	MONTAJE Y MANO DE OBRA	9.733,72
CA03	MAQUINARIA	7.080,00
CA04	INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA	3.900,00
<b>TOTAL (€)</b>		<b>471.327,87</b>
<b>IVA (21%)</b>		<b>98.978,85</b>
<b>TOTAL + IVA</b>		<b>570.306,73</b>

Tabla 20: Resumen del presupuesto de la instalación solar y térmica

Con los datos de energía eléctrica autoconsumida y de energía térmica obtenidos en el apartado 17 y conociendo el precio por kWh tanto de los diferentes periodos como del gas natural, que normalmente se emplea para producir el calor necesario para el secado, podemos obtener el ahorro económico derivado de la instalación.

Periodo	Autoconsumo eléctrico (kWh)	Precio indexado (€/kWh)	Total ahorro (€)
P1	59.997,90	0,091	5.467,25
P2	176.144,61	0,079	13.999,27
P3	3.059,78	0,061	185,64
<b>TOTAL AUTOCONSUMO</b>			<b>19.652,16</b>

Autoconsumo Térmico (kWh)	Precio del gas natural (€/kWh)	Total ahorrado (€)
4.806.449	0,057 €	273.967,60

Tabla 21: Ahorro y beneficio eléctrico producida por la instalación

Total excedentes (KWh)	Precio excedentes (€/kWh)	Total venta (€)
118.802,45	0,05	5.940,12

Tabla 22: Ahorro de gas por la instalación

<b>Total beneficio (€)</b>	<b>299.559,89</b>
----------------------------	-------------------

Tabla 23: Ahorro de gas por la instalación

Se calcula la rentabilidad de la instalación a 25 años para que sea comparable con la instalación únicamente de las placas fotovoltaicas. Tomando los datos de beneficio, IPC y desgaste antes indicados.

Año	Flujo de caja actualizado	Acumulado	Año	Flujo de caja actualizado	Acumulado
0		-471.327,87	13	337.551,58	3.665.392,87
1	299.559,89	-171.767,99	14	340.927,09	4.006.319,97
2	302.555,49	130.787,50	15	344.336,37	4.350.656,33
3	305.581,04	436.368,54	16	347.779,73	4.698.436,06
4	308.636,85	745.005,39	17	351.257,53	5.049.693,59
5	311.723,22	1.056.728,61	18	354.770,10	5.404.463,69
6	314.840,45	1.371.569,06	19	358.317,80	5.762.781,49
7	317.988,86	1.689.557,92	20	361.900,98	6.124.682,47
8	321.168,74	2.010.726,66	21	365.519,99	6.490.202,46
9	324.380,43	2.335.107,09	22	369.175,19	6.859.377,65
10	327.624,24	2.662.731,33	23	372.866,94	7.232.244,59
11	330.900,48	2.993.631,81	24	376.595,61	7.608.840,21
12	334.209,48	3.327.841,29	25	380.361,57	7.989.201,77

Tabla 24: Flujo de caja y ahorro acumulado durante

Con los datos obtenidos en la tabla anterior, se calculan los valores de VAR, TIR y Payback para estudiar la rentabilidad de la instalación.

<b>VAN</b>	251.731,00 €
<b>TIR</b>	64,6%
<b>Payback</b>	2,43

*Tabla 25: Valores de rentabilidad de la instalación térmica y fotovoltaica*

Con esto se justifica la viabilidad económica al darse un TIR y VAN positivo que indica que la instalación generara un beneficio a la larga, siendo estos valores altos y más elevados que la instalación únicamente fotovoltaica. Además, se obtiene un periodo de retorno bajo de tan solo 2 años y 157,78 días.

## 19 Conclusiones

Observando todos los datos obtenidos, podemos concluir que ambas instalaciones proporcionan una gran rentabilidad a la empresa y que ambas son propuestas de inversión con un periodo de retorno bajo.

No obstante, la instalación de calentamiento de aire mediante aprovechamiento solar térmico, conlleva una reestructuración del sistema de secaderos, lo que puede suponer un mayor sobre coste del aquí estimado. Además, aunque el retorno de esa instalación es mayor que el de la instalación fotovoltaica, la inversión inicial es mayor y el tiempo de instalación también.

Por todo esto, se concluye que la instalación de un sistema de aprovechamiento solar para la producción de electricidad mediante módulos fotovoltaicos, resulta la más interesante, ya que tiene un periodo de retorno bajo, un precio más económico que la otra propuesta y su instalación es más rápida.

**ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA**



## ÍNDICE DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1	Objeto .....	5
2	Dimensionado del generador fotovoltaico.....	5
2.1	Numero de módulos fotovoltaicos .....	5
3	Calculo eléctrico del cableado.....	11
3.1	Tramo 1, Cableado de corriente continua, de los módulos FV al inversor .....	12
3.2	Tramo 2, Cableado corriente alterna del inversor al cuadro de AC.....	13
3.3	Tramo 3, Cableado corriente alterna del cuadro de AC al cuadro general de protecciones de baja tensión .....	15
3.4	Resumen tramos de cableado.....	16
4	Dimensionado de protecciones .....	16
4.1	Corriente continua.....	16
4.2	Corriente Alterna .....	17
5	Rendimiento de la instalación.....	18
5.1	Pérdidas por la orientación e inclinación .....	18
5.2	Pérdidas por las sombras.....	19
5.3	Pérdidas por la temperatura de los módulos .....	19
5.4	Eficiencia del inversor .....	20
5.5	Perdidas en el cableado.....	20
5.6	Pérdidas por suciedad y dispersión.....	20
5.7	Otras pérdidas.....	21
5.8	Rendimiento total .....	21
6	Energía generada por la instalación .....	21
7	Estudio de equipos alternativos.....	22
7.1	Comparativa de módulos fotovoltaicos .....	22
7.2	Comparativa de inversores.....	23



## 1 Objeto

En el presente anexo se van a llevar a cabo los cálculos necesarios para justificar las dimensiones de la instalación fotovoltaica. Esto implica valorar el número y modelo de generadores a instalar, el número y modelo de inversores y la distribución de los módulos en strings. También se justificará el dimensionado y tipo de cableado y protecciones escogido.

## 2 Dimensionado del generador fotovoltaico

El número de módulos máximo a instalar viene determinado por la superficie utilizable. Las dos cubiertas disponibles para la instalación tienen una superficie total de 4.550 m<sup>2</sup>, una inclinación de 8° y ambas están orientadas en la misma dirección, con un azimut de 5° hacia el este.

Se va a dejar aproximadamente una sexta parte libre para emplearla como pasillos de mantenimiento y zona de pasos del cableado, además de unas zonas de seguridad para evitar que caigan sombras sobre los módulos de la cubierta norte, ya que la cubierta sur y una chimenea situada entre ambas, generan sombras sobre la cubierta norte. Además, existe una parte de una de las cubiertas sobre la que no se puede instalar placas, debido a la geometría de esta. Esto supone que se dispone de aproximadamente 2950 m<sup>2</sup> para instalar los generadores fotovoltaicos. Por lo que es posible instalar, mediante una estructura coplanar a las cubiertas, un total de 1.456 módulos de 2,2 m<sup>2</sup>. La potencia pico de estos módulos es de 405 Wp. Por lo que la potencia instalable máxima es de 589.68 kWp.

Con estos datos se va a obtener la distribución de los módulos y el número de inversores a instalar.

### 2.1 Numero de módulos fotovoltaicos

Se va a emplear un único modelo de módulos i de inversores por lo que las características técnicas de estos son comunes. Las especificaciones técnicas de los módulos quedan resumidas en las siguientes tablas:

## ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

<b>Características técnicas de los módulos</b>	
<b>P<sub>max</sub> (Wp)</b>	405
<b>V<sub>mp</sub> (V)</b>	38,9
<b>I<sub>mp</sub> (A)</b>	10,42
<b>V<sub>oc</sub> (V)</b>	47,4
<b>I<sub>sc</sub> (A)</b>	10,98
<b>TONC (°C)</b>	42
<b>P<sub>max,coef</sub> (%/°C)</b>	-0,37
<b>V<sub>oc,coef</sub> (%/°C)</b>	-0,29
<b>I<sub>sc,coef</sub> (%/°C)</b>	-0,05
<b>Eficiencia del módulo</b>	18,33%

Tabla 1: Características técnicas de los módulos

<b>Características físicas del módulo</b>	
<b>Peso(kg)</b>	24,9
<b>Largo(mm)</b>	2,108
<b>Ancho(mm)</b>	1,048
<b>Superficie(m<sup>2</sup>)</b>	2,209
<b>Espesor (mm)</b>	40
<b>Tipo de célula</b>	144[2x(12x6)]
<b>Caja de conexiones</b>	IP 68 rated

Tabla 2: Características físicas de los módulos

Mientras que las especificaciones técnicas de los inversores son:

<b>Especificaciones del inversor</b>	
<b>P<sub>max</sub> (kWp)</b>	105
<b>Eficencia maxima</b>	98,80%
<b>V<sub>mpp,max</sub> (V)</b>	1500
<b>V<sub>mpp,min</sub> (V)</b>	600
<b>V<sub>max</sub> (V)</b>	1500
<b>I<sub>max,MPPT</sub> (A)</b>	22
<b>Nº MPPTs</b>	6

Tabla 3: Características técnicas del inversor

Para conocer la cantidad de módulos e inversores y la distribución de módulos en serie y paralelo, es necesario conocer las especificaciones técnicas de los módulos en las temperaturas de trabajo. Para ello, se van a tomar las temperaturas máximas y mínimas del emplazamiento en el que se va a realizar la instalación y los valores de radiación.

A continuación, se muestran los valores de temperatura e irradiación de Guadalajara en los momentos más extremos del año, verano e invierno:

Datos de temperatura e irradiación en Guadalajara	
$T_{amb,max}$ (°C)	28,7
$T_{amb,min}$ (°C)	-3,5
$T_{amb}$ (°C)	20
$I_{r,max}$ (W/m <sup>2</sup> )	981,4
$I_{r,min}$ (W/m <sup>2</sup> )	606,5

Tabla 4: Datos de temperatura e irradiación

En primer lugar, se van a calcular la temperatura más elevada y la más baja que alcanzara el módulo en las condiciones dadas.

$$T_{pnael,max} = T_{amb,max} + I_{r,max} \cdot \frac{TONC - T_{amb}}{800} \text{ (}^{\circ}\text{C)}$$

$$T_{pnael,max} = 28,7 + 981,4 \cdot \frac{42 - 20}{800} = \mathbf{55,69 \text{ (}^{\circ}\text{C)}}$$

$$T_{pnael,min} = T_{amb,min} + I_{r,min} \cdot \frac{TONC - T_{amb}}{800} \text{ (}^{\circ}\text{C)}$$

$$T_{pnael,min} = (-3,5) + 606,5 \cdot \frac{42 - 20}{800} = \mathbf{13,18 \text{ (}^{\circ}\text{C)}}$$

Estas temperaturas máximas y mínimas de los paneles afectan a la potencia, a la intensidad y a la tensión de salida de los módulos. A continuación, se van a calcular estos datos de salida para las condiciones de funcionamiento de máxima y mínima temperatura.

La potencia máxima y mínima según las temperaturas de funcionamiento es la siguiente:

$$P_{mp,max} = P_{max} \cdot \left( 1 - \frac{P_{maxcoef}}{100} \cdot (T_{panel,max} - 25) \right) \text{ (W)}$$

$$P_{mp,max} = 405 \cdot \left( 1 - \frac{(-0,37)}{100} \cdot (55,69 - 25) \right) = \mathbf{450,99 \text{ (W)}}$$

$$P_{mp,min} = P_{max} \cdot \left( 1 - \frac{P_{maxcoef}}{100} \cdot (T_{panel,min} - 25) \right) \text{ (W)}$$

## ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

$$P_{mp,min} = 405 \cdot \left( 1 - \frac{(-0,37)}{100} \cdot (13,18 - 25) \right) = \mathbf{387,28 (W)}$$

La intensidad obtenida, a la salida de los paneles para los paneles, para las condiciones de temperaturas extremas estudiadas son:

$$I_{SC,T_{max}} = I_{SC} + \left( \frac{I_{SC\ coef}}{100} \cdot I_{SC} \cdot (T_{panel,max} - 25) \right) (A)$$

$$I_{SC,T_{max}} = 10,98 + \left( \frac{0,05}{100} \cdot 10,98 \cdot (55,69 - 25) \right) = \mathbf{11,15 (A)}$$

$$I_{SC,T_{min}} = I_{SC} + \left( \frac{I_{SC\ coef}}{100} \cdot I_{SC} \cdot (T_{panel,min} - 25) \right) (A)$$

$$I_{SC,T_{min}} = 10,98 + \left( \frac{0,05}{100} \cdot 10,98 \cdot (13,18 - 25) \right) = \mathbf{10,92 (A)}$$

Por último, la tensión máxima y mínima de salida de los módulos en las condiciones de temperatura dadas son:

$$V_{OC,T_{max}} = V_{OC} + \left( \frac{V_{OC\ coef}}{100} \cdot V_{OC} \cdot (T_{panel,max} - 25) \right) (V)$$

$$V_{OC,T_{max}} = 47,4 + \left( \frac{(-0,29)}{100} \cdot 47,4 \cdot (55,69 - 25) \right) = \mathbf{43,18 (V)}$$

$$V_{OC,T_{min}} = V_{OC} + \left( \frac{V_{OC\ coef}}{100} \cdot V_{OC} \cdot (T_{panel,min} - 25) \right) (V)$$

$$V_{OC,T_{min}} = 47,4 + \left( \frac{(-0,29)}{100} \cdot 47,4 \cdot (13,18 - 25) \right) = \mathbf{49,03 (V)}$$

Los datos obtenidos se resumen en las siguientes tablas:

<b>Temperaturas en el módulo FV</b>	
<b>T<sub>panel,max</sub> (°C)</b>	55,69
<b>T<sub>panel,min</sub> (°C)</b>	13,18

Tabla 5: Resumen temperaturas de funcionamiento del módulo FV

Efecto $\Delta T$ en el módulo FV	
$P_{mp,max}$ (W)	450,99
$P_{mp,min}$ (W)	387,28
$V_{oc}(T_{max})$ (V)	43,18
$V_{oc}(T_{min})$ (V)	49,03
$I_{sc}(T_{max})$ (A)	11,15
$I_{sc}(T_{min})$ (A)	10,92

Tabla 6: Resumen del efecto de la temperatura en el módulo

El número máximo de módulos admisible por cada inversor es la relación entre la potencia nominal del inversor y la potencia máxima del panel:

$$N_{panel,inversor}^o = N_{panel,p} \cdot N_{panel,s} \geq \frac{P_{nom,inv}}{P_{max,panel}} = \frac{105\,000}{405} \approx 260 \text{ paneles por inversor}$$

La cantidad de módulos en serie o strings, viene determinada por la relación entre, las tensiones admisibles por los MPPT y las tensiones de cortocircuito del módulo.

$$N_{s,max} = \frac{V_{mpp,max,inv}}{V_{OC,T_{min}}} = \frac{1\,500}{49,03} = 30 \text{ paneles}$$

$$N_{s,min} = \frac{V_{mpp,min,inv}}{V_{OC,T_{max}}} = \frac{600}{43,18} = 13 \text{ paneles}$$

$$13 \leq N_s \leq 30 \text{ paneles}$$

Se instalarán 28 módulos en serie por cada strings. Se escoge este número ya que es el mayor número de módulos posible par que todos los strings sean del mismo tamaño.

El número de strings en paralelo, viene limitado por el número de entradas i la corriente máxima admisible en éstos. El inversor tiene 10 MPPTs con dos entradas cada uno lo que limita los strings a 20 por inversor si la corriente no es más limitante. El límite de módulos en paralelo por MPPT teniendo en cuenta la corriente es la siguiente:

$$N_{P,max,mppt} \leq \frac{I_{max,mmpt}}{I_{SC,max}} = \frac{33}{11,15} \approx 2 \text{ strings máximos por mppt}$$

Con esto se concluye que el número máximo de strings por inversor es de 20, tanto por ser el límite de entradas como por el criterio de las corrientes.

## ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Para calcular el número mínimo de strings, a conectar por inversor, se ha de tener en cuenta que:

$$N^{\circ}_{\text{módulos, inversor}} \leq N_p \cdot N_s$$

Por lo que:

$$N_p \geq \frac{N^{\circ}_{\text{módulos, inversor}}}{N_{s, \text{max}}} = \frac{260}{30} \approx 8 \text{ strings por inversor}$$

Con esto obtenemos que el número de strings en paralelo por inversor debe estar entre:

$$8 \leq N_p \leq 30 \text{ strings}$$

A continuación, es necesario conocer el número de inversores necesarios para la instalación. Este número está determinado por la intensidad y la potencia máxima. La corriente máxima la obtenemos sabiendo el número total de strings, tomaremos strings de 28 módulos en serie, como se ha indicado anteriormente.

$$N_{p, \text{total}} \leq \frac{N_{\text{módulos}}}{N_s} = \frac{1456}{28} = 52$$

$$I_{\text{max, instalación}} = I_{\text{sc, max}} \cdot N_{p, \text{total}} = 11,15 \cdot 52 = 579,72 \text{ A}$$

$$N_{\text{inv, intensidad, max}} = \frac{I_{\text{max, instalación}}}{I_{\text{max, inv, mppt}} \cdot N^{\circ}_{\text{MPPTs}}} = \frac{579,72}{22 \cdot 10} \approx 3 \text{ inversores}$$

$$N_{\text{inv, potencia, max}} = \frac{P_{\text{max, instalación}}}{P_{\text{max, inv}}} = \frac{589,68}{105} \approx 5 \text{ inversores}$$

Con los datos obtenidos, se concluye que es necesario instalar 5 inversores, a tres de ellos se conectan 10 strings y a los otros dos 11, estos strings están formados por 28 módulos en serie cada uno.

En las siguientes tablas se resumen los datos de la instalación y su distribución.

Resumen inversores 1, 2 y 3	
Nº módulos	840
Nº inversores	3
N módulos en serie	28
Nº Strings por inversor	10
Potencia total de la instalación	113,4 kWp

Tabla 7: Resumen de las condiciones de los inversores 1, 2 y 3

Resumen inversores 4 y 5	
Nº módulos	616
Nº inversores	2
N módulos en serie	28
Nº Strings por inversor	11
Potencia total de la instalación	124,74 kWp

Tabla 8: Resumen de las condiciones de los inversores 4 y 5

Resultados de la instalación	
Nº módulos	1456
Nº inversores	5
N módulos en serie	28
Nº Strings total	52
Potencia total de la instalación	589,68kWp

Tabla 9: Resumen de las condiciones de la instalación

### 3 Cálculo eléctrico del cableado

En el presente apartado se van a realizar los cálculos que justifican las secciones de cable escogidas para la instalación.

Estas secciones tienen que cumplir dos criterios, según la *ITC-BT-40* del *REBT*:

- El criterio de máxima intensidad, por el cual los cables de conexión deberán soportar una intensidad máxima de 1.25 veces la intensidad máxima del generador.
- El criterio de la caída de tensión, que especifica que, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior no será superior al 1,5%, de la intensidad nominal. No obstante, el “*Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*” recomienda que en los tramos de corriente continua la caída de tensión no supere el 0,5%

Los cables son de cobre y presentan un aislamiento tipo XLPE en todos los tramos de la instalación.

### 3.1 Tramo 1, Cableado de corriente continua, de los módulos FV al inversor

Los módulos fotovoltaicos se encuentran conectados en serie en grupos de 28 y se instalarán en la cubierta. El cableado, que conecta cada uno de estos strings al inversor, se instalará en la cubierta, en un primer tramo, y por la pared, en el tramo que vaya por el interior de la nave.

Para el criterio de máxima tensión se toma la corriente de los paneles a temperatura máxima y se mayor para cumplir con el ITC-BT-40.

$$I_{max,cable} \geq I_{sc,Tmax} \cdot 1,25 = 11,15 \cdot 1,25 = 13,94 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta esta corriente, se va a seleccionar la sección del cable, siguiendo lo indicado en norma *UNE-EN-50618:2015* que es aplicable al cableado de corriente continua en un sistema fotovoltaico.

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

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

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

Tabla 10: Tabla V. Máxima Intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor. (Fuente: especificación E A 0038)

Al tratarse de una instalación de dos cables cargados, sobre una superficie, la sección mínima permitida es la de 1,5 mm<sup>2</sup>.

Para cumplir el criterio de caída máxima de tensión, el cable ha de cumplir que:

$$S \geq \frac{2 \cdot I_{sc,Tmax} \cdot L_{cable}}{\Delta U\% \cdot \gamma \cdot V_{oc} \cdot N_d} = \frac{2 \cdot 11,15 \cdot 100}{0,005 \cdot 56 \cdot 47,4 \cdot 28} \leq 6 \text{ mm}^2$$

Donde,

- $L_{cable}$ , se ha tomado el ancho de la cubierta más la distancia hasta los inversores del string más alejado, para estudiar el caso más desfavorable.
- $I_{sc,max}$ , Se trata de la intensidad a la máxima temperatura que soportar el cable.
- $\Delta V\%$ , caída de tensión máxima que debe soportar el cable. La normativa exige un máximo del 0,5%.
- $\gamma$ , resistividad del cobre a 20°C en  $m/(\Omega \cdot mm^2)$ .
- $N_s$ , Número de paneles en serie por cada string.
- $V_{oc}$ , Voltaje en circuito abierto aportado por un panel.

De esta forma, que queda justificada la utilización del cable de sección normalizada de  $2,5 \text{ mm}^2$ , que admite una corriente máxima de 57 A, ya que cumple ambos criterios. Se instalarán 2 cables, uno para el lado positivo y otro para el negativo, en cada uno de los strings de 28 módulos en serie. En total serían 60 cables de  $6 \text{ mm}^2$

### 3.2 Tramo 2, Cableado corriente alterna del inversor al cuadro de AC

Cada inversor se conecta a una protección específica, situada en el cuadro de AC, mediante cables unipolares. Estos deben cumplir igualmente los criterios de intensidad máxima y de caída de tensión.

La corriente máxima admisible, será la máxima aportada por el inversor aumentada un 125% para cumplir con el REBT. Siendo la corriente máxima, según ficha técnica del inversor, 80,2 A.

$$I_{max,cable} = 1,25 \cdot I_{max,inv.} = 1,25 \cdot 80,2 = 100,25 \text{ A}$$

La instalación de los cables se realizará sobre una bandeja rejilla, siguiendo una instalación tipo F según la Tabla 1 del *ITC-BT-19*. Al valor máximo de corriente indicado en la tabla se le va a aplicar un factor de corrección por cantidad de cables. Los cables de los 5 inversores se juntan en una única bandeja a la entrada de la caja de protecciones, estos se distribuyen en una sola capa. Según la normativa *UNE-HD 60364-5-52* se le debe aplicar un factor de corrección de:

$$F = 0,75$$

$$I_{max,admi} = F \cdot I_{max,cable} = 0,75 \cdot 154 = 115,5 \text{ A}$$

# ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

<b>A</b>		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
<b>A2</b>		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>B</b>		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
<b>B2</b>		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
<b>C</b>		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>9)</sup>					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
<b>E</b>		Cables multiconductores al aire libre <sup>9)</sup> Distancia a la pared no inferior a 0,3D <sup>9)</sup>						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
<b>F</b>		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>9)</sup> Distancia a la pared no inferior a D <sup>9)</sup>						3x PVC			3x XLPE o EPR <sup>9)</sup>		
<b>G</b>		Cables unipolares separados mínimo D <sup>9)</sup>								3x PVC <sup>9)</sup>		3x XLPE o EPR	
<b>Cobre</b>	mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	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	455
	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					360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 11: Tala I: (A) al aire 40 °C. N.º de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

Teniendo en cuenta todos estos criterios el cable que cumple el criterio de máxima intensidad es el de 35 mm<sup>2</sup>.

El criterio de caída de tensión implica que la caída de tensión en los tramos 2 y 3 debe ser, como máximo, del 1,5%. Por lo que en el tramo 2 se va a limitar la caída de tensión al 0,5% y en el tramo 3 al 1% restante

$$S = \frac{P_{inv} \cdot L_{cable}}{\gamma \cdot \Delta U\% \cdot U^2} = \frac{105.000 \cdot 5}{56 \cdot 0,005 \cdot 400^2} = 11,72 \text{ mm}^2$$

Donde,

- $P_{inv}$ , es la potencia máxima del inversor.
- $L_{cable}$ , es la longitud del cable desde el inversor hasta el cuadro de protecciones de alterna, que estará lo más cerca posible por seguridad.
- $U$ , la tensión trifásica del inversor.

Por lo que el cable de sección 35mm<sup>2</sup> cumple ambos criterios de diseño.

Para obtener la sección del neutro, se va a seguir lo indicado en la Tabla 1 del ITC-BT-07

Sección de los conductores de fase (mm <sup>2</sup> )	Sección nominal del conductor neutro (mm <sup>2</sup> )	
	Redes aéreas	Redes subterráneas
16	16	16
25	25	16
35	35	16
50	50	25
70	50	35
95	50	50
120	70	70
150	70	70
185	95	95
240	120	120
300	150	150
400	185	185

Tabla 12: Tabla 1. Sección del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase. ITC-BT-07".

Por lo que al ser una instalación aérea y la sección del conductor de 35 mm<sup>2</sup>, la sección del neutro será de 35 mm<sup>2</sup> también.

### 3.3 Tramo 3, Cableado corriente alterna del cuadro de AC al cuadro general de protecciones de baja tensión

Para este tramo se van a realizar las mismas comprobaciones que en el tramo 2, no obstante, la potencia y corriente a tener en cuenta son las totales de la instalación y que la caída de tensión máxima considerada es 1%, como se ha indicado anteriormente.

Según el criterio de corriente máxima el cable debe soportar la intensidad total de la instalación:

$$I_{max,total} \geq 1,25 \cdot \frac{P_{inst}}{U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} = 1,25 \cdot 851,13 = 1063,91 A$$

Para reducir la sección del cable se instalarán 3 cables en este tramo de forma que la corriente se reparta entre estos. La instalación de este tramo será del tipo F, según la Tabla 11, y se le aplicará un factor de corrección de 0,8 según la normativa.

$$I_{max,cable} \geq \frac{I_{max,total}}{3} = \frac{1063,91}{3} = 354,64 A$$

## ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Teniendo en cuenta estos factores, la sección mínima admitida es la de 185 mm<sup>2</sup>, que admite una corriente máxima de 464 A. Aplicando el factor de corrección:

$$I_{max,admi} = I_{max,cable} \cdot FC = 464 \cdot 0,8 = 371,2 \text{ A}$$

A continuación, se va a realizar la comprobación de que la sección seleccionada cumpla con el criterio de caída de tensión.

$$S = \frac{P_{total} \cdot L_{cable}}{\gamma \cdot \Delta U\% \cdot U^2} = \frac{589.680 \cdot 20}{56 \cdot 0,01 \cdot 400^2} = 131,63 \text{ mm}^2$$

Por lo que queda justificada, la elección de la sección de 185 mm<sup>2</sup> para el cable del tercer tramo de la instalación.

Para obtener el neutro se va a seguir el mismo criterio que en el tramo anterior, aplicar la *ITC-BT-07*. Lo que da una sección del neutro de 95 mm<sup>2</sup>

### 3.4 Resumen tramos de cableado

Con todo lo expuesto en este apartado queda justificada la selección de cables realizada, las cuales se resumen en la tabla siguiente:

Tramo	Resumen de secciones
Tramo 1	2x6 mm <sup>2</sup> por string
Tramo 2	3x35 mm <sup>2</sup> + N de 1x35 mm <sup>2</sup> por inversor
Tramo 3	3x3x185 mm <sup>2</sup> + 3 x N de 95 mm <sup>2</sup>

Tabla 13: Secciones seleccionadas por tramos

## 4 Dimensionado de protecciones

En este apartado se van a realizar los cálculos justificativos de las protecciones escogidas para cada uno de los 3 tramos de cables.

### 4.1 Corriente continua

Para el tramo 1, en el que la corriente es del tipo continua, las protecciones a instalar son unos fusibles y portafusibles, cuyo valor nominal viene determinado por la normativa. Dichos fusibles deben cumplir:

$$I_{uso} \leq I_n \leq I_{adm}$$

Donde:

- $I_{uso}$ , corresponde a la corriente que circula por cada uno de los tramos de cableado a estudiar.
- $I_n$ , corriente nominal del fusible seleccionado.
- $I_{adm}$ , máxima corriente admisible para la sección de cableado seleccionada en el tramo de estudio.

Las intensidades nominales de los fusibles normalizados, según REBT son:

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 14: Intensidad nominal fusibles de BT

El fusible elegido, que cumple las condiciones, es el de intensidad nominal 16 A. El resumen de las características de los fusibles y portafusibles, para cada una de las líneas que van de los paneles al inversor es:

Tramo	Tramo 1
<b>Tipo de protección</b>	Fusible y portafusible
<b>Intensidad de uso</b>	11,15 A
<b>Intensidad admisible por el cable</b>	57 A
<b>Voltaje de trabajo</b>	1.373 V
<b>Intensidad nominal seleccionada para el equipo de protección</b>	16 A

Tabla 15: Características de las protecciones del tramo 1.

## 4.2 Corriente Alterna

Para proteger los tramos de alterna, el tramo 2 y 3, se instalarán protecciones de 4 polos, ya que se trata de una instalación trifásica con neutro. Se instalará una protección magnetotérmica para limitar el paso de corriente de forma que no se sobrepase el límite máximo permitido por el cableado.

También se instalarán los diferenciales pertinentes con el fin de proteger contra posibles contactos indirectos, limitando la corriente de fuga de la instalación a 300mA.

## ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Tramo	Tramo 3		Tramo 4	
Tipo de protección	Magnetotérmico de 4 polos	Relé diferencial	Magnetotérmico de 4 polos	Relé diferencial
Intensidad de uso	80,2 A		283,71 A	
Intensidad admisible por el cable	115,5 A		371,2 A	
Voltaje de trabajo	400 V (trifásica)	380/415V	400 V (trifásica)	380/415V
Intensidad nominal seleccionada para el equipo de protección	100 A	300mA Intensidad de sensibilidad	300 A	300mA Intensidad de sensibilidad

Tabla 16: Características de las protecciones del tramo 2 y 3.

## 5 Rendimiento de la instalación

Para calcular el rendimiento de la instalación se va a emplear el concepto de Performance Ratio. El performance ratio, es un indicativo de la calidad de la instalación, es la relación entre la energía teórica y la real. Esta eficiencia depende de diferentes factores:

- La orientación e inclinación.
- Las posibles sombras.
- La temperatura de los módulos.
- La eficiencia del inversor.
- Las características del cableado.
- La suciedad y dispersión.
- Otros factores.

### 5.1 Pérdidas por la orientación e inclinación

La instalación se va a realizar, mediante una estructura coplanar, sobre dos cubiertas con una inclinación de  $8^\circ$ , que es la misma inclinación que la de los módulos  $\beta = 8^\circ$ . Ambas cubiertas están orientadas  $5^\circ$  hacia el este, por lo que tienen un azimut  $\alpha = -5^\circ$ . Además, la instalación está situada a una latitud de  $\Phi = 40,5^\circ$ .

Siguiendo las indicaciones del “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” del IDAE la fórmula para calcular las pérdidas por orientación e inclinación, en inclinaciones menores de  $15^\circ$ , es:

$$L_{\text{orientación e inclinación}} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \Phi + 10)^2] (\%)$$

$$L_{\text{orientación e inclinación}} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (8 - 40,5 + 10)^2] = 6,08\%$$

Por lo que el valor del rendimiento por orientación e inclinación es de: 93,93%

## 5.2 Pérdidas por las sombras

Al tratarse de unas cubiertas elevadas, sin edificios ni elementos que proyecten sombra al rededor, no se consideran perdidas por sombras.

## 5.3 Pérdidas por la temperatura de los módulos

En el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” del IDAE, se indica que la fórmula para calcular las pérdidas derivadas del efecto de la temperatura es:

$$L_{\text{temperatura}} = 1 - g \cdot (T_c - 25) (\%)$$

Donde:

- g Coeficiente de temperatura de la potencia, en 1/ °C. Cuyo valor, para el módulo seleccionado, es -0,37%/°C.

Por lo que esta depende de la temperatura de los módulos, que está relacionada con la temperatura ambiente. De forma que se va a estudiar las pérdidas de los módulos para las temperaturas medias de cada mes. Utilizando la expresión para obtener la temperatura de la célula:

$$T_c = T_{\text{amb}} + G_{\text{CEM}} \cdot \frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} (^\circ\text{C})$$

Donde,

- $T_c$ , temperatura de las células solares, en °C.
- $T_{\text{amb}}$ , temperatura ambiente en la sombra, en °C.
- $T_{\text{ONC}}$ , temperatura de operación nominal del módulo.
- $G_{\text{CEM}}$ , es la irradiación en condiciones estándar de medida, que toma el valor de 1 kW/m<sup>2</sup>

## ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En la tabla siguiente se resumen los resultados de temperatura de las células y del rendimiento de estas.

PR Temperatura			
Mes	T <sub>amb</sub> (°C)	T <sub>c</sub> (°C)	L <sub>temperatura</sub>
Enero	2,35	2,3775	91,63%
Febrero	3,8	3,8275	92,17%
Marzo	5,85	5,8775	92,92%
Abril	7,85	7,8775	93,66%
Mayo	11,8	11,8275	95,13%
Junio	16,1	16,1275	96,72%
Julio	19,5	19,5275	97,98%
Agosto	19,4	19,4275	97,94%
Septiembre	15,55	15,5775	96,51%
Octubre	10,5	10,5275	94,65%
Noviembre	5,75	5,7775	92,89%
Diciembre	3,4	3,4275	92,02%

Tabla 17: Perdidas por el efecto de la temperatura

### 5.4 Eficiencia del inversor

La ficha técnica del inversor seleccionado indica que este tiene un rendimiento bastante alto, de un 98,8%

$$L_{inversor} = 98,8\%$$

### 5.5 Perdidas en el cableado

Durante el dimensionado del cableado se ha considerado una caída máxima de tensión un 1,5%. No obstante, la media de las caídas finales es menor, de aproximadamente 0,4%. Por lo que el rendimiento del cable que se va a considerar es:

$$L_{cableado} = 99,6\%$$

### 5.6 Pérdidas por suciedad y dispersión

Según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, las pérdidas provocadas por la suciedad pueden oscilar entre el 0% y el 8% depende de los limpios que estén los módulos, la inclinación de estos y la cercanía a zonas que provoquen suciedad como carreteras. En nuestro caso vamos a tomar unas pérdidas de un 4%.

$$L_{suciedad} = 96\%$$

## 5.7 Otras pérdidas

Por último, se van a considerar posibles pérdidas derivadas de los elementos de protección, los bornes, equipos de medida, etc. Se asumen unas pérdidas de aproximadamente 1,5 %.

$$L_{Otros} = 98,5\%$$

## 5.8 Rendimiento total

El rendimiento total se obtiene de multiplicar todos los valores de rendimiento antes calculados, siguiendo la expresión:

$$PR = L_{orientación\ e\ inclinación} \cdot L_{Temperatura} \cdot L_{inversor} \cdot L_{cableado} \cdot L_{Suciedad} \cdot L_{Otros}$$

En la siguiente tabla se resumen los valores obtenidos de rendimiento por cada mes, estos son necesarios para obtener la energía generada por la instalación:

PERFORMANCE RATIO							
Mes	L temp.	L Oel.	L suciedad	L inversor	L cableado	L otros	PR
Enero	91,63%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	80,08%
Febrero	92,17%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	80,55%
Marzo	92,92%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	81,21%
Abril	93,66%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	81,86%
Mayo	95,13%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	83,14%
Junio	96,72%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	84,53%
Julio	97,98%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	85,63%
Agosto	97,94%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	85,60%
Septiembre	96,51%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	84,35%
Octubre	94,65%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	82,72%
Noviembre	92,89%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	81,18%
Diciembre	92,02%	94%	96%	98,80%	99,60%	98,5%	80,42%
<b>Promedio</b>							<b>82,61%</b>

Tabla 18: Valores de rendimiento y PR.

## 6 Energía generada por la instalación

En el "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red" del IDAE se indica una expresión para estimar la energía inyectada por la instalación:

$$E_P = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{cem}} \left( \frac{kWh}{día} \right)$$

## ANEXO I DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Donde:

- $P_{mp}$  = Potencia pico del generador, para esta instalación un total de 340,20
- $G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$
- $G_{dm} (-5^\circ, 8^\circ)$  (kWh/(m<sup>2</sup>·día)), Irradiancia en el plano de los módulos, que presentan una inclinación de 8° y un acimut de -5°.
- $G_{dm} (0^\circ)$  (kWh/(m<sup>2</sup>·día) Irradiancia solar sobre el plano horizontal.
- PR, el performance ratio, calculado en el apartado anterior por meses.
- $E_p$ , Energía generada por la instalación, incluyendo los factores de potencia instalada, orientación y eficiencia.

Se ha realizado el cálculo de la energía producida para los diferentes meses, tomando los valores de irradiación en el plano de los módulos ( $G_{dm}$ ) del programa PVsyst, un software que provee datos meteorológicos y de radiación.

Mes	Gdm (0°)	Gdm (-5°,8°)	PR	E. generada (kWh/día)	E. generada (kWh/mes)
Enero	2,06	2,51	0,80	1.185,31	36.744,55
Febrero	2,93	3,38	0,81	1.605,50	44.953,93
Marzo	4,38	4,85	0,81	2.322,71	72.003,87
Abril	5,44	5,72	0,82	2.761,17	82.835,11
Mayo	6,27	6,41	0,83	3.142,53	97.418,43
Junio	7,29	7,35	0,85	3.663,64	109.909,07
Julio	7,47	7,57	0,86	3.822,37	118.493,62
Agosto	6,6	6,87	0,86	3.467,61	107.495,87
Septiembre	4,92	5,33	0,84	2.651,17	79.535,07
Octubre	3,14	3,54	0,83	1.726,72	53.528,46
Noviembre	2,21	2,66	0,81	1.273,39	38.201,67
Diciembre	1,56	1,88	0,80	891,56	27.638,50
<b>Año Promedio</b>	<b>4,52</b>	<b>4,84</b>	<b>0,83</b>	<b>2.376,14</b>	<b>72.396,51</b>
				<b>Año Total</b>	<b>868.758,15</b>

Tabla 19: Energía generada por la instalación

## 7 Estudio de equipos alternativos

Se van a estudiar alternativas a los módulos fotovoltaicos y los inversores seleccionados.

### 7.1 Comparativa de módulos fotovoltaicos

En la siguiente tabla se indican las características técnicas y físicas de diferentes módulos fotovoltaicos. Para poder comparar y elegir una buena opción.

Modulo	ESPSC 370W	TSM-PE15H	JAP72S01-330	CS3W 405
<b>P<sub>max</sub> (Wp)</b>	370	340	330	405
<b>V<sub>mp</sub> (V)</b>	40,1	37,5	37,65	38,9
<b>I<sub>mp</sub> (A)</b>	9,23	9,06	8,77	10,42
<b>Eficiencia del módulo</b>	19,00%	16,70%	17,00%	18,33%
<b>Superficie (m<sup>2</sup>)</b>	1,65	2,03	1,94	0,00
<b>Dimensiones (mm)</b>	1657x996	2024x1004	1960x991	2108x1,048
<b>Precio (€)</b>	168,49	139	162,62	182
<b>Precio/P<sub>max</sub> (€/Wp)</b>	0,455	0,409	0,493	0,449

Tabla 20: Comparativa de las características de diferentes módulos fotovoltaicos

Se ha elegido el modelo CS3W-405 de la marca Canadian Solar ya que presenta una buena eficiencia y relación entre potencia pico y superficie. De forma que podemos reducir el número de módulos a instalar, con lo que se abaratan costes de transporte, estructura, instalación, etcétera. Además de estas características resulta un módulo relativamente barato para sus cualidades.

## 7.2 Comparativa de inversores

En la tabla siguiente se resumen las características de los inversores estudiados.

Inversor	HUAWEI SUN200 100 KTL	HUAWEI SUN200 60 KTL	SOLAR EDGE SE100K	FRONIUS ECO 25.0-3-S
<b>P<sub>max</sub> (kWp)</b>	105	60	135	25
<b>V<sub>mpp,max</sub></b>	1500	1000	1000	850
<b>V<sub>mpp,min</sub></b>	200	200	850	580
<b>Ef. Inversor</b>	98,80%	98,50%	98%	98
<b>Precio inversor</b>	7.359,83 €	5.121,02 €	9.396,62 €	3.268,79 €
<b>Inv. necesarios</b>	5	9	4	23
<b>Precio total</b>	36.799,15 €	46.089,18 €	37.586,47 €	75.182,17 €

Tabla 21: Comparativa de las características de diferentes inversores

El inversor seleccionado es el Huawei SUN200 100KTL el cual presenta una buena relación calidad precio, es una marca de confianza y con unas características técnicas que favorecen el buen funcionamiento de la instalación, como el hecho de contar con varios MPPTs.



**ANEXO II    DIMENSIONADO DE LA  
INSTALACIÓN TÉRMICA**



## **ÍNDICE DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN TÉRMICA**

<b>1</b>	<b>OBJETO .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA CONSUMIDA.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA SOLAR .....</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>8</b>



## 1 Objeto

En el presente anexo, se van a llevar a cabo los cálculos necesarios, para justificar la viabilidad de la instalación de un sistema de aprovechamiento térmico de la energía solar. Para ello se va a estimar el consumo de energía térmica y la viabilidad técnico-económica de instalar una solución comercial para realizar esta función.

## 2 Estimación de la energía térmica consumida

El consumo térmico se deriva del secado del bagazo de cerveza. La empresa absorbe aproximadamente 45.000 toneladas de materia prima, de las cuales la mitad es distribuida a las granjas sin ningún procesamiento y la otra mitad se somete al proceso de secado. Dicho producto entra en la planta con una humedad aproximada del 60% y se debe reducir hasta el 15%, humedad en la cual se alarga la vida útil del mismo, reduciéndose la aparición de hongos.

Se va a calcular la masa de agua evaporada por el sistema:

$$m_{agua} = m_{inicial} - m_{final}$$

$$m_{final} = m_{inicial} \cdot \frac{100 - H_{inicial}}{100 - H_{final}} = 22.500 \cdot \frac{100 - 60}{100 - 15} = 10.588 \text{ Toneladas}$$

$$m_{agua} = 22.500 - 10.588 = 11.912 \text{ Toneladas de agua}$$

Donde:

- $m_{agua}$ : es la masa de agua evaporada.
- $m_{inicial}$ : es la masa de bagazo a la entrada del secadero.
- $m_{final}$ : es la masa de bagazo a la salida del secadero.
- $H_{inicial}$ : Humedad relativa a la entrada en %.
- $H_{final}$ : Humedad relativa a la salida en %.

Según los datos sobre secado y almacenado de granos del ministerio de industria, el consumo térmico específico de los secaderos industriales depende de su diseño y de lo antiguo que sea. Para los secadores mediante ventilación, empleados por la empresa, el consumo térmico específico oscila entre las 800 y 1200 kcal/kg de agua evaporada por lo que tomaremos un valor medio de 1000 kcal/kg de agua evaporada.

Teniendo en cuenta la masa de agua evaporada anualmente, se puede calcular la necesidad de energía térmica por parte de la empresa.

## ANEXO II DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN TÉRMICA

$$Q_{anual} = m_{agua} \cdot C_{especifico}$$

$$C_{especifico} \left( \frac{kcal}{T} \right) = C_{especifico} \left( \frac{kcal}{kg} \right) \cdot 1000 = 1000 \cdot 1000 = 10^6 \frac{kcal}{T}$$

$$Q_{anual} = m_{agua} \cdot C_{especifico} = 11.912 \cdot 10^6 = 1,19 \cdot 10^{10} kcal$$

Donde:

- $Q_{anual}$ : son las necesidades térmicas anuales de la empresa.
- $C_{especifico}$ : el consumo específico por unidad de masa de agua evaporada de los secaderos.

Se va a trabajar con el consumo en unidades de kWh, para que puedan ser comparable al consumo eléctrico.

$$Q_{anual}(kWh) = \frac{Q_{anual}(kCal) \cdot 4.186}{3600} = 13.850.735 kWh$$

El consumo de calor mensual está relacionado con el consumo eléctrico, por lo que, conociendo la distribución del consumo eléctrico por meses, podemos obtener una estimación de este consumo de energía térmico por meses.

	<b>Consumo térmico (kWh)</b>
<b>Enero</b>	1.139.351
<b>Febrero</b>	1.189.694
<b>Marzo</b>	845.906
<b>Abril</b>	960.050
<b>Mayo</b>	1.700.837
<b>Junio</b>	1.699.011
<b>Julio</b>	1.579.441
<b>Agosto</b>	359.543
<b>Septiembre</b>	525.281
<b>Octubre</b>	865.938
<b>Noviembre</b>	1.580.380
<b>Diciembre</b>	1.405.304
<b>Total</b>	<b>13.850.735</b>
<b>Promedio</b>	<b>1.154.228</b>

Tabla 1: Consumo térmico por meses, total y promedio.

### 3 Producción de energía térmica solar

El sistema de aprovechamiento térmico solar, que se va a emplear, será de la marca SolarWall, concretamente se va a estudiar la utilización del sistema “SolarWall de 2 fases”, ya que proporciona un salto térmico mayor que la instalación de una etapa.

Según las indicaciones de la empresa, este sistema produce entre 2 y 5 GJ/m<sup>2</sup> al año, aproximadamente entre 625 kWh/m<sup>2</sup> y 1.458 kWh/m<sup>2</sup>. Para el estudio tomaremos un valor medio alto de 4 GJ/m<sup>2</sup>, ya que las condiciones de radiación solar son altas en la zona donde se va a realizar la instalación, es decir, 1.111 kWh/m<sup>2</sup> al año.

La superficie de la cubierta en la que se puede realizar la instalación es de 4.550 m<sup>2</sup>, por lo que se espera una generación anual de 5.055.556 kWh anuales.

Conociendo la radiación incidente en la zona de la instalación, se puede calcular la producción de calor mediante la energía solar y que aporte extra se necesita para subsanar el consumo.

	<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Consumo térmico (kWh)</b>	<b>Producción térmica (kWh)</b>	<b>Autoconsumo (kWh)</b>
<b>Enero</b>	78	1.139.351	222.374	222.374
<b>Febrero</b>	95	1.189.694	270.473	270.473
<b>Marzo</b>	150	845.906	429.687	429.687
<b>Abril</b>	172	960.050	490.417	490.417
<b>Mayo</b>	199	1.700.837	567.895	567.895
<b>Junio</b>	221	1.699.011	630.169	630.169
<b>Julio</b>	235	1.579.441	670.666	670.666
<b>Agosto</b>	213	359.543	608.649	359.543
<b>Septiembre</b>	160	525.281	456.980	456.980
<b>Octubre</b>	110	865.938	313.627	313.627
<b>Noviembre</b>	80	1.580.380	228.061	228.061
<b>Diciembre</b>	58	1.405.304	166.559	166.559
<b>Total</b>	<b>1.769</b>	<b>13.850.735</b>	<b>5.055.556</b>	<b>4.806.449</b>

*Tabla 2: Consumo y producción térmico por meses.*

Exceptuando el mes de agosto, en el que la producción de la empresa es considerablemente baja, debido a los festivos, se autoconsume toda la energía producida, autoconsumiéndose un total de 4.806.449 kWh de energía térmica a los secaderos.

## 4 Instalación fotovoltaica

Al incluir el sistema de calentamiento de aire solar en la cubierta, se reduce la superficie hábil para la instalación de placas fotovoltaicas, ya que en las zonas cubiertas por el material plástico no es posible la instalación de los paneles. En total, sobre la cubierta de chapa microperforada, se pueden instalar 600 paneles fotovoltaicos de 405 Wp cada uno, un total de 243 kWp.

Para el cálculo de energía fotovoltaica, se va a seguir lo que indica el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” del IDEA, en el se indica una expresión para estimar la energía producida por la instalación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{cem}} \left( \frac{kWh}{día} \right)$$

Donde:

- $P_{mp}$  = Potencia pico del generador, para esta instalación un total de 340,20
- $G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$
- $G_{dm} (-5^\circ, 8^\circ)$  (kWh/(m<sup>2</sup>·día)), Irradiancia en el plano de los módulos, que presentan una inclinación de 8° y un acimut de -5°.
- $G_{dm} (0^\circ)$  (kWh/(m<sup>2</sup>·día) Irradiancia solar sobre el plano horizontal.
- PR, el performance ratio, calculado en el apartado anterior por meses.
- $E_p$ , Energía generada por la instalación, incluyendo los factores de potencia instalada, orientación y eficiencia.

Se han tomado los datos de radiación del programa PVSyst y los mismos valores de Performance Ratio calculados en el Anexo I. Con esto se ha calculado la energía generada por la instalación fotovoltaica limitada por la instalación térmica.

Mes	Gdm (0°)	Gdm (-5°,8°)	PR	E. generada (kWh/día)	E. generada (kWh/mes)
Enero	2,06	2,51	0,80	488,45	15.141,98
Febrero	2,93	3,38	0,81	661,61	18.524,97
Marzo	4,38	4,85	0,81	957,16	29.671,92
Abril	5,44	5,72	0,82	1.137,84	34.135,35
Mayo	6,27	6,41	0,83	1.295,00	40.144,96
Junio	7,29	7,35	0,85	1.509,74	45.292,20
Julio	7,47	7,57	0,86	1.575,15	48.829,79
Agosto	6,6	6,87	0,86	1.428,96	44.297,75
Septiembre	4,92	5,33	0,84	1.092,51	32.775,44
Octubre	3,14	3,54	0,83	711,56	22.058,43
Noviembre	2,21	2,66	0,81	524,75	15.742,45
Diciembre	1,56	1,88	0,80	367,40	11.389,49
<b>Año Promedio</b>	<b>4,52</b>	<b>4,84</b>	<b>0,83</b>	<b>979,18</b>	<b>29.833,73</b>
				<b>Año Total</b>	<b>358.004,73</b>

Tabla 3: Energía generada por la instalación fotovoltaica



## **IV. PLIEGO DE CONDICIONES**



## ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

1	Objeto.....	5
2	Calidad de los materiales. ....	5
2.1	Generalidades .....	5
2.2	Conductores eléctricos. ....	6
2.3	Protecciones y puesta a tierra .....	6
2.4	Generadores fotovoltaicos.....	6
2.5	Inversores .....	7
2.6	Estructuras de soporte .....	8
3	Pruebas reglamentarias. ....	8
4	Recepción .....	9
5	Mantenimiento de la instalación .....	9
5.1	Generalidades .....	9
5.2	Programa de mantenimiento .....	9
5.3	Garantías .....	10



## **1 Objeto**

El objetivo de este documento es el de establecer las condiciones técnicas, que tienen que cumplir la instalación expuesta en el proyecto. En referencia a los diferentes ámbitos de la instalación como son los materiales empleados, las condiciones de instalación y el mantenimiento de esta.

Las soluciones dispuestas en el presente Pliego, pueden sustituirse por otras equivalente, no obstante, el cambio debe estar justificado y las prestaciones de la instalación no deben disminuir

## **2 Calidad de los materiales.**

### **2.1 Generalidades**

Todos los materiales empleados deberán ser de primera calidad y cumplir como mínimo con lo dispuesto en este pliego. Debiendo cumplir las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y demás disposiciones vigentes referentes a instalaciones eléctricas.

Todos los equipos deben tener un aislamiento eléctrico de clase I y, aquellos que no cuenten con interruptor diferencial, deben contar con un aislamiento de clase II.

El grado de protección de los equipos debe ser como mínimo IP20, en aquellos ubicados en interior, y IP65, en los equipos expuestos a la intemperie.

Los productos, sistemas y materiales suministrados deberán ser aprobados por la Dirección de Obra, no pudiéndose utilizar sin la aprobación de esta. Además, la Dirección de Obra tendrá la capacidad de rechazar los componentes que no cumplan las especificaciones indicadas incluso después de su instalación.

En el caso de que las marcas ofrecidas por el Contratista no reunieran a juicio del Directo de Obra suficiente garantía, éste escogerá el material de fabricantes nacionales, dentro de los tres que en cada caso y a su juicio, ofrezcan mayor garantía y aún en este caso exigirá cuantas pruebas oficiales y certificados se precisen para comprobar con total exactitud que el material es idóneo para el trabajo a que se destinó.<sup>0</sup>

## V. PLIEGO DE CONDICIONES

### **2.2 Conductores eléctricos.**

Los conductores eléctricos tendrán la longitud adecuada para que nos produzcan tensiones en los mismos. El cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie o al aire, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados, protegidos de acuerdo a la normativa vigente e identificados bien utilizando cable de diferentes colores o bien con etiquetado de diferentes colores en sus extremos.

Los conductores serán de cobre y con la sección suficiente como para cumplir las especificaciones expuestas el reglamento de baja tensión.

### **2.3 Protecciones y puesta a tierra**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Se emplearán interruptores magnetotérmicos para proteger frente a sobretensiones y fusibles frente a cortocircuitos. Se instalarán interruptores diferenciales para proteger contra contactos directos e indirectos y equipos con aislamiento tipo II en todos aquellos equipos no conectados a estos.

Todas las masas importantes, tales como módulos, bandejas de cableado, cuadro de protección y medida, inversores, etcétera, se conectarán a la puesta a tierra de la instalación.

### **2.4 Generadores fotovoltaicos**

Los módulos instalados serán de silicio cristalino, deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006 y cumplirá con las normas UNE-EN 61730, UNE-EN 50380, UNE-EN 61215

Los módulos fotovoltaicos deberán ir etiquetados de forma clara e indeleble con el modelo, nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable y deberán conectarse a tierra.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3 \%$  de los correspondientes valores nominales

Cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas, machas, falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulado, será rechazado.

Los módulos deben contar con una garantía por parte del fabricante de mínimo 10 años y 25 años de garantía de rendimiento.

## **2.5 Inversores**

Los inversores deben cumplir las normativas UNE-EN 62093, NE-EN 61683 y UNE-EN 62116:2014 V2

Los inversores deben estar provistos de un sistema de seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador y deben contar con protecciones que aseguren el no funcionamiento en isla o aislado.

Los inversores deben cumplir con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética

Los inversores deben contar con las protecciones y los sistemas de control necesarios para permitir su supervisión y manejo de forma segura. Por lo que debe contar como mínimo con un control manual de encendido y apagado general y un control de conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

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

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

Los inversores deben ser capaces de trabajar en condiciones de temperatura de entre 0 °C y 40 °C y en condiciones de humedad relativa de entre 0 % y 85 %.

## V. PLIEGO DE CONDICIONES

Los inversores deben contar con una garantía mínima de 3 años por parte del fabricante.

### **2.6 Estructuras de soporte**

Las estructuras de soporte deben cumplir con las obligaciones especificadas en el Código Técnico de la Edificación (CTE) respecto a seguridad.

Las estructuras de soporte de los módulos deben ser capaces de resistir las sobrecargas provocadas por viento y nieve, según indica el CTE o la normativa aplicable, con los módulos instalados.

Las estructuras deben estar diseñadas e instaladas de forma que permitan la dilatación térmica sin transmitir esfuerzos que puedan afectar a los módulos y deben ser de materiales tales que soporten la acción de los agentes ambientales.

Las estructuras deben asegurar el correcto posicionamiento, tanto en orientación como inclinación, de los módulos según lo indicado en el proyecto.

La tornillería será de acero inoxidable, a excepción de que la estructura sea de acero galvanizado, en cuyo caso se emplearan tornillos galvanizados.

Las estructuras se instalarán de forma que ni estas ni los módulos proyecten sombras sobre otros módulos.

### **3 Pruebas reglamentarias.**

La empresa instaladora estará obligada a realizar las siguientes pruebas y comprobaciones antes de la puesta en marcha de la instalación.

- Comprobar el funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Realizar pruebas de arranque y parada en diferentes momentos del ciclo de funcionamiento de la instalación.
- Comprobar el correcto funcionamiento de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”
- Realizar las pruebas de conductividad y de aislamiento de las tomas de tierra pertinentes.

## **4 Recepción**

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

Después de haberse realizado las pruebas pertinentes y de la puesta en marcha, se pasará a la fase de Recepción provisional. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta que se haya comprobado durante 240 horas seguidas el correcto funcionamiento de la instalación. Además, para la firma del acta debe cumplirse que:

- Se haya entregado al usuario toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466.
- Se deben haber retirado todos los materiales sobrantes.
- Se haya realizado la limpieza de las zonas ocupadas y gestionado los desechos producidos.

La firma del Acta de Recepción Provisional, da comienzo al periodo de garantía de los elementos de la instalación frente a defectos de fabricación, instalación o diseño, durante un periodo mínimo de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, en los que será de 10 años.

## **5 Mantenimiento de la instalación**

### **5.1 Generalidades**

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años, en el cual estarán incluidos todos los elementos de la misma y las labores de mantenimiento aconsejadas por los fabricantes.

### **5.2 Programa de mantenimiento**

Se distingue entre mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo consta de las inspecciones visuales, verificaciones de actuación y otras que tienen el objetivo de mantener las condiciones de funcionamiento de la instalación en unos valores aceptables de producción, durabilidad, prestaciones y protección.

## V. PLIEGO DE CONDICIONES

Este debe incluir al menos una visita semestral en la que se realicen las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos, modificaciones en su posición y de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales
- Comprobación de la estructura de soporte.

El mantenimiento correctivo consta de todas las operaciones de sustitución necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación durante su vida útil, así como las visitas, elaboración de presupuestos de los trabajos y reposiciones necesarios y los costes económicos, que están incluidos en el contrato.

Se deber realizar un informe técnico de cada una de las vitas en el que se registre el estado de la instalación y las incidencias detectadas. Se debe elaborar un libro de mantenimiento en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

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

### **5.3 Garantías**

La instalación será reparada siguiendo las condiciones generales expuestas en este apartado y sin perjuicio a terceros, en caso de que haya sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

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

El periodo de garantía de todos los elementos de la instalación es de 3 años exceptuando para los módulos cuya garantía es de 10 años. Este periodo se puede ver ampliado si se produce una interrupción de la explotación del suministro debido a

razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, durante el tiempo que dure esta interrupción.

La garantía comprende la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, la mano de obra, el tiempo de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante, durante el periodo de vigencia de la garantía.

Si transcurrido un plazo razonable el suministrador incumple con las obligaciones de la garantía, el comprador podrá establecer, previa notificación escrita un plazo máximo. Transcurrido este plazo, si el suministrador no ha dado cumplimiento de estas obligaciones, el comprador podrá, por cuenta y riego del suministrador realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación este lo comunicará fehacientemente al suministrador. Si el suministrador considera que es un defecto de fabricación, será el suministrador el que lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas. Realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible, pero si el tiempo empleado es inferior a 10 días naturales no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo si la respuesta del suministrador se demorará mucho, como se ha indicado anteriormente.



## **V. PRESUPUESTO**



## ÍNDICE PRESUPUESTO

1	Presupuesto por capítulos .....	5
2	Resumen del presupuesto .....	7
3	Presupuesto instalación fotovoltaica y térmica.....	8
4	Resumen presupuesto instalación fotovoltaica y térmica .....	10



## 1 Presupuesto por capítulos

<b>CAPITULO I: MATERIALES</b>					
<b>Partida</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>€/medición</b>	<b>TOTAL (€)</b>
1.1	ut	Modulo Solar Canadian Solar CS3W 405	1.456	182,00	264.992,00
1.2	ut	Inversor HUAWEI SUN200 100 KTL	5	5.121,02	25.605,10
1.3	ut	Anclajes extremos para placas solares	750	0,399	299,25
1.4	ut	Anclajes intermedios para placas solares	1.080	0,408	440,64
1.5	ut	Rail de fijación de placas solares	1.830	0,68	1.244,4
1.6	ut	tornillería	3.660	0,54	1.976,40
1.7	m	Cable unipolar RV-K 6 mm2	4.715	0,42	1.980,30
1.8	m	Cable unipolar 1G RZ1-K (AS) 35 mm2	120	2,72	326,40
1.9	m	Cable unipolar 1G RZ1-K (AS) 185 mm2	180	23,45	4.221,00
1.10	m	Cable unipolar 1G RZ1-K (AS) 95 mm2	60	12,60	756,00
1.11	m	Bandeja rejilla VIAFIL CINCADO Z3 110X200MM	240	10,61	2.546,40
1.12	ut	Fusible 16A	52	5,86	304,72
1.13	ut	Portafusibles 1500V DC	52	14,89	774,28
1.14	ut	Interruptor magnetotérmico de 4 polos 100A 400V	5	121,02	605,10
1.15	ut	Interruptor magnetotérmico de 4 polos 300A 400V	3	625,89	1.877,67
1.16	ut	Diferencial de 4 polos 300mA 400V	8	88,95	711,60
1.17	ut	Caja general de protección y medidas 400 x 300 x 200	2	75,77	1.51,54
1.18	ut	Kit de montaje en carril DIN	9	12,88	1.15,92
<b>TOTAL CAPITULO 1</b>					<b>308.928,72</b>

V. PRESUPUESTO

<b>CAPITULO II: MONTAJE Y MANO DE OBRA</b>					
<b>Partida</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>€/medición</b>	<b>TOTAL (€)</b>
<b>2.1</b>	<b>h</b>	Instalación montaje y conexión módulos fotovoltaicos	220	7,23	1.590,60
<b>2.2</b>	<b>h</b>	Instalación y montaje estructura de soporte para módulos fotovoltaicos	110	7,23	795,30
<b>2.3</b>	<b>h</b>	Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos	110	7,23	795,30
<b>2.4</b>	<b>h</b>	Instalación de la bandeja para el cableado y el cableado	200	7,23	1.446,00
<b>2.5</b>	<b>h</b>	Instalación y conexión de los inversores	2	12,05	24,10
<b>2.6</b>	<b>h</b>	Instalación y conexión de la caja de protección y medida	3	12,05	36,15
<b>TOTAL CAPITULO 2</b>					<b>4.687,45</b>

<b>CAPITULO III: MAQUINARIA</b>					
<b>Partida</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>€/medición</b>	<b>TOTAL (€)</b>
<b>3.1</b>	<b>h</b>	Alquiler de camión pluma para disposición del material en obra	20	20,00	400,00
<b>3.2</b>	<b>h</b>	Alquiler de tráiler para transportar el material a obra	30	30,00	900,00
<b>3.3</b>	<b>h</b>	Alquiler de plataforma elevadora	22	13,00	286,00
<b>TOTAL CAPITULO 3</b>					<b>1.586,00</b>

<b>CAPITULO IV: INGENIERIA Y DIRECCIÓN DE OBRA</b>					
<b>Partida</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>€/medición</b>	<b>TOTAL (€)</b>
<b>4.1</b>	<b>pa</b>	Realización del proyecto de la instalación	1	1.000,00	1.000,00
<b>4.2</b>	<b>pa</b>	Gestión y tramitación del proyecto	1	600,00	600,00
<b>4.3</b>	<b>pa</b>	legalización de la instalación	1	400,00	400,00
<b>TOTAL CAPITULO 4</b>					<b>2.000,00</b>

## 2 Resumen del presupuesto

<b>CAPÍTULO</b>	<b>RESUMEN</b>	<b>IMPORTE (€)</b>
CA01	MATERIALES	308.928,72
CA02	MONTAJE Y MANO DE OBRA	4.687,45
CA03	MAQUINARIA	1.586,00
CA04	INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA	2.000,00
<b>TOTAL (€)</b>		<b>317.202,17</b>
<b>IVA (21%)</b>		<b>66.612,46</b>
<b>TOTAL + IVA</b>		<b>383.814,63</b>

V. PRESUPUESTO

**3 Presupuesto instalación fotovoltaica y térmica**

<b>CAPITULO I: MATERIALES</b>					
<b>Partida</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>€/medición</b>	<b>TOTAL (€)</b>
1.1	ut	Modulo Solar Canadian Solar - 0,0037	600	182,00	109.200,00
1.2	ut	Inversor	3	73,60	220,79
1.3	ut	Anclajes extremos para placas solares	310	0,399	123,69
1.4	ut	Anclajes intermedios para placas solares	450	0,408	183,6
1.5	ut	Rail de fijación de placas solares	760	0,68	516,8
1.6	ut	KIT SOLAR ESTRUCTURA 4 PANELES CUBIERTA COPLANAR	365	164,00	59.860,00
1.7	m	Cable unipolar RV-K 6 mm <sup>2</sup>	2360	0,05	122,72
1.8	m	Cable unipolar 1G RZ1-K (AS) 35 mm <sup>2</sup>	60	3,36	201,60
1.9	m	Cable unipolar 1G RZ1-K (AS) 185 mm <sup>2</sup>	90	23,45	2.110,50
1.10	m	Cable unipolar 1G RZ1-K (AS) 95 mm <sup>2</sup>	30	12,60	378,00
1.11	m	Bandeja rejilla VIAFIL CINCO Z3 110X200MM	118	11,18	1.319,24
1.12	ut	Fusible 16A	20	5,86	117,20
1.13	ut	Portafusibles 1500V DC	20	14,89	297,80
1.14	ut	Magnetotérmico de 4 polos 100A 400V	3	121,02	363,06
1.15	ut	Magnetotérmico de 4 polos 300A 400V	1	625,89	625,89
1.16	ut	Diferencial de 4 polos 300mA 400V	4	88,95	355,80
1.17	ut	Caja general de protección y medidas 400 x 300 x 200	2	75,77	151,54
1.18	ut	Kit de montaje en carril DIN	9	12,88	115,92
1.19	m <sup>2</sup>	Sistema de aprovechamiento térmico SolarWall	4.550	60,00	273.000,00
1.20	ut	tuberías, turbina y equipo para el funcionamiento del sistema SolarWall	1	1.350,00	1.350,00
<b>TOTAL CAPITULO 1</b>					<b>450.614,15</b>

<b>CAPITULO II: MONTAJE Y MANO DE OBRA</b>					
<b>Partida</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>€/medición</b>	<b>TOTAL (€)</b>
2.1	h	Instalación montaje y conexión módulos fotovoltaicos	91	8,65	786,70
2.2	h	Instalación y montaje estructura de soporte para módulos fotovoltaicos	46	8,65	397,67
2.3	h	Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos	46	8,65	397,67
2.4	h	Instalación de la bandeja para el cableado y el cableado	83	8,65	717,54
2.5	h	Instalación y conexión de los inversores	1	12,05	12,05
2.6	h	Instalación y conexión de la caja de protección y medida	2	12,05	24,10
2.7	h	Instalación en cubierta del sistema SolarWall	800	8,65	6.916,00
2.8	h	Conexión del sistema a los secadores	40	12,05	482,00
<b>TOTAL CAPITULO 2</b>					<b>9.733,72</b>

<b>CAPITULO III: MAQUINARIA</b>					
<b>Partida</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>€/medición</b>	<b>TOTAL (€)</b>
3.1	h	Alquiler de camión pluma para disposición del material en obra	40	23,00	920,00
3.3	h	Alquiler de tráiler para transportar el material a obra	60	23,00	1.380,00
3.4	h	Alquiler de plataforma elevadora	160	13,00	2.080,00
3.5	h	Alquile de grúa	90	30,00	2.700,00
<b>TOTAL CAPITULO 3</b>					<b>7.080,00</b>

<b>CAPITULO IV: INGENIERIA Y DIRECCIÓN DE OBRA</b>					
<b>Partida</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>€/medición</b>	<b>TOTAL (€)</b>
4.1	pa	Realización del proyecto de la instalación	1	1.800,00	1.800,00
4.2	pa	Gestión y tramitación del proyecto	1	1.300,00	1.300,00
4.3	pa	legalización de la instalación	1	800,00	800,00
<b>TOTAL CAPITULO 4</b>					<b>3.900,00</b>

V. PRESUPUESTO

**4 Resumen presupuesto instalación fotovoltaica y térmica**

<b>CAPÍTULO</b>	<b>RESUMEN</b>	<b>IMPORTE (€)</b>
CA01	MATERIALES	450.614,15
CA02	MONTAJE Y MANO DE OBRA	9.733,72
CA03	MAQUINARIA	7.080,00
CA04	INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA	3.900,00
<b>TOTAL (€)</b>		<b>471.327,87</b>
<b>IVA (21%)</b>		<b>98.978,85</b>
<b>TOTAL + IVA</b>		<b>570.306,73</b>

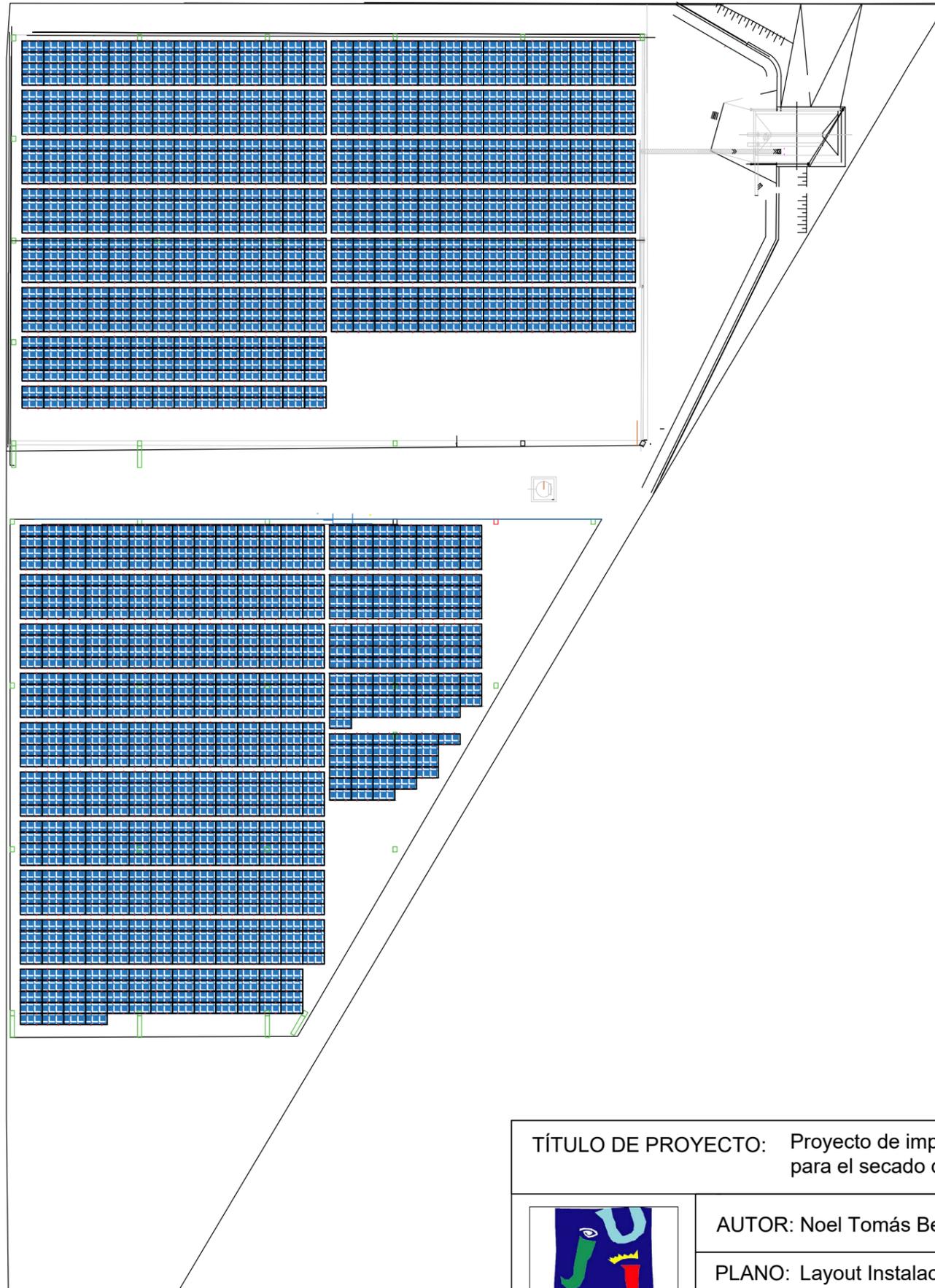
## **VI. PLANOS**



## ÍNDICE PLANOS

1	Layout Instalación solar fotovoltaica .....	5
2	Esquema Unifilar Instalación FV .....	6
4	Layout Instalación fotovoltaica y térmica.....	7

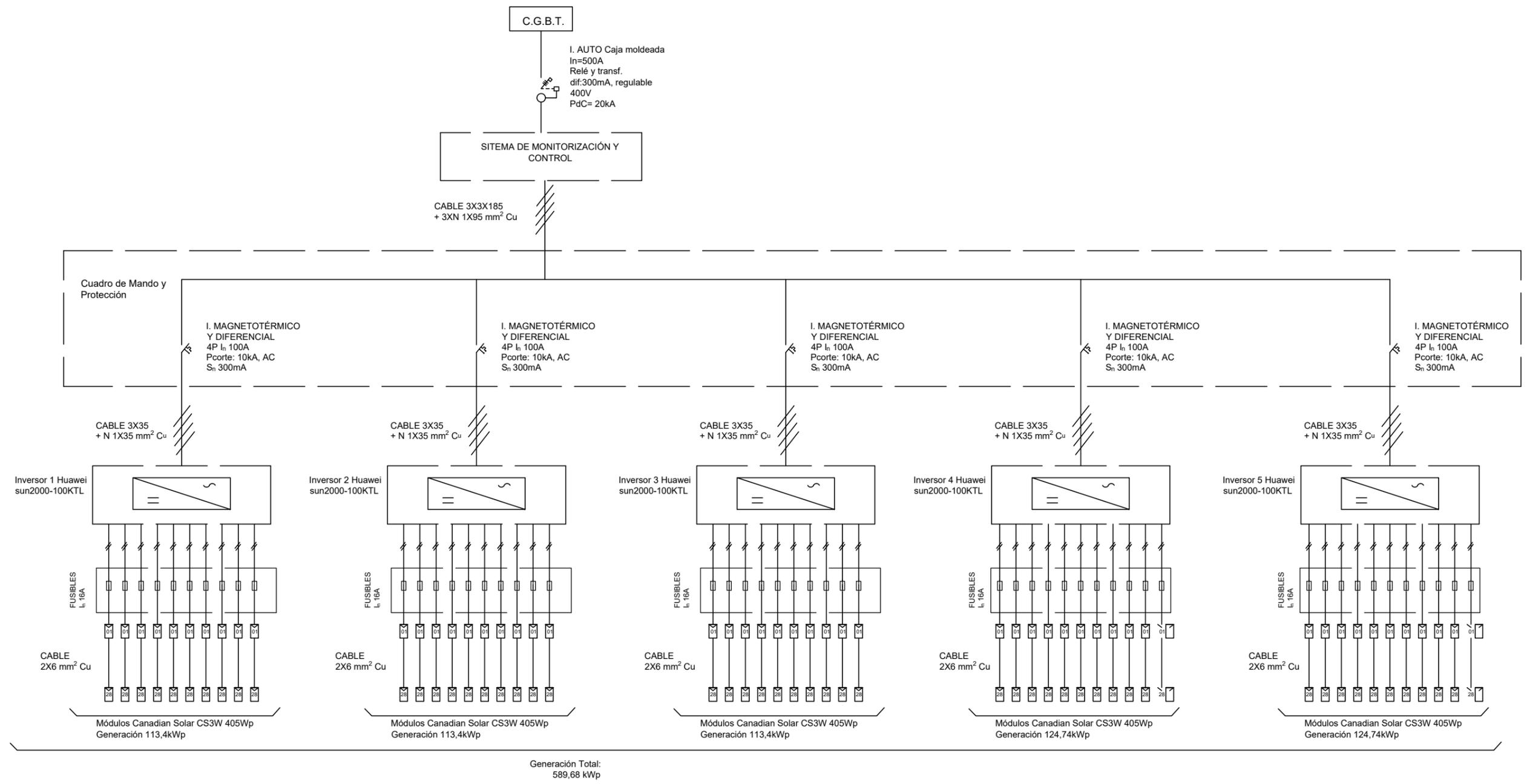




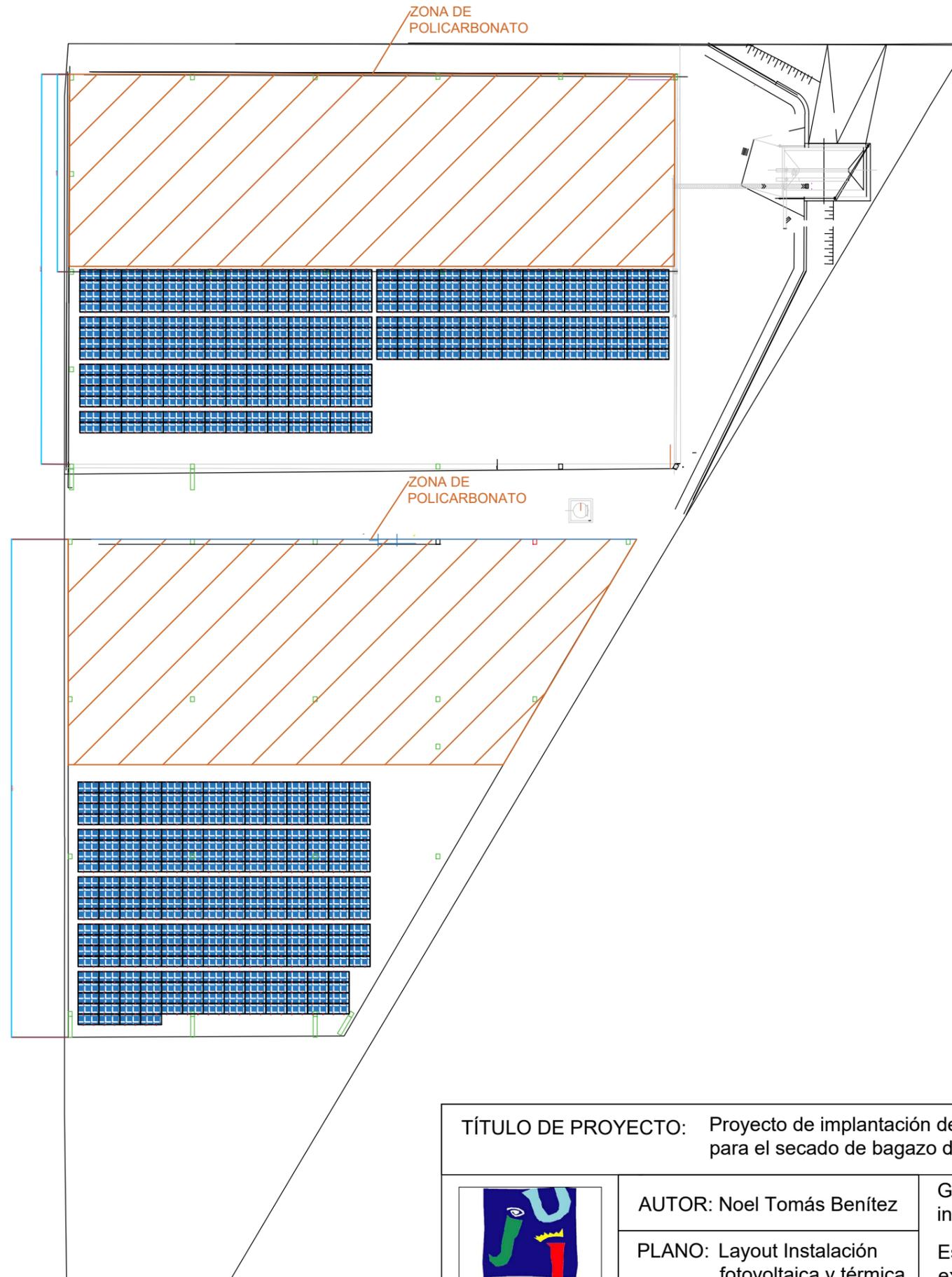
TÍTULO DE PROYECTO: Proyecto de implantación de sistemas de utilización de energía solar para el secado de bagazo de cerveza



AUTOR: Noel Tomás Benítez		Grado en ingeniería en tecnologías industriales
PLANO: Layout Instalación solar fotovoltaica		Escola superior de tecnologia i ciències experimentals
PLANO: 1	ESCALA: 1 : 500	FECHA: Junio 2020



<b>TÍTULO DE PROYECTO:</b> Proyecto de implantación de sistemas de utilización de energía solar para el secado de bagazo de cerveza		
	<b>AUTOR:</b> Noel Tomás Benítez	Grado en ingeniería en tecnologías industriales
	<b>PLANO:</b> Esquema Unifilar Instalación FV	Escola superior de tecnologia i ciències experimentals
	<b>PLANO:</b> 2	<b>ESCALA:</b> -



TÍTULO DE PROYECTO: Proyecto de implantación de sistemas de utilización de energía solar para el secado de bagazo de cerveza



AUTOR: Noel Tomás Benítez

Grado en ingeniería en tecnologías industriales

PLANO: Layout Instalación fotovoltaica y térmica

Escola superior de tecnologia i ciències experimentals

PLANO: 3

ESCALA: 1 : 500

FECHA: Junio 2020