



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE SUMINISTRO PARA AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES DE ASTILLERO EN PECHINA (ALMERIA)

AUTOR: LUIS HERNÁNDEZ MULLOR

TUTOR: JOSÉ FELIPE VILLANUEVA LÓPEZ

Curso Académico: 21-22

AGRADECIMIENTOS

A mi familia y amigos por su apoyo durante toda la carrera, y a mi tutor por su amabilidad y dedicación.

Gracias

RESUMEN

En el presente Trabajo de Fin de Grado se estudiará la posibilidad de emplear la cubierta de una nave industrial de una empresa dedicada a la fabricación de embarcaciones de recreo, mediante el uso de fibra de vidrio. Dicha cubierta será utilizada para una instalación de generación de energía fotovoltaica para autoabastecer de energía eléctrica dicha nave industrial y verter a la red los excedentes resultantes. Será estudiado el tipo de régimen al cual está sometido la instalación según el RD/244/2019 sobre autoconsumo, para, posteriormente proponer diferentes opciones de potencia a instalar y la disposición de las placas fotovoltaicas en la cubierta de la nave. Además, serán estudiadas las características del entorno y del complejo industrial y sus necesidades energéticas. Se llevará a cabo un estudio del cálculo, dimensionado y diseño de la instalación. Por último, se hará un estudio de viabilidad económica del proyecto.

RESUM

En el present Treball de Fi de Grau s'estudiarà la possibilitat d'emprar la coberta d'una nau industrial d'una empresa dedicada a la fabricació d'embarcacions de recreació, per mitjà de l'ús de fibra de vidre. Dita coberta serà utilitzada per a una instal·lació de generació d'energia fotovoltaica per a autoabastir d'energia elèctrica la dita nau industrial i abocar a la xarxa els excedents resultants. S'arria estudiat el tipus de règim al qual està sotmés la instal·lació segons el RD/244/2019 sobre autoconsum, per a, posteriorment proposar diferents opcions de potència a instal·lar i la disposició de les plaques fotovoltaiques en la coberta de la nau. A més, seran estudiades les característiques de l'entorn i del complex industrial i les seues necessitats energètiques. Es durà a terme un estudi del càlcul, dimensionat i disseny de la instal·lació. Finalment, es farà un estudi de viabilitat econòmica del projecte

ABSTRACT

In this Final Degree Project, we will study the possibility of using the roof of an industrial building of a company dedicated to the manufacture of recreational boats, using fiberglass. This roof will be used for a photovoltaic power generation installation to self-supply electricity to the industrial building and to discharge the resulting surplus to the grid. The type of regime to which the installation is subject to according to RD/244/2019 on self-consumption will be studied, in order to subsequently propose different options of power to be installed and the arrangement of the photovoltaic panels on the roof of the building. In addition, the characteristics of the environment and the industrial complex and its energy needs will be studied. A study of the calculation, sizing and design of the installation will be carried out. Finally, an economic feasibility study of the project will be carried out.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Memoria
- Presupuesto
- Anexos
- Planos

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. OBJETO DEL TFG.....	15
2. JUSTIFICACIÓN.....	15
3. ORIGEN Y ACTUALIDAD.....	16
3.1 Contexto histórico y tecnología actual.....	16
3.2 La energía solar fotovoltaica en el mundo/Europa.....	17
3.3 La energía solar fotovoltaica en España.....	19
4. DESCRIPCION DE LA FACTORÍA.....	20
4.1 Actividad industrial.....	21
4.2 Consumo e instalación eléctrica de la factoría.....	22
4.3 Radiación solar en Almería.....	25
4.4 Ejemplo de industrias autosuficientes.....	27
5. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA.....	28
5.1 Normativa Europea.....	28
5.2 Normativa Nacional.....	28
5.3 Normativa en Andalucía.....	28
5.4 Tipos de autoconsumo fotovoltaico.....	29
6. DISEÑO DE LA INSTALACION.....	30
6.1 Consideración de alternativas.....	30
6.2 Dimensionado de la instalación.....	30
6.2.1 Panel fotovoltaico.....	30

6.2.2 Modalidad1: Instalación para cubrir la demanda.	31
6.2.3 Modalidad2: Instalación para cubrir toda la cubierta.....	40
7. PRESUPUESTO	46
7.2 Presupuesto total (Modalidad 1)	48
7.3 Presupuesto total (Modalidad 2)	48
8. ANALISIS DE VIABILIDAD	49
9. CONCLUSIONES	55
10. BIBLIOGRAFIA.....	56
ANEXO	59
ANEXO 1: Tablas dimensionado cableado.....	60
ANEXO 2 Previsión de corrientes, tensiones y canalizaciones.....	62
ANEXO 3: Estudio de financiación y amortización del proyecto.	64
PLANOS	65

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Suministro total de energía según su procedencia. Fuente: IRENA.....	17
Figura 2: Tendencias Energías renovables. Fuente: IRENA.....	18
Figura 3: Potencia instalada según países. Fuente: IRENA.....	18
Figura 4. Potencia instalada en España según el año. Fuente: IRENA.....	19
Figura 5: Vista superior de la factoría. Fuente: Instituto de Cartografía de Andalucía.....	20
Figura 6: Consumo eléctrico de la factoría anualmente. Fuente: Propia	23
Figura 7: Consumo eléctrico de la factoría mensualmente. Fuente: Propia	24
Figura 8: Factura eléctrica por meses del año 2020 sujeto a impuestos. Fuente: Propia.....	24
Figura 9: Datos mensuales de radiación media en Almería. Fuente: ADRASE	25
Figura 10: Irradiación media en Andalucía según provincia. Fuente: Global Solar Atlas.	25
Figura 11: Instalación fotovoltaica para el autoconsumo en Iberconsa	27
Figura 12: Estimación generación mensual PVGIS. Modalidad 1. Fuente: PVGIS.....	34
Figura 13: Comparación entre la energía demandada y la generada por la instalación. Fuente: Propia	34
Figura 14: Detalle de la organización de los módulos y concentrador en cubierta. Fuente: Propia.	38
Figura 15: Resultados simulación PVGIS. Modalidad 2. Fuente: PVGIS	41
Figura 16: Estimación generación mensual PVGIS. Modalidad 2. Fuente: PVGIS.....	41
Figura 17: Comparación entre la energía demandada y la generada por la instalación. Fuente: Propia	42
Figura 18: Distribución paneles y concentradores modalidad 2. Fuente: Propia	44

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Energía e irradiación de instalación fotovoltaica de 1 kWp en el emplazamiento. Fuente: PVGIS.	26
Tabla 2: Comparacion entre paneles fotovoltaicos. Fuente: propia.	30
Tabla 3: Resultados simulacion PVGIS. Modalidad 1. Fuente: PVGIS	33
Tabla 4: Caracteristicas del inversor FRONIUS ECO 27.0-3-S.....	35
Tabla 5: Configuracion placas serie y paralelo. Fuente: Propia.....	37
Tabla 6: Configuracion final placas. Fuente: Propia.....	37
Tabla 7:Resumen secciones necesarias C.D.T. Fuente: Propia	39
Tabla 8: Características del inversor Ingecon Sun 220TL B320. Fuente: Propia	42
Tabla 9: Configuracion placas serie y paralelo. Fuente: Propia.....	43
Tabla 10:Cuadro de Precios Descompuestos:modulo solar monocristalino.Fuente:Propia	46
Tabla 11: Cuadro de Precios Descompuesto: inversor. Fuente: Propia.....	46
Tabla 12: Cuadro de Precios Descompuestos. Concentrador. Fuente: propia.....	46
Tabla 13: Cuadro de Precios Descompuesto: cable 1,5 mm ² . Fuente: Propia.....	47
Tabla 14: Cuadro de Precios Descompuesto: cable 2,5 mm ² . Fuente: Propia.....	47
Tabla 15: Cuadro de Precios Descompuesto: tubo corrugado canalización 16mm. Fuente: Propia.	47
Tabla 16: Presupuesto total de la instalacion(Modalidad 1). Fuente: propia	48
Tabla 17: Presupuesto total de la instalacion(Modalidad 2). Fuente: propia	48
Tabla 18:Gasto energetico anual sin instalacion. Fuente: propia	49
Tabla 19: Comparacion generacion de energia y consumo. Fuente: propia	50
Tabla 20:Periodo de amortizacion modalidad 1. Fuente:propia	50
Tabla 21: Comparacion generacion de energia y consumo. Modalidad 2. Fuente: propia.....	52
Tabla 22:Periodo de amortizacion modalidad 2. Fuente:propia	52
Tabla 23:Calculo flujo de caja. Fuente: propia.....	53
Tabla 24:Metodos de instalacion.Fuente: Tabla A52-B1 UNE HD 60364-5-523:2014.	60
Tabla 25:Intensidades admisibles. Fuente: Tabla A52-1 UNE HD 60364-5-523:2014.	61
Tabla 26:Factores de corrección para temperaturas.Fuente: Tabla A52-D1 UNE HD 60364-5- 523:2014.....	61
Tabla 27: Dimensionado del cableado para la modalidad 1. Fuente: Propia	62
Tabla 28: Dimensionado del cableado de los tramos panel-concentrador para la modalidad 2. Fuente: Propia	62

Tabla 29: Dimensionado del cableado de los tramos concentrador-inversor para la modalidad 2. Fuente: Propia	63
Tabla 30: Tabla sección diámetro canalizaciones. Fuente: ICT-BT-21	63
Tabla 31: Estudio inversión instalación en los próximos 25 años para la modalidad 1. Fuente: Propia.	64
Tabla 32: Estudio inversión instalación en los próximos 25 años para la modalidad 2. Fuente: Propia	64

1. OBJETO DEL TFG

El objetivo del presente Trabajo de Fin de Grado es analizar la posibilidad de poder realizar una instalación fotovoltaica en la cubierta de una nave industrial de una factoría, con la finalidad de cubrir la demanda energética de dicha fabrica mediante el recurso solar. Asimismo, se estudiará también la viabilidad de sobredimensionar dicha instalación para verter a la red los excedentes y obtener un beneficio económico de ello.

Para llegar a conseguir dichos propósitos, se proponen una serie de objetivos:

- Descripción del complejo industrial y de sus necesidades energéticas.
- Análisis del recurso solar del emplazamiento.
- Estudio de la normativa regional y estatal.
- Consideración de las alternativas a estudiar.
- Calculo y dimensionado de los paneles fotovoltaicos según modalidad y de los inversores y concentradores a usar. Cálculo de los conductores usados. Análisis mediante PVGIS
- Elaboración del presupuesto de ambas modalidades
- Estudio de la viabilidad económica de las alternativas propuestas y seleccionar la más rentable.

presentación de los planos de la instalación final.

2. JUSTIFICACIÓN

El análisis realizado en el presente trabajo ha sido condicionado por la actual preocupación de la sociedad por el cambio climático y sobre las alternativas que existen para ayudar a combatir la destrucción del medio ambiente que causan los medios tradicionales de generación de electricidad.

Una de las alternativas existentes y la empleada en este trabajo es el uso de paneles fotovoltaicos para abastecerse de electricidad y con la posibilidad de generar excedentes de energía y poder venderlos a la red, las llamadas instalaciones de "autoconsumo con excedentes".

Por último, hay que destacar que a pesar de que la empresa, en las conversaciones que se han tenido ha expresado, que actualmente debida a la situación económica en la que está envuelta la empresa, no tiene pensado llevar a cabo el proyecto. A pesar de ello, lo valora con gran interés y manifiesta, que si en un futuro cuentan con una mejor situación económica valorarían la implementación de una instalación de autoconsumo como las estudiadas en el presente trabajo.

3. ORIGEN Y ACTUALIDAD

3.1 Contexto histórico y tecnología actual.

Las primeras referencias del uso del efecto fotovoltaico datan de 1839, cuando el físico Edmond Becquerel experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino, descubrió por error que, si se exponían los electrodos a la luz solar, se producía un incremento en la producción de corriente de la pila. La primera celda solar data del año 1884, fue construida por Charles Fritts y usaba selenio como semiconductor y una capa delgada de oro, cuya eficiencia rondaba el 1%. *“Historia de las células solares y su evolución”*, Grupo JAB (agosto 2018)

No fue hasta el año 1954, donde gracias al descubrimiento del efecto fotoeléctrico descubierto por Albert Einstein, cuando se crearon las primeras celdas de silicio (con una eficiencia del 6%), desarrolladas en los laboratorios Bells.

El funcionamiento de una célula fotovoltaica es el siguiente; un haz de luz (fotones) incide sobre una lámina de un material que tenga electrones libres y a causa del efecto fotoeléctrico, al incidir los fotones sobre los electrones estos son despedidos y aprovechados a su vez para generar corriente eléctrica.

Actualmente encontramos mayoritariamente dos corrientes de fabricación de paneles fotovoltaicos, los módulos compuestos por silicio monocristalino y los policristalinos. Las células de silicio monocristalino, que se caracterizan por componerse de un único cristal de silicio uniforme cuyo rendimiento ronda el 20-25%, aun que como principal desventaja destaca su elevado coste de fabricación. Por otro lado, encontramos los paneles fotovoltaicos de silicio policristalino cuyo proceso de fabricación es más sencillo y, por lo tanto, estos paneles son más baratos que los de silicio monocristalino.

Cabe destacar también el empleo de otros materiales menos usados para la fabricación de células de capa fina, como son las células de silicio amorfo, Teluro de cadmio, cobre e indio (CIS), o seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS). En un estado de desarrollo encontramos las células orgánicas poliméricas o las células de alta eficiencia (células multiunión). Estas últimas usadas principalmente en aplicaciones espaciales, compuestas por semiconductores de Galio y arsénico o Germanio. *“Las células solares poliméricas evolucionan gracias al grafeno”*, CORDIS (diciembre 2016)

Por otro lado, actualmente encontramos en el mercado paneles fotovoltaicos que emplean elementos mecánicos para conseguir aumentar la eficiencia de estos. Entre las tecnologías del aumento del rendimiento encontramos los seguidores solares y los concentradores.

Un seguidor solar es un elemento dinámico, capaz de orientar el panel fotovoltaico para hacer coincidir perpendicularmente los rayos del sol con el panel. En el mercado existen diversos tipos de seguidores según el eje de giro, de un eje o de dos. Los primeros aportarían un aumento del rendimiento del 25-30% mientras que los seguidores de dos ejes aumentarían de un 5-10% adicional.

Por último, los concentradores solares fotovoltaicos emplean espejos y lentes para concentrar los rayos del sol y dirigirlos hacia una célula fotovoltaica. Los concentradores fotovoltaicos ofrecen un rendimiento general del 30-40%.

3.2 La energía solar fotovoltaica en el mundo/Europa.

Analizando los datos proporcionados por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) en la figura 1, en cuanto a la procedencia de la energía usada en el mundo se observa que las fuentes de energía tradicionales siguen predominando el sector de la producción de electricidad. En el año 2018, la potencia generada por el petróleo fue de 40496.988 Ktoe (Toneladas equivalentes de petróleo) frente a la cifra de 286.377 Ktoe proporcionados por la energía solar y la eólica.

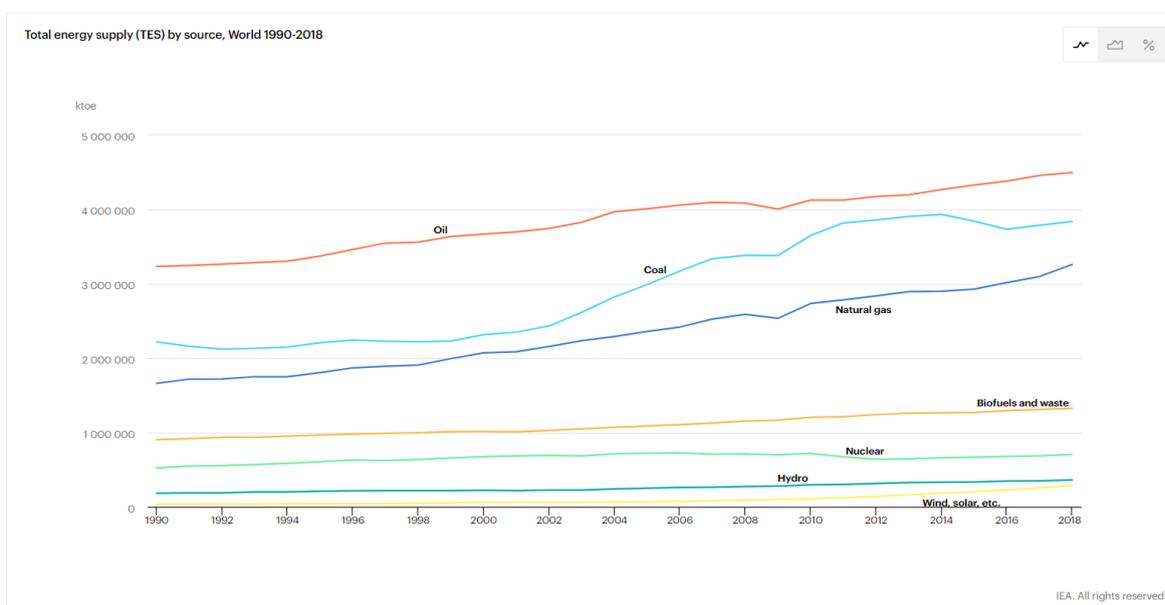


Figura 1: Suministro total de energía según su procedencia. Fuente: IRENA

La energía solar fotovoltaica, en 2020, según los datos proporcionados por IRENA, se alcanzó una cifra de 707.494MW de potencia instalada, frente a los 698.909MW de la energía eólica y los 1153.222MW proporcionados por la energía hidroeléctrica. Como se observa en la Figura 2 los últimos años la energía fotovoltaica ha experimentado un aumento exponencial en la energía instalada en el mundo, al contrario que la energía hidráulica, que apenas ha aumentado a lo largo de la última década.

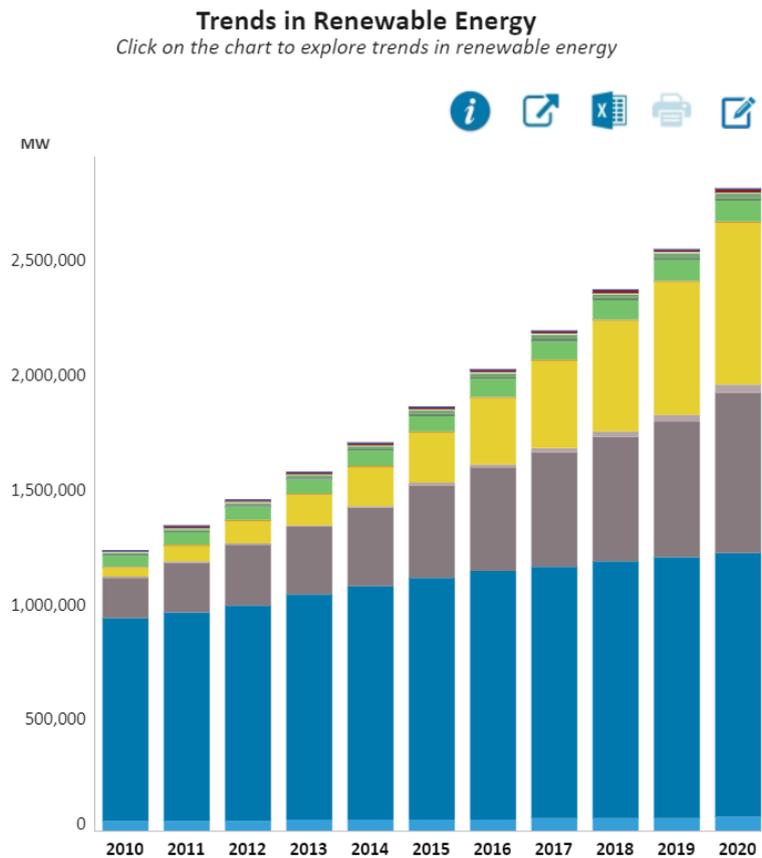


Figura 2: Tendencias Energías renovables. Fuente: IRENA

Por último, en la figura 3 se está comparando la potencia instalada en los distintos países del mundo, se observa que China es el país con mayor potencia fotovoltaica instalada (253GW), en contraposición con Estados Unidos, que figura como el segundo país con una potencia de 74GW.

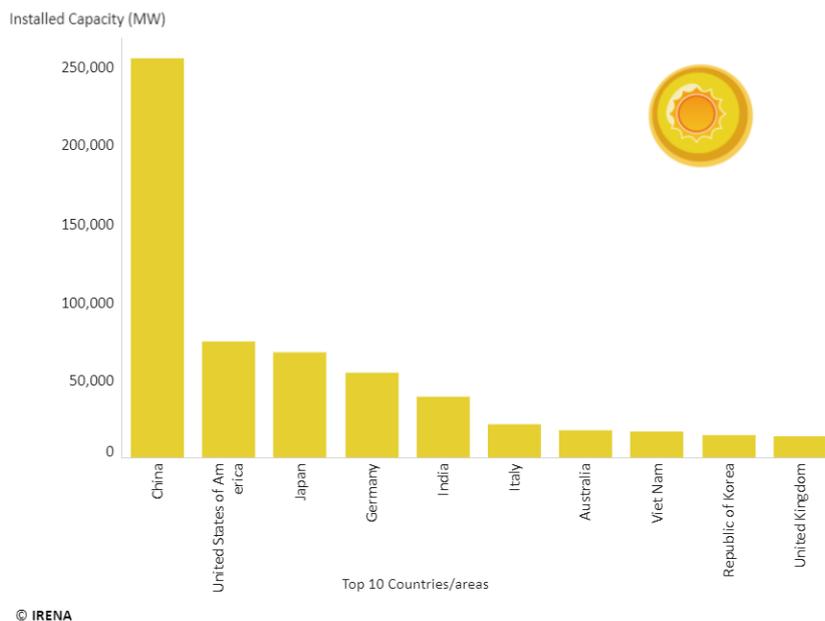


Figura 3: Potencia instalada según países. Fuente: IRENA

3.3 La energía solar fotovoltaica en España

En España, según los datos proporcionados por la **Red Eléctrica Española (REE)** hay disponibles 11.277 MW de potencia fotovoltaica instalada. Como se observa en la figura 4 a partir de los años 2013-2018, la instalación de plantas fotovoltaicas se vio mermada ya que durante ese periodo de tiempo el gobierno implanto el "impuesto al sol", y no fue hasta el año 2018 hasta que no hubo un aumento en la instalación de estas. Dicho incremento fue motivado por la derogación del **RD 900/15** el anteriormente mencionado impuesto al sol por el cual se implantaban tasas para las modalidades de autoconsumo y generación de energía mediante plantas solares fotovoltaicas.

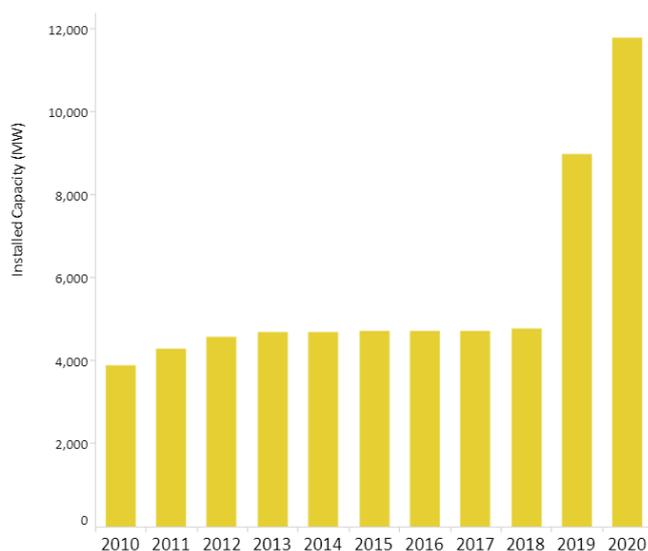


Figura 4. Potencia instalada en España según el año. Fuente: IRENA

Según los datos de la **Unión Española Fotovoltaica (UNEF)** La **comunidad autónoma de Andalucía** en 2020 tenía instalados 1828MW de potencia, siendo así, la comunidad con mayor potencia instalada de España. Por otro lado, es también líder en energía termo solar, teniendo instalados 997MW distribuidos en 24 centrales.

4. DESCRIPCION DE LA FACTORÍA.

Los astilleros **Lema Boats S.L** fueron fundados en 1973 por Juan Hernández Martínez en la localidad de Pechina, Almería (Camino Cuesta de las vacas, 04250). La factoría fue diseñada por el arquitecto Miguel Esquirol. El emplazamiento se compone de 2 naves ambas a dos alturas y un aparcamiento privado para los empleados de la factoría.



Figura 5: Vista superior de la factoría. Fuente: Instituto de Cartografía de Andalucía

La nave que se encuentra en la zona inferior de la fotografía es la nave principal, en la que encontramos una primera planta la cual está compuesta de dos zonas, una destinada a oficinas y la otra al montaje de las embarcaciones. La segunda planta está compuesta por 3 zonas, carpintería, almacén y tapicería.

Por otro lado, en la nave que se encuentra en la parte superior de la foto encontramos la zona de laminación en la planta superior, y en la inferior, un pequeño espacio destinado a al diseño de nuevos modelos. Las dos naves tienen una estructura similar, y están construidas a base de pilares y cerchas.

En cuanto a la cubierta, ambas naves poseen una cubierta formada por un panel tipo sándwich. Sobre la cubierta de la nave de laminación están instalados cuatro humidificadores los cuales son necesarios para que el proceso de laminación se lleve a cabo de forma adecuada.

Como la empresa solo ha proporcionado datos de la nave principal, se obtendrá que la superficie de esta es de 3000m². Sin embargo, gracias a Google Maps se ha estimado que la superficie de la cubierta de laminación es de 1500m². Por la necesidad de dejar espacio para labores de mantenimiento de equipos de humidificación y aires acondicionados, las superficies útiles de ambas cubiertas se ven reducidas teniendo así una superficie de 1800m² y de 800m² para la nave principal y de laminación respectivamente.

El recinto de la factoría está rodeado mayoritariamente de casas de campo e invernaderos, por tanto, no hay problema con que edificios colindantes generen sombra que haga empobrecer la eficiencia de nuestra instalación.

4.1 Actividad industrial

A continuación, se detallarán muy resumidamente los procesos industriales que se llevan a cabo en la empresa analizada a la hora de la fabricación de embarcaciones.

Primeramente, en la nave de laminación es donde el proceso productivo comienza. En dicha nave se realiza el proceso de fabricación del casco y cubierta mediante el uso de fibra de vidrio y resina. A su vez, se colocan los refuerzos de madera que el casco necesita para ser estructuralmente competente y se pinta el casco para darle el diseño que el cliente desee.

Una vez fabricados el casco y la cubierta pasan a la nave principal o de montaje donde se ensamblan ambas partes al mismo tiempo que se lleva a cabo todo el proceso de instalación de electricidad, la unidad de potencia del barco y ensamble de asientos y tapicería. Los componentes del montaje de la instalación eléctrica provienen de la planta inferior de la nave principal, donde también se encuentra carpintería y tapicería.

Por último, antes de que el barco se cargue en el camión, se llevan a cabo unas pruebas en la piscina de la factoría para comprobar que todo está correctamente funcionando.

4.2 Consumo e instalación eléctrica de la factoría.

Los datos que van a ser analizados en este TFG han sido prestados por la empresa Lema Boats S.L y han sido extraídos del Proyecto de Instalación de la nave. Se procederá a enumerar todos los elementos que están conectados a la red eléctrica (consumen electricidad).

ALUMBRADO:

PLANTA ALTA:

-Nave principal: 78 luminarias de 400W.....	31.200W
-Oficinas.....	1.500W
-Exterior.....	2.500W

PLANTA BAJA:

-Zona carpintería 16 luminarias de 400W.....	4.800W
12 luminarias de 2x58W.....	1.392W
-Zona tapicería 16 luminarias de 400W.....	4.800W
-Componentes eléctricos 8 equipos 2x58W.....	928W
-Almacén General 27 luminarias 2x58.....	3.132W
-Almacén5 luminarias de 2x58W.....	580W

TOTAL.....50.832W

FUERZA MOTRIZ

PLANTA ALTA:

-1 polipasto principal con motor de 5KW.....	5KW
-5 polipastos uno por carril montaje 1CV/cu.....	3.7KW
-8 extractores cubierta de aire de 20Cv.....	12KW
-1 compresor de aire de 20CV.....	15.0KW
-1 grupo de presión de agua 7.5Cv.....	5.5KW
-1 ascensor de 15CV.....	11.0KW

AUXILIAR DE CARPINTERIA:

-1 pantógrafo Project416K de 10CV.....	7.5KW
-1 Tupi Folder mod F-700-Z 5CV.....	3.7KW
-1 escuadradora ALTENDORF WA-80 5CV.....	3.7KW
-1 sierra de cinta FB-740 4CV.....	3.0KW

EXTRACTOR CICLON

-1 aspirador 10CV.....	7.5KW
------------------------	-------

AUXILIAR TAPICERIA:

-8 máquinas de coser a 1cv/cu 8CV.....	6.0KW
--	-------

TOTAL.....83.6KW

Por consiguiente, entre el alumbrado y la maquinaria se obtienen un total de **134.4 KW**

A continuación, se pasará a analizar los consumos anuales de la empresa, cabe destacar que, debido a las limitaciones de los contadores instalados, solo se tienen registros del consumo mes a mes y no se dispone del desglose horario de los consumos. La empresa ha proporcionado datos de hasta 2007.

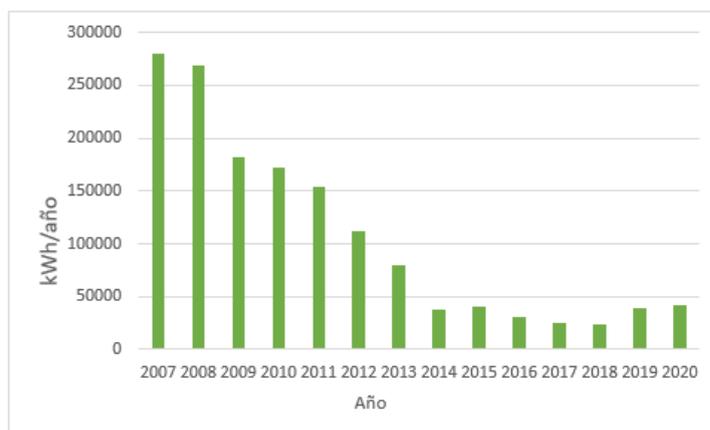


Figura 6: Consumo electrico de la factoria anualmente. Fuente: Propia

En referencia a la figura 6, se observa un claro descenso del consumo eléctrico a lo largo de los años, esto es debido a la recesión económica vivida en España a partir del año 2007-2008, en esos años la empresa contaba con más de 100 empleados. Actualmente, se cuenta con unos 10-15 trabajadores, dependiendo mucho de la carga de trabajo.

La empresa no prevé un aumento de la plantilla a medio-largo plazo, por lo tanto, para realizar el dimensionado de la instalación nos centraremos en los datos proporcionados en el ejercicio de 2020.

En la figura 7 se observa que en los meses de marzo, abril y mayo existen unas grandes variaciones en los consumos con respecto a los otros meses. La empresa manifiesta que esto es debido a que en los meses de marzo y abril la producción estuvo totalmente parada debido a la pandemia COVID-19. Por otro lado, el bajo consumo de agosto es debido a que la segunda quincena de agosto los trabajadores tienen un periodo vacacional.

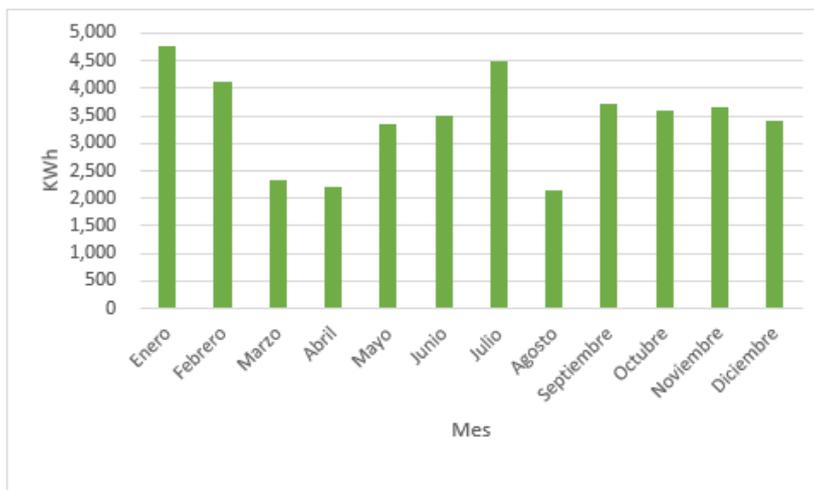


Figura 7: Consumo eléctrico de la factoría mensualmente. Fuente: Propia

Con respecto a la Figura 7, el promedio de los meses es de **3.443kWh** lo que resulta en un total de **41.311kWh** anuales, el cual será el valor que será usado para dimensionar la instalación.

La potencia contratada por la empresa está dividida en tres tramos. Los dos primeros tramos de **20kW** mientras que el último es de **80kW**

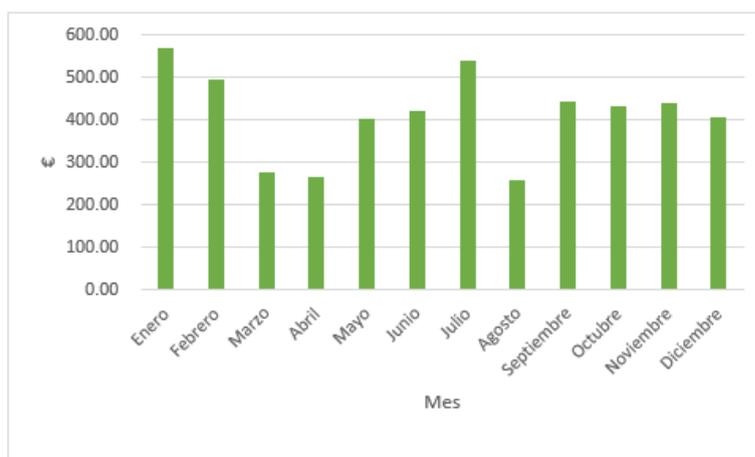


Figura 8: Factura eléctrica por meses del año 2020 sujeta a impuestos. Fuente: Propia

Analizando los valores de la figura 8, se obtiene una media de **413'11€** mensuales lo que va a suponer un costo anual de **4957'32€**

4.3 Radiación solar en Almería.

La **radiación solar** es la radiación se genera a partir de las reacciones nucleares de fusión que se producen en el núcleo solar. Las radiaciones nucleares producen radiación electromagnética en varias longitudes de onda. (0'15µm y 4 µm) (Oriol Planas, 2015)

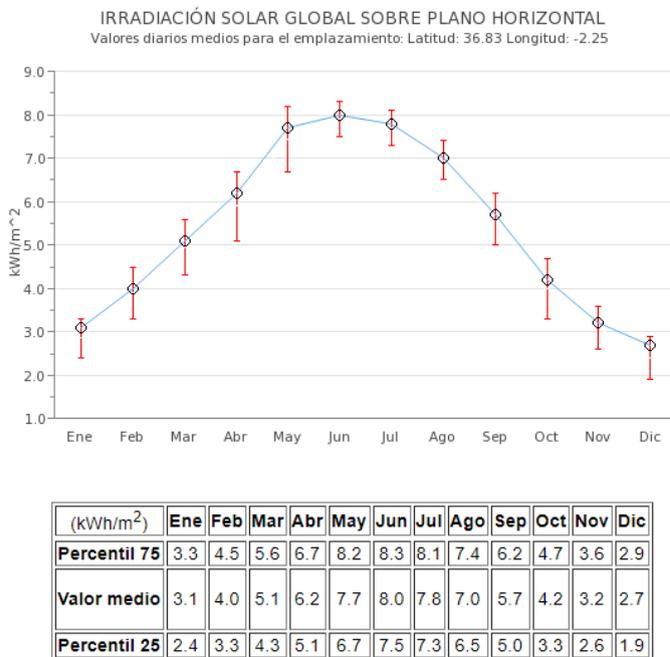


Figura 9: Datos mensuales de radiación media en Almería. Fuente: ADRASE

En gráfico de la Figura 10 muestra una comparación entre la irradiación normal al plano media en el año 2020 en la comunidad autónoma de Andalucía, se observa que Almería es la que menos radiación solar diaria recibe, sin embargo, sigue estando por encima de la media regional que se encuentra en torno a los 4.4 Kw/m²

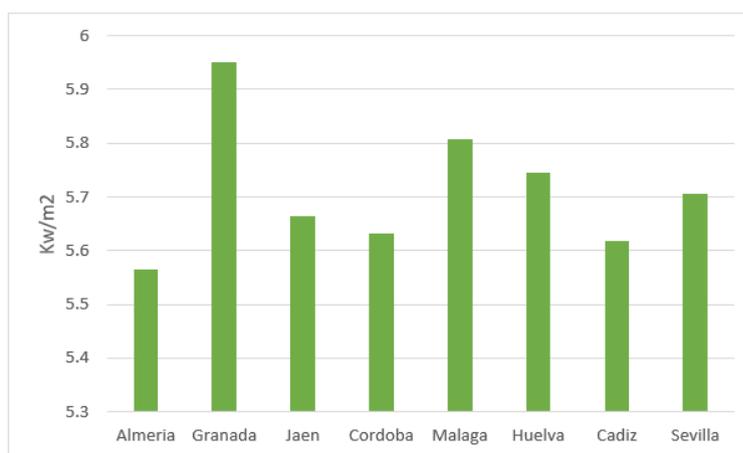


Figura 10: Irradiación media en Andalucía según provincia. Fuente: Global Solar Atlas.

Adicionalmente, para el posterior dimensionamiento de la instalación será necesario obtener los **Horas de Sol Pico (HSP)**. Para obtener este parámetro se hará uso de la aplicación **PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)**. Dicha aplicación es online y proporciona datos sobre la radiación solar incidente en Europa. Además, en la página web ofrece un sistema de

predimensionado de instalaciones fotovoltaicas proporcionando así el ángulo y orientación optima de los paneles como también la cantidad de energía que será generada anualmente según la potencia instalada.

La tabla 1 muestra los datos que seran usados posteriormente para el calculo de la instalacion como, el angulo optimo, las perdidas del sistema, performance ratio etc. Los datos los proporciona PVGIS al introducir las coordenadas en las que se encuentra la factoria.

Latitud	36.908			
Longitud	-2.435			
Tecnologia	Silicio monocristalino			
Potencia nominal FV(KWp)	1			
Perdidas del sistema [%]:	14			
Angulo optimo(grados)	34 (opt)			
Orientacion (azimut) optima	2 (opt)			
Angulo de incidencia[%]:	-2.46			
Efectos espectrales [%]:	0.58			
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-6.34			
Perdidas totales [%]	20.98			
Performance Ratio	0.79			
MES	E-m	Hi_d	Hi_m	SD_m
Enero	126.2	4.935	153	14.3
Febrero	124.8	5.070	152.1	13.4
Marzo	157.5	6.294	195.1	12.1
Abril	159.4	6.670	200.1	12.2
Mayo	166.6	6.835	211.9	9.5
Junio	166.8	7.223	216.7	4.1
Julio	171.9	7.310	226.6	2.9
Agosto	171.3	7.490	224.7	3
Septiembre	152.8	6.368	197.4	6.8
Octubre	137.4	5.813	174.4	9
Noviembre	116	4.629	143.5	10.5
Diciembre	120	4.850	145.5	9.2
		6.124	2241.00	

Tabla 1: Energía e irradiación de instalación fotovoltaica de 1 kWp en el emplazamiento. Fuente: PVGIS.

-Em: Media de la produccion mensual de energía

-Hi_d Media diaria de la irradiación global por metro cuadrado que reciben los módulos fotovoltaicos ($\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$).

-Hi_m: Media de la irradiación global por metro cuadrado que reciben los módulos fotovoltaicos ($\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{mes}$).

Utilizando los valores de la tabla anterior hay que obtener las **Horas de Sol Pico** anuales (HSP) las cuales son 2241, que se obtiene a partir de la suma de la media de la irradiación global por metro cuadrado que reciben los módulos fotovoltaicos (Hi_m) de todos los meses. El valor de las horas de sol pico será usado posteriormente para el cálculo de la energía que la placa es capaz de generar en un año

4.4 Ejemplo de industrias autosuficientes.

En España y Europa el uso de instalaciones fotovoltaicas para el abastecimiento eléctrico de las industrias no está muy extendido, sin embargo hay claros ejemplos de éxito en nuestro país que se pasaran a describir a continuación.

Iberconsa, una empresa situada en Galicia la cual se dedica a la captura y distribución del langostino y merluza decidió instalar una cubierta solar en su nueva factoría en la localidad de Bouzas. Dicha instalación consta de un total de 1385 módulos fotovoltaicos cuya producción anual de energía es de 773,090KWh. El plazo de amortización de esta instalación se estima en unos 4 años y supondrá un ahorro en la tarifa eléctrica del 12%



Figura 11: Instalación fotovoltaica para el autoconsumo en Iberconsa

Otro ejemplo destacable es el de la empresa automovilística Stellanis, localizada en Zaragoza, y que en el año 2021 instalaron un total de 19.200 paneles solares, que hacen un total de 8'6MW.

Dicha instalación llegara a cubrir entre un 15% y 20% de la energía demandada por la empresa. Sin embargo, su objetivo es que para 2030 tengan instalados 20MW para poder hacer frente a toda la factura eléctrica de la planta y así contribuir a ser una de las primeras factorías en España que serán autosuficientes.



Figura 12: Instalacion fotovoltaica en la empresa Stellanis

5. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA

5.1 Normativa Europea.

En la reciente **Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2019 (COP25)** llevada a cabo en Madrid la Unión Europea realizó la presentación del nuevo **Pacto Verde Europeo**, que fija el año 2050 para conseguir la neutralidad climática.

Asimismo, la **Directiva Europea Renovable (REDII)** establece una directiva de producción y fomento de la energía procedente de fuentes renovables de los estados miembros de la Unión Europea. La directiva **2018/2001EU** fija como objetivo alcanzar un 32% en el uso de las renovables para el año 2030. Pudiendo ser revisado al alza para el año 2023.

Por último, cabe destacar que este documento prohíbe la existencia de cualquier tipo de tasa o impuesto a la energía producida por las instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

5.2 Normativa Nacional.

En España, en 2015 se concibió el controvertido Real Decreto **RD 900/2015** por el cual se regulaban las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

En 2018 el **RD-Ley 15/2018** el cual introduce medidas para eliminar las barreras existentes que obstaculizan la transición energética. Para ello, este RDL dejaba desprovisto de tasas o impuestos a cualquier modalidad de autoconsumo eléctrico. Consecuentemente en el **RD 244/2019** se daba continuidad a las medidas adoptadas en el **RD-Ley 15/2018**. En él se impulsaban medidas de desregulación del autoconsumo, así como se establecían las distintas modalidades para este.

El 23 de junio de 2020 el consejo de ministros junto con el ministerio de transición ecológica, impulsaron el **RD-Ley 23/2020** en el que se fijó para el año 2050 tener un sistema eléctrico 100% renovable.

Por último, el Ministerio de Transición Ecológica también ha impulsado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). EL cual tendrá como objetivo reducir hasta un 23% las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030.

5.3 Normativa en Andalucía.

En cuanto al ámbito Andaluz, cabe destacar, que el 11 de noviembre de 2015 se aprobó en el BOJA núm. 219 una estrategia con el objetivo de reducir un 25% de energía primaria y aportar este mismo porcentaje con energías renovables así mismo, aumentar el autoconsumo con energías renovables un 5%. Estos objetivos se pretendían alcanzar para el año 2020.

Por otro lado, el pasado 23 de marzo del gobierno aprobó la formulación de la estrategia energética de Andalucía (**Horizonte 2030**). Con este documento, se pretende establecer las directrices necesarias para poder cumplir los objetivos establecidos en el **Pacto Verde Europeo** anteriormente mencionado. Entre ellos, reducir entre un 50-55% las emisiones de Gases de efecto Invernadero y alcanzar una eficiencia energética de al menos un 32%.

En relación con las subvenciones, en Andalucía existen dos modalidades, una respecto al precio de la instalación, que supone una cuantía de entre 3.000 y 4500 euros y una segunda sobre impuestos del estado que se aplican al IBI y al ICIO, con una cuantía de 1.500 euros. Dichas subvenciones no pueden ser optadas simultáneamente.

Por último, mencionar, que dado este último año de pandemia causada por el COVID 19 ha motivado a la **Agencia Andaluza de la Energía** en lanzar un nuevo paquete de ayudas para poder impulsar un mayor número de proyectos de instalaciones fotovoltaicas. La inversión llevada a cabo será de unos 14,2 millones de euros y se estima que ayudará a ejecutar más de 457 proyectos.

5.4 Tipos de autoconsumo fotovoltaico.

El 5 de abril de 2019 el gobierno español aprobó el RD 244/2019 que, entre otras medidas, este establece un marco regulatorio sobre el autoconsumo y sobre las diferentes modalidades de este. Dichas modalidades son:

- **Autoconsumo con excedentes:** esta modalidad permite inyectar la energía excedentaria a las redes de transporte y distribución. Las instalaciones con excedentes pueden dividirse en:
 - (i) **Excedentes con acogida a compensación:** En esta modalidad, la energía que no es consumida de forma directa se vuelca a la red de forma, que al final del periodo de facturación, el valor de esa energía devuelta a la red será descontado del precio de la factura del consumidor. Para poder optar a dicho descuento, las instalaciones acogidas a dicha modalidad deben de cumplir que la fuente de energía primaria tenga un origen renovable, y que la potencia total de las instalaciones de producción no sea superior a 100 KW.
 - (ii) **Excedentes no acogidas a compensación:** en esta variante la energía no autoconsumida, se vuelca a la red y se vende, obteniendo el precio establecido en el mercado eléctrico.
- **Autoconsumo sin excedentes:** Llamada así por la existencia de sistemas antivertido que impiden el vuelco de energía excedentaria a la red. Estas instalaciones contienen baterías para almacenar dicha energía excedente y así poder gestionar de manera más eficiente los picos de tensión.

6. DISEÑO DE LA INSTALACION.

6.1 Consideración de alternativas.

Para el diseño de la instalación se tendrán en cuenta varias alternativas que serán estudiadas, para finalmente escoger la más viable. Se estudiarán dos alternativas, ambas de la modalidad de autoconsumo con excedentes. Cada modalidad se dimensionará completamente hasta llegar al inversor.

Ambas alternativas se analizarán primeramente mediante un cálculo teórico y posteriormente mediante el uso de PVGIS

Modalidad 1: Instalación para cubrir demanda.

Se diseñará la instalación para poder cubrir toda la demanda de electricidad de la factoría, asimismo, la configuración de los paneles estará determinada por un ángulo de inclinación óptimo.

Modalidad 2: Instalación para ocupar toda la cubierta

Instalación que será diseñada para ocupar toda la superficie disponible de la cubierta, la configuración de los paneles estará determinada por el ángulo óptimo de inclinación.

6.2 Dimensionado de la instalación.

6.2.1 Panel fotovoltaico

Para llevar a cabo la elección del panel fotovoltaico que será usado en la instalación, se usará un panel de silicio con la mayor potencia disponible, ya que de ese modo se usará un menos número de paneles y por lo tanto menos conexiones, cableado, etc.

Los paneles que van a ser analizados son de la marca SunPower con potencias de 415 y 400W, las características principales de cada panel se muestran en la tabla 2.

PANEL SOLAR	SPR-MAX3-400	SPR-MAX5-415-E3-AC	SPR-P3-415-COM-1500
Potencia nominal (W)	400	415	415
Eficiencia del panel (%)	22.6	22.2	20.1
Tension nominal (V)	65.8	219-264	45
Tension de cortocircuito abierto (V)	75.6	-	54.1
Intensidad nominal (A)	6.08	-	9.2
intensidad de cortocircuito (A)	6.58	5.8	9.9
Dimensiones	1046x1690	1017x1835	998x2066

Tabla 2: Comparacion entre paneles fotovoltaicos. Fuente: propia.

La placa que será elegida es la **SPR-MAX3-400** ya que es la que mayor eficiencia tiene de las 3 placas.

6.2.2 Modalidad 1: Instalación para cubrir la demanda.

Cálculo de energía producida por placas fotovoltaicas

Con los datos obtenidos en el apartado 4.3, **Horas de sol Pico (HSP)** y **Performance Ratio (PR)** y conociendo la potencia de los paneles fotovoltaicos a instalar. Empleando la siguiente expresión se puede calcular la energía que generara una placa en un año.

$$E_{placa} = \frac{P_{pic} * HSP * PR}{1000} = \frac{400 * 2241 * 0.79}{1000} = 708'15 \text{ KWh/año} \quad (1)$$

- **Ppic:** Potencia pico de la placa. (W). Tabla 2
- **HSP:** Horas de sol pico anuales. (horas). Tabla 1
- **PR:** "Performance Ratio" son las pérdidas totales de la instalación. Se obtiene a partir de las perdidas combinadas del sistema, en nuestro caso 0.79, ya que nuestras perdidas combinadas son del 21%. Tabla 1

Cálculo del número del número de placas fotovoltaicos

A la hora de obtener el número de paneles fotovoltaicas se utilizará la siguiente expresión:

$$N_{placas} = \frac{E_{anual}}{E_{placa}} = \frac{41.311}{708'15} = 58'33 \text{ paneles.} \quad (2)$$

Eanual: energía consumida por la empresa en un año. (KWh/año).

Eplaca: energía proporcionada por una placa solar al año. (KWh/año*placa). Expresión 1

Con la expresión (2) se obtiene que se necesitaran 59 placas para cubrir la demanda energética de la factoría. Y la potencia instalada se calculará finalmente mediante la expresión 3.

$$P_{instalada} = \frac{P_{modulo} * N_{modulos}}{1000} = \frac{400 * 59}{1000} = 23'6 \text{ kW} \quad (3)$$

Teniendo la potencia instalada y el número de placas a instalar se puede calcular la energía anual que se generaría:

$$E_{generada} = N_{placas} * E_{placas} = 59 * 708'15 = 41780 \text{ kWh} \quad (4)$$

Orientación de los paneles

Como se ha ilustrado en el apartado 4.3 los valores proporcionados por el PVGIS y representados en la tabla 1 muestran que los paneles de la instalación deberán de tener un ángulo azimutal de 2º orientado entre el sur y el noroeste.

El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos. [José Alfonso Alonso Lorenzo (15 de junio de 2021) Radiación, Geometría, Recorrido óptico, Irradiancia y HSP. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiacion-y-hsp/>]

Inclinación de los paneles

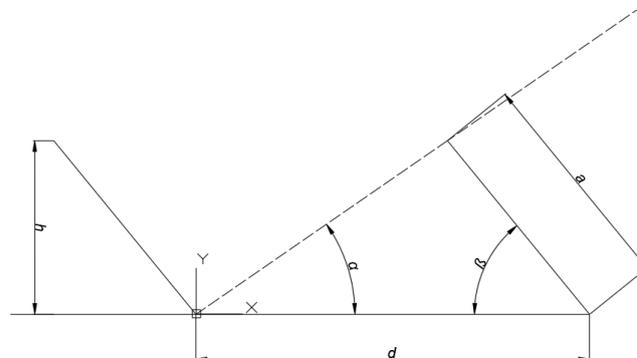
De la misma manera que en el apartado anterior los datos mostrados por el PVGIS indican que la inclinación óptima para los paneles en la instalación será de 34º.

Disposición de los paneles.

A la hora de colocar los paneles en la cubierta de la factoría, se deben tener en cuenta una distancia mínima entre los distintos módulos, ya que de lo contrario podrían generar sombras que empobrezcan la eficiencia de la instalación. Dicha separación mínima se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$d = a * \cos(\beta) + \frac{\text{sen}(\beta)}{\text{tg}(\gamma)} = 1046 * \cos(34^\circ) + 1046 * \frac{\text{sen}(34^\circ)}{\text{tg}(30.92^\circ)} = 1843'72 \text{ mm} \quad (5)$$

Los términos anteriormente usados se muestran en la siguiente ilustración:



El valor "a", corresponde a la altura del panel y "d" a la distancia mínima entre módulos mientras que el ángulo "β" será la inclinación que ha sido obtenida en PVGIS. Por último el ángulo "γ" se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\gamma = (90^\circ - \text{Latitud}) - \text{Declinacion solar} = (90 - 36'9) - 22'17 = 30'92 \quad (6)$$

Donde la declinación solar "es ángulo formado por la línea que une los centros del Sol y la Tierra", en nuestro caso 22'17°.

SIMULACION MEDIANTE PVGIS

Usando los datos calculados manualmente, y con la ayuda del PVGIS, se simulará la producción anual de energía de la instalación para una potencia instalada de **23.6kW**

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	36.908, -2.435
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	23.6
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	35
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	41778.36
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2240.08
Year-to-year variability [kWh]:	864.70
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.45
Spectral effects [%]:	0.58
Temperature and low irradiance [%]:	-6.34
Total loss [%]:	-20.97

Tabla 3: Resultados simulacion PVGIS. Modalidad 1. Fuente: PVGIS

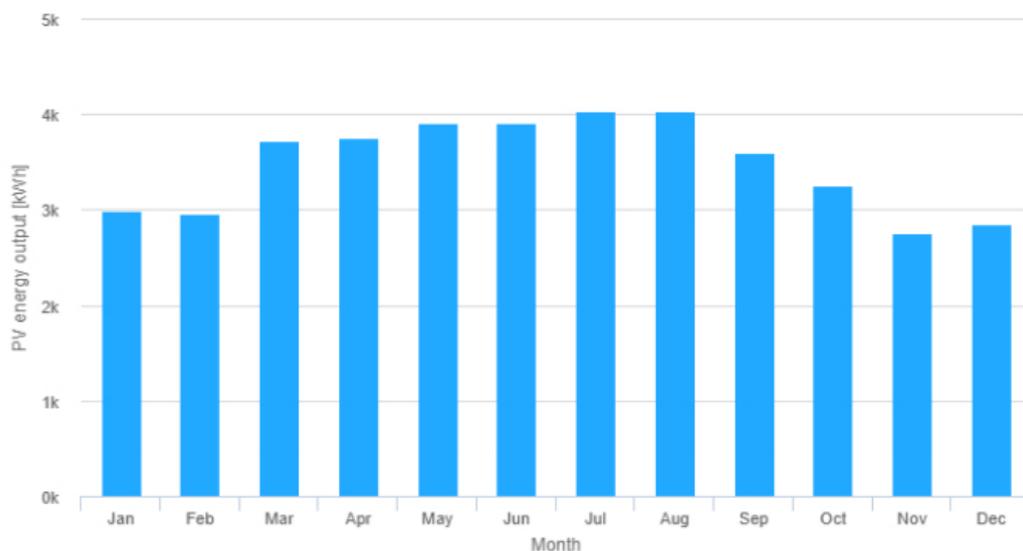


Figura 13: Estimacion generacion mensual PVGIS. Modalidad 1. Fuente: PVGIS

Gracias a los datos proporcionados por PVGIS mostrados en la figura 13 se estima que la produccion anual de energía proveniente de los paneles fotovoltaicos sea de 41.778 kWh. Mientras que la energía consumida anualmente es de 41.311 kWh. Se observa que los valores son muy similares a los obtenidos teóricamente en la expresión 4.

En la figura 14 se ha realizado una comparacion de la energía que proporcionan la instalacion fotovoltaica y la consumida por la fabrica, llegando a la conclusion que aun que en algunos meses la energía producida sea menor que la consumida, y por tanto habra que comprar energía cuando la instalacion no produzca la suficiente y venderla cuando tengamos excedentes.

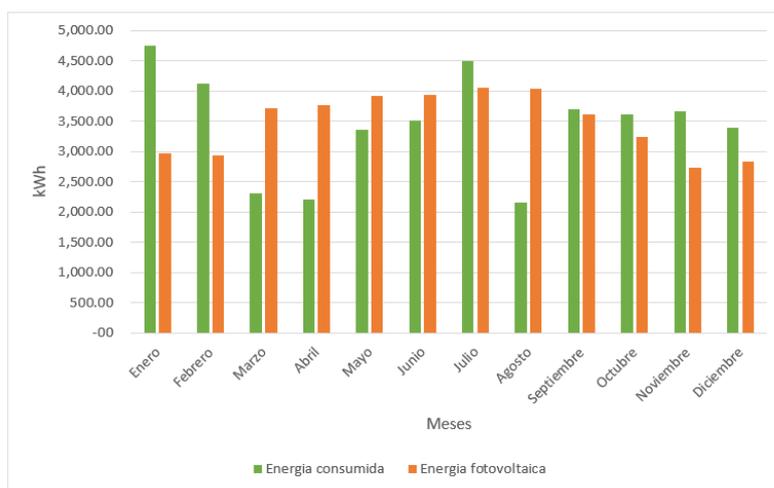


Figura 14: Comparacion entre la energía demandada y la generada por la instalacion. Fuente: Propia

Cálculo de los inversores a usar

Otro elemento necesario para la instalación será el inversor, cuya potencia máxima tolerable deberá de ser mayor a la de la potencia instalada. Se ha optado por la elección del inversor de la marca Fronius, en concreto el modelo **Fronius ECO 27.0-3-S**.

Este inversor tiene una potencia máxima de 27kW por lo que podrá soportar las potencias de nuestra instalación fotovoltaica, las cuales rondaran los 23.6kW.

El inversor presenta las siguientes características:

Valores de entrada	
Maxima salida el generador FV	37.8 W
Intervalo de tension MPP	580-850 V
Tension maxima	580 V
Corriente maxima	47.7 A
N entradas	6
Valores de salida	
Potencia nominal	27 kW
Corriente maxima	39 A
Maxima potencia de salida	27 kVA
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Factor de potencia	0-1
Coefficiente de distorsion no lineal	<2%
Eficiencia maxima	98%

Tabla 4: Características del inversor FRONIUS ECO 27.0-3-S

Del mismo modo también cabe destacar la importancia de que el inversor a utilizar tenga los elementos de seguridad suficientes para garantizar una protección adecuada para nuestra instalación fotovoltaica. Las protecciones que incluye el inversor a utilizar son:

- Medición del aislamiento CC
- Comportamiento de sobrecarga
- Seccionador CC
- Portafusibles integrado para "string"
- Protección contra polaridad inversa

Para una mejor accesibilidad, así como para protegerlo de la intemperie, se decide instalar el inversor en el interior de la nave.

A continuación, como ya se conoce la tensión máxima admisible de nuestro inversor y la tensión máxima de las placas a instalar, se puede calcular el número de placas que se pueden colocar por string y así conocer cuántos módulos pueden ser conectados en serie o en paralelo.

Numero de módulos en serie

Para calcular el número de módulos que se podrán colocar en serie se debe tener en cuenta el voltaje máximo que tolera el inversor y el voltaje de la placa a instalar. Esta cantidad se determina mediante la siguiente expresión:

$$N_{placas\ serie(min)} = \frac{V_{max\ inversor}}{V_{max\ placa}} = \frac{580}{75'6} = 7'56\ placas\ (7)$$

$$N_{placas\ serie(max)} = \frac{850}{75'6} = 11'24\ placas\ (8)$$

- Vmax: Tensión máxima tolerable por el inversor. Tabla 4
- Vmax placa: Tensión de circuito abierto del panel fotovoltaico. Tabla 2

Por lo que se colocaran un máximo de 11 placas por "string" y un mínimo de 7.

Numero de módulos en paralelo

Del mismo modo se debe calcular en número máximo de strings que pueden conectarse en paralelo. Dicho número depende directamente por la máxima corriente que el inversor es capaz de tolerar

$$N_{placas\ paralelo} = \frac{I_{max\ inversor}}{I_{max\ modulo}} = \frac{47'7}{6'58} = 7'24\ (9)$$

- I_{max} inversor: Corriente máxima capaz de tolerar el inversor. Tabla 4
- I_{max} modulo: Corriente máxima que el módulo es capaz de generar. Tabla 2

Una vez calculados el número de placas que se pueden colocar en serie y en paralelo se podrá describir la adecuada colocación de los módulos. Se opta por realizar distintas configuraciones:

Serie	Paralelo	N placas	Tension Maxima (V)	Intensidad maxima (A)	Potencia(kW)
7	4	28	529.2	26.32	11200
8	5	40	604.8	32.9	16000
10	6	60	756	39.48	24000
11	7	77	831.6	46.06	30800

Tabla 5: Configuración placas serie y paralelo. Fuente: Propia

Se concluye que la configuración a adoptar es la de 10 placas en serie y 6 strings en paralelo ya que esta configuración proporciona 60 placas, que, conociendo la energía que genera una placa en un año que es de 708kWh/año, proporcionarán una energía total de 42.489 kW/h al año.

Serie	Paralelo	N.Invers	N placas	Potencia(kW)	Superficie(m2)
10	6	1	60	24000	105.6

Tabla 6: Configuración final placas. Fuente: Propia

Cálculo de concentradores de cadenas

Se le llama cadena o "string" a un conjunto de paneles fotovoltaicos conectados en serie. El número de placas fotovoltaicas que compondrán la cadena vendrá limitado por la potencia máxima que tolera el inversor de la instalación. El inversor seleccionado anteriormente tolera una tensión máxima de 850V.

Por tanto, el concentrador de "strings" o cadenas seleccionado tendrá una tensión máxima admisible de más de 850V. En nuestro caso, como se ha calculado anteriormente el voltaje máximo que va a producirse será de 756V por cadena, por lo que se ha seleccionado un modelo de concentrador que tolere dicha tensión. Se ha seleccionado el modelo de concentrador Stringbox DC 10str 1000V 2F 15A de la marca ABB cuya tensión admisible máxima es de 1000V. Adicionalmente habrá que comprobar que el concentrador tolere también las corrientes a las que trabajara el sistema, como se ha calculado estas rondaran los 40A y dado que el concentrador elegido soporta 100A, la elección de este ha sido correcta. Se concluye que la estructura seguida será la de colocar 10 placas por string y 6 strings en paralelo por concentrador.

Las principales características de dicho concentrador son las siguientes:

- Voltaje máximo admisible: 1000V
- Intensidad máxima admisible: 100A
- Número de entradas: 10

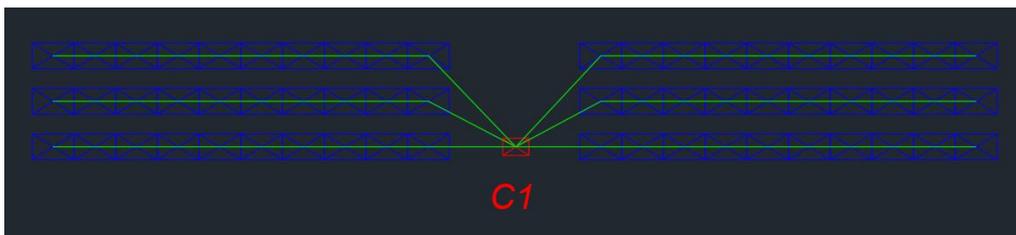


Figura 15: Detalle de la organización de los módulos y concentrador en cubierta. Fuente: Propia.

Dimensionado del cableado

Para este apartado se llevará a cabo el cálculo del cableado eléctrico que se va a instalar, para dicho cálculo se seguirán dos criterios distintos, el criterio térmico y el criterio de caída de tensión establecidos por el **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)**.

El cableado que va a ser dimensionado será el que va desde los paneles fotovoltaicos conectados en string, hasta el concentrador de strings y por último al inversor.

- Criterio térmico

Primeramente, se debe realizar lo que se denomina previsión de cargas y corriente, el REBT ICT-BT-40 fija como dato de diseño un incremento de corriente del 25% el consumo de máxima corriente de una línea.

$$I_z > I_b = 1'25 * I_{cc} \quad (10)$$

Donde I_z se le conoce como la corriente máxima admisible, I_{cc} como corriente de cortocircuito e I_b es la corriente máxima de diseño.

Por tanto, $I_b=8'225A$. A continuación, la norma nos indica que se debe corregir el valor de la intensidad de diseño. Para el caso de nuestra instalación la norma proporciona una serie de factores de corrección. Para obtener dichos factores de corrección, se utiliza la tabla A52-B1 (ANEXO 11.1 tabla 24) de la norma UNE HD 60364-5-523:2014. El método de instalación hace referencia a un conjunto de conductores aislados en un conducto sobre una superficie para nuestro caso el método de instalación es el B1. La corrección se realiza mediante la siguiente expresión:

$$\frac{I_b}{K_t * K_a} = \frac{8'225}{0'41 * 1} = 20'06A \quad (11)$$

- K_t : Factor de corrección para temperaturas distintas a 30°C. Obtenido de la (tabla 52-D1). Para la temperatura más desfavorable para un recubrimiento de XLPE es de 80°C por lo que valdrá 0'41.
- K_a : Factor de corrección por agrupamiento de varios cables, como cada cable se conectará al concentrador de forma independiente, este valor será de 1

Seguidamente se ha de observar en la tabla A52-1 (ANEXO 11.1 tabla 24) que muestra la intensidad admisible de un cableado según su sección, método de instalación y material del recubrimiento, para el caso del cableado de los paneles al concentrador, la sección mínima será de 1'5mm² y la corriente admisible se obtendrá multiplicando la intensidad de la tabla 24 A multiplicada por el factor de corrección 0'41, por tanto, I_z=9'43A.

Para el dimensionado del cableado del concentrador hasta el inversor se procederá de la misma manera. La intensidad máxima de diseño I_b será 6 veces la anterior (6 strings), dando como resultado I_b=39'29 que, aplicando el mismo factor de corrección, se obtienen 96'3.

Por último, de la tabla A52-1 se obtiene que la sección necesaria es de 16mm² para una intensidad de 100 A. La intensidad admisible será, I_z=41 A.

- Criterio de caída de tensión

El ICT-BT-14 y 15, establecen unos límites de caída de tensión admisibles para el caso de nuestra instalación, dicha caída de tensión máxima será del 3%. Del mismo poco el REBT, establece que para secciones de conductor <95mm² la reactancia de los conductores puede ser despreciada, por lo que la expresión a usar quedara como:

$$S = \frac{L * P * \rho}{\varepsilon * U^2} * 100 \quad (12)$$

Donde:

- L: longitud del conductor(m).
- P: potencia que soporta el conductor.
- ρ: resistividad del material del conductor (
- ε: caída de tensión (%).
- U: tensión (V).

MODALIDAD 1								
Codigo	Longitud (m)	Potencia	Tension	Corriente	Caída de tension MAX	Seccion C.D.T (mm ²)	Seccion C.Termico (mm ²)	Seccion normalizada (mm ²)
S1	20.438	4000	756	6.58	3%	0.104799987	1.5	1.5
S2	19.201	4000	756	6.58	3%	0.098457019	1.5	1.5
S3	18.656	444	756	6.58	3%	0.095662421	1.5	1.5
S4	20.438	4000	756	6.58	3%	0.104799987	1.5	1.5
S5	19.201	4000	756	6.58	3%	0.098457019	1.5	1.5
S6	18.656	4000	756	6.58	3%	0.095662421	1.5	1.5
C1.inv	70	4000	4536	39.48	3%	0.059823198	25	25

Tabla 7:Resumen secciones necesarias C.D.T. Fuente: Propia

Cálculo de las canalizaciones de protección

Como el cableado de la instalación va a estar al aire libre es conveniente que se proporcione una protección adicional al cableado. Para la elección del diámetro del tubo de protección se hace uso de la instrucción ICT-BT-21 que proporciona el diámetro y las características que deben tener los conductos de protección según la instalación. Por tanto, el diámetro seleccionado para la canalización es de 16mm. Se decide por comprar un tubo corrugado libre de halógenos de 16mm de diámetro a 31'50€/ 100 metros. Dicho tubo posee la protección IP54 adecuada para el aire libre.

6.2.3 Modalidad 2: Instalación para cubrir toda la cubierta

Para esta modalidad, se calculará completando la superficie disponible de las cubiertas de ambas naves.

Para determinar el número de paneles que se pueden instalar en las cubiertas se recurrirá a la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ de placas} = \frac{\text{Superficie util}}{\text{Superficie placa}} = \frac{1800 + 800}{3'6} = 738 \text{ placas (13)}$$

La superficie máxima útil de la cubierta fue calculada en el apartado 4 y para el cálculo de la superficie que ocupa cada panel habrá que tener en cuenta el ancho de la placa (1.690m) tabla 2, y la distancia mínima que ha de dejarse entre panel y panel, 1'8432m calculado en el apartado 6.2.2. La superficie de la placa será por tanto de 3'61m².

Por tanto, para cubrir toda la superficie disponible se instalarán 738 paneles. El panel para utilizar será el **SPR-MAX3-400**, el mismo que el empleado para la modalidad 1. Dicho modulo tiene una potencia de 400W. Empleando la expresión 2 se calcula la potencia máxima total que es capaz de generar la instalación, dicha potencia es de 295.45kW.

Así pues, analizando dichos datos con PVGIS, se podrá obtener una simulación de la energía total producida en un año por la instalación fotovoltaica

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	36.908, -2.435
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	295.45
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	34 (opt)
Azimuth angle [°]:	2 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	523099.48
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2240.72
Year-to-year variability [kWh]:	10926.01
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.46
Spectral effects [%]:	0.58
Temperature and low irradiance [%]:	-6.34
Total loss [%]:	-20.98

Figura 16: Resultados simulacion PVGIS. Modalidad 2. Fuente: PVGIS

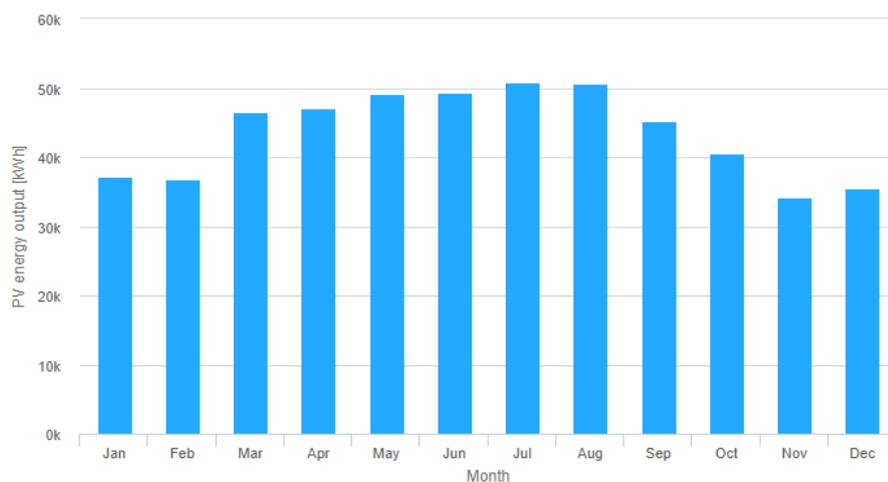


Figura 17: Estimacion generacion mensual PVGIS. Modalidad 2. Fuente: PVGIS

Por tanto, se obtiene que la instalación generar al año 523.099.48kWh y como la empresa consume anualmente 41.311kWh, la instalación fotovoltaica sería capaz de abastecer completamente los requerimientos energéticos con un 12'66% de dicha energía destinada al consumo y el 87.34% restante se devolvería a la red.

Dicha diferencia entre potencia consumida y generada puede verse reflejada en la figura 17 en la que observamos que la potencia generada por la instalación fotovoltaica es muchísimo superior a la consumida.

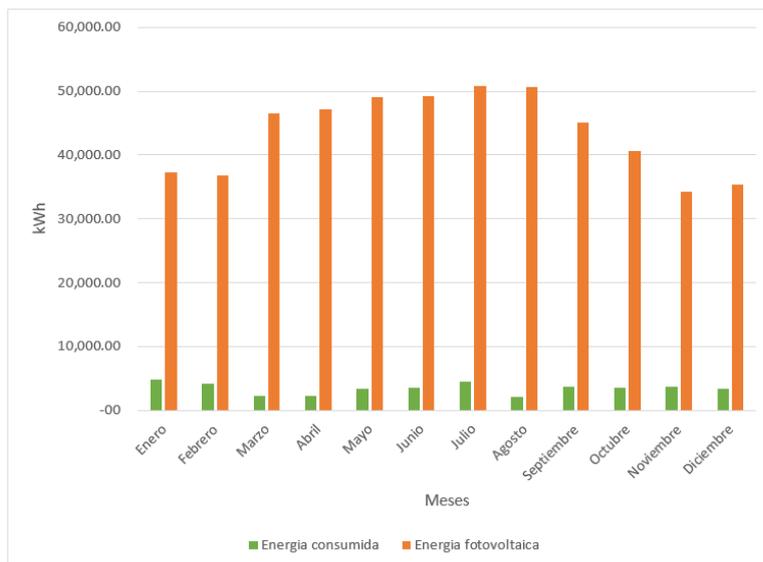


Figura 18: Comparación entre la energía demandada y la generada por la instalación. Fuente: Propia

Cálculo del inversor a usar

Conociendo la potencia que se va a instalar, y procediendo de la misma manera que en el apartado 6.2.2 se buscara un inversor que sea adecuado para la potencia instalada. A diferencia del anterior apartado, como la potencia instalada es mayor, será necesaria el emplear varios inversores

Se optará por dividir la potencia instalada entre dos inversores, y por tanto a cada inversor le corresponderán 147 kW de potencia, es decir un total de 369 módulos por inversor.

El inversor a usar será el **Ingecon Sun 175TL B275** cuya potencia pico es de 195kW y cuyas especificaciones son:

Valores de entrada	
Maxima salida el generador FV	169-195kWp
Intervalo de tension MPP	420-820V
Tension maxima	1000V
Corriente maxima	400A
N entradas	4
Valores de salida	
Potencia nominal	173kW
Corriente maxima	368A
Maxima potencia de salida	275V
Frecuencia nominal	50-60Hz
Factor de potencia	1
Coficiente de distorsion no lineal	<3%
Eficiencia maxima	98.5%

Tabla 8: Características del inversor Ingecon Sun 220TL B320. Fuente: Propia

De la misma manera que para la modalidad 1, se deberá de calcular cual es el número de paneles fotovoltaicos que podremos agrupar en serie para realizar un “string” y cuantos de estos strings se pueden colocar en paralelo. Dicho limite estará establecido por la corriente y tensión máxima del inversor.

Numero de módulos en serie

Para calcular el número de módulos que se podrán colocar en serie se debe tener en cuenta el voltaje máximo que tolera el inversor y el voltaje de la placa a instalar. Para conocer cuantas placas se deberán colocar se hace uso de la expresión 4. La tensión máxima que el inversor puede soportar es de 1000V y la mínima de 420V, mientras que la tensión de circuito abierto de la placa a utilizar es de 75'6V. Con estos datos, el número de placas que se pueden colocar en serie es de 5'5 y 13'22 paneles.

Numero de módulos en paralelo

Con respecto al cálculo de los strings en paralelo que se pueden colocar, se calculara mediante el empleo de la expresión 6. En este caso el inversor tolera una corriente máxima de 400A, mientras que las placas suministran un total de 6'58A. Esto da como resultado que el número de strings que se pueden colocar en paralelo es de 60 cadenas.

Una vez calculados el número de placas que se pueden colocar en serie y en paralelo se podrá describir la adecuada colocación de los módulos. Se opta por realizar distintas configuraciones:

Serie	Paralelo	N placas	Tension Maxima (V)	Intensidad maxima (A)	Potencia(kW)
13	50	650	982.8	329	260000
10	50	500	756	329	200000
8	50	400	604.8	329	160000
6	50	300	453.6	329	120000

Tabla 9: Configuracion placas serie y paralelo. Fuente: Propia

Sin embargo, como se ha calculado en el apartado 6.2.3, en la expresión 13, según la superficie disponible en las dos cubiertas de las naves, el número máximo de placas a instalar serán alrededor de 738 placas, a repartir entre 3 inversores, dos para la nave principal y otro para la nave de laminación.

Cálculo del concentrador de strings

Para unir todo el cableado de los paneles solares en uno solo y así simplificar la instalación se emplea un concentrador de strings. Para este caso, el concentrador seleccionado es el mismo que para la modalidad 1, el Stringbox DC 10str 1000V 2F 15A de la marca ABB, el cual tiene una tensión de entrada máxima de 1000V, con una corriente máxima admisible de 100A y 10 entradas. Con ayuda de AutoCAD, se ilustrará una posible disposición:

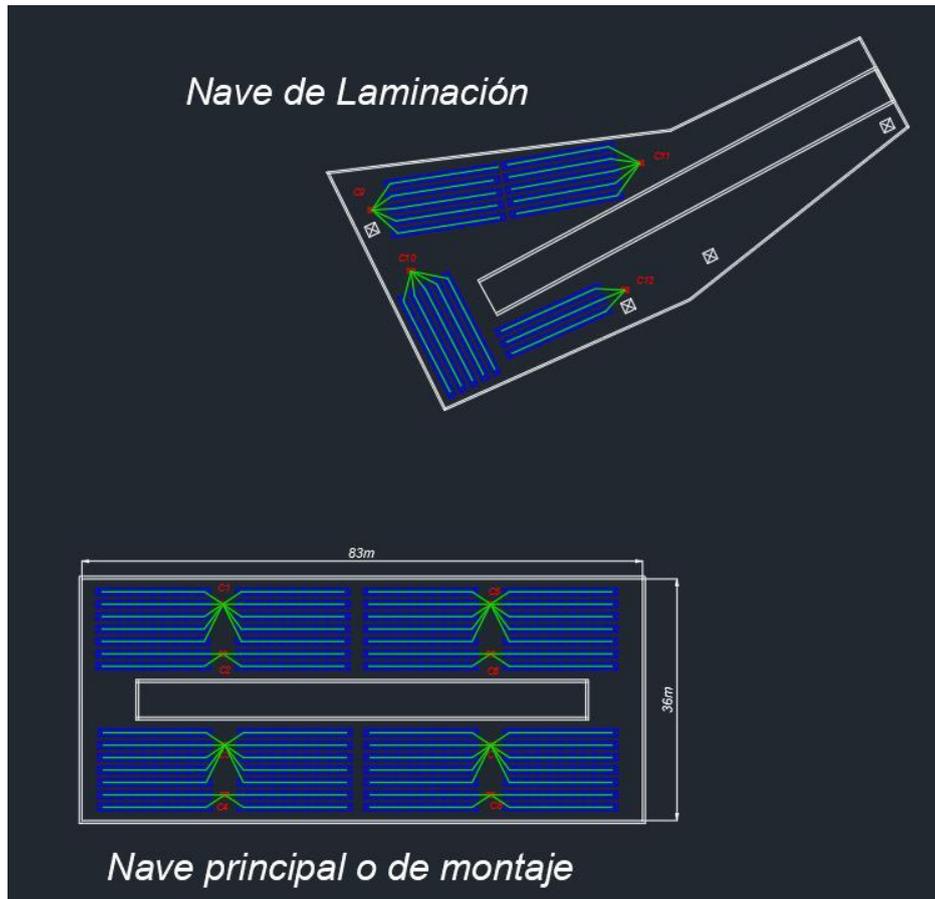


Figura 19: Distribución paneles y concentradores modalidad 2. Fuente: Propia

A la hora de llevar a cabo la distribución, en la nave principal, se han llevado a cabo dos tipos de agrupaciones, 4 concentradores tendrán conectados 10 strings de 10 paneles cada uno y 4 concentradores con 4 strings de 10 paneles cada uno. Por otro lado, en la nave superior se han empleado 4 concentradores y la configuración no puede ser tan uniforme debido a la morfología de la nave, y a los espacios que son necesarios dejar para labores de mantenimiento y para los humidificadores.

Dimensionado del cableado

Para el diseño del cableado se procederá forma similar al proceso seguido para el dimensionado del cableado en la modalidad 1. Dicho cableado será calculado mediante dos procedimientos, el criterio de caída de tensión y el criterio térmico, seleccionando de ambos el más desfavorable.

- Criterio térmico

Primeramente, se realizará la previsión de cargas, se observa que la corriente que va desde los paneles hasta el concentrador es la misma para la modalidad anterior, por lo que, siguiendo los mismos procedimientos anteriormente descritos, el diámetro de los conductores será de $1'5\text{mm}^2$

Para el dimensionado del cableado del concentrador hasta el inversor; la intensidad máxima de diseño I_b será 10 veces la anterior (10 strings), dando como resultado $I_b=82'23\text{A}$ que, aplicando el factor de corrección $K_t=0'41$, se obtienen $200'6\text{A}$. Se acude ahora a la tabla A52-1 y para una intensidad de 247A obtiene que la sección del conductor necesaria es de 70mm^2 . La intensidad admisible se obtiene a partir de multiplicar el factor de corrección a esos 247A , por tanto, $I_z=101'27\text{A}$. Para los módulos de la nave de laminación se tendrá en cuenta el caso más desfavorable así que ese extrapolaran los cálculos de la nave principal.

- Criterio de caída de tensión

Estableciendo el mismo límite del 3% para la caída de tensión y haciendo uso de la expresión 9, como se tienen las mismas tensiones que en la modalidad 1 y unas longitudes similares, se llega a la conclusión de que la sección mínima necesaria es de 1.5mm^2 para el cableado que va desde los paneles solares hasta el inversor. Dicha conclusión podrá ser extrapolable a la nave de laminación.

En segundo lugar, para el cálculo de la sección del tramo de los concentradores hasta los inversores se ha realizado una estimado de la distancia desde los concentradores hasta los inversores, es de 90m para el tramo más lejano, por ser el más desfavorable, dicha sección será la que se usará de referencia para los demás tramos. De aplicar dicho criterio se concluye que el tramo más desfavorable y por tanto el que mayor sección necesitará será de 50mm^2 .

Cálculo de las canalizaciones de protección

Para esta modalidad, nos regiremos del mismo modo que para la anterior por la instrucción ICT-BT-21, en la tabla 30 del ANEXO 11.2 nos indica que para los conductores que vayan desde los módulos hasta los concentradores necesitaran un diámetro de tubo de 16mm . El cableado de los concentradores a los inversores se introducirá por dentro de la nave, y no será necesaria el uso de canalizaciones de protección.

7. PRESUPUESTO

MODULO FOTOVOLTAICO				
U.M	Descripcion unidad de obra	Rendimiento	Precio(€)	Importe(€)
u	Modulo fotovoltaico SPR-MAX-400W Modulo fotovoltaico de silicio monocristalino de alto rendimiento con 400Wp de potencia y 65'8V de tension nominal. Incluye estructura de soporte. Totalmente instalado, comprobado Y en correcto funcionamiento			
u	Modulo fotovoltaico	1	379.00 €	379.00 €
h	Oficial 1º electricidad	1	16.58 €	16.58 €
h	Especialista electricidad	1	14.10 €	14.10 €
h	Oficial 1º construccion	0.2	15.77 €	3.15 €
%	Costes directos complementarios	0.02	412.83 €	8.26 €
Total				421.09 €

Tabla 10:Cuadro de Precios Descompuestos:modulo solar monocristalino.Fuente:Propia

INVERSOR				
U.M	Descripcion unidad de obra	Rendimiento	Precio(€)	Importe(€)
u	Inversor fotovoltaico Fronius ECO 27.0-3-S Inversor de 27kWp de maxima potencia de entrada. Intervalo de tension de 580-850V y corriente maxima de 47.7A. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento			
u	Inversor fotovoltaico	1	2,625.00 €	2,625.00 €
h	Oficial 1º electricidad	1	16.58 €	16.58 €
h	Especialista electricidad	1	14.10 €	14.10 €
%	Costes directos complementarios	0.02	2,655.68 €	53.11 €
Total				2,708.79 €

Tabla 11: Cuadro de Precios Descompuesto: inversor. Fuente: Propia.

CONCENTRADOR/STRINGBOX				
U.M	Descripcion unidad de obra	Rendimiento	Precio(€)	Importe(€)
u	Concentrador strings ABB DC 10str 1000V 2F 15A Concentrados de strings de 10 entradas con tensión máxima de entrada 1.000 V. Protección IP54. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
u	Stringbox	1	230.00 €	230.00 €
h	Oficial 1º electricidad	0.2	16.58 €	3.32 €
%	Costes directos complementarios	0.02	230.00 €	4.60 €
Total				237.92 €

Tabla 12: Cuadro de Precios Descompuestos. Concentrador. Fuente: propia

CABLE 1,5mm2				
U.M	Descripcion unidad de obra	Rendimiento	Precio(€)	Importe(€)
u	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 1.5 mm2 Cable eléctrico unipolar de tensión nominal 0,6/1 kV, constituido por conductor de cobre flexible de 1.5mm2 de sección, aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
u	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 1.5 mm2	1	0.40 €	0.40 €
h	Oficial 1º electricidad	0.08	16.58 €	1.33 €
h	Especialista electricidad	0.04	14.10 €	0.56 €
%	Costes directos complementarios	0.02	2.29 €	0.05 €
Total				2.34 €

Tabla 13: Cuadro de Precios Descompuesto: cable 1,5 mm2. Fuente: Propia.

CABLE 25mm2				
U.M	Descripcion unidad de obra	Rendimiento	Precio(€)	Importe(€)
u	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 25 mm2 Cable eléctrico unipolar de tensión nominal 0,6/1 kV, constituido por conductor de cobre flexible de 25mm2 de sección, aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
u	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 25 mm2	1	2.34 €	2.34 €
h	Oficial 1º electricidad	0.08	16.58 €	1.33 €
h	Especialista electricidad	0.04	14.10 €	0.56 €
%	Costes directos complementarios	0.02	4.23 €	0.08 €
Total				4.32 €

Tabla 14: Cuadro de Precios Descompuesto: cable 2,5 mm2. Fuente: Propia.

TUBO PVC PROTECCION				
U.M	Descripcion unidad de obra	Rendimiento	Precio(€)	Importe(€)
u	Tubo corrugado de PVC de 16 mm de diámetro Tubo corrugado flexible de PVC de 16 mm de diámetro exterior, libre de halógenos.			
u	Tubo corrugado de PVC de 16 mm de diámetro	1	0.34 €	0.34 €
h	Oficial 1º electricidad	0.08	16.58 €	1.33 €
h	Especialista electricidad	0.04	14.10 €	0.56 €
%	Costes directos complementarios	0.02	2.23 €	0.04 €
Total				2.28 €

Tabla 15: Cuadro de Precios Descompuesto: tubo corrugado canalización 16mm. Fuente: Propia.

7.2 Presupuesto total (Modalidad 1)

U.M.	Unidad de obra	Medicion	Precio (€)	Importe (€)
u	Modulo fotovoltaico	59	421.09 €	24,844.35 €
u	Inversor fotovoltaico	1	2,708.79 €	2,708.79 €
u	Stringbox	1	237.92 €	237.92 €
m	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 1.5 mm2	116.58	2.34 €	272.36 €
m	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 25 mm2	70	4.32 €	302.05 €
m	Tubo corrugado de PVC de 16 mm de diámetro	30	2.28 €	68.25 €
Total				28,433.72 €

Tabla 16: Presupuesto total de la instalacion(Modalidad 1). Fuente: propia

El presupuesto final para la instalación de **modalidad 1**, será de **VENTIOCHO MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y TRES EUROS CON SETENTA Y DOS CENTIMOS**.

7.3 Presupuesto total (Modalidad 2)

U.M.	Unidad de obra	Medicion	Precio (€)	Importe (€)
u	Modulo fotovoltaico	738	421.09 €	310,764.92 €
u	Inversor fotovoltaico	3	2,708.79 €	8,126.38 €
u	Stringbox	12	237.92 €	2,854.99 €
m	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 1.5 mm2	360	2.34 €	841.03 €
m	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 70 mm2	680	9.20 €	6,256.00 €
m	Tubo corrugado de PVC de 16 mm de diámetro	30	2.28 €	68.25 €
Total				328,911.58 €

Tabla 17: Presupuesto total de la instalacion(Modalidad 2). Fuente: propia

El presupuesto final para la instalación de **modalidad 2**, será de **TRESCIENTOS VEINTIOCHO MIL NOVECIENTOS ONCE EUROS CON CINCUENTA Y OCHO CENTIMOS**

8. ANALISIS DE VIABILIDAD

A continuación, se ha de realizar un análisis de viabilidad de las dos modalidades estudiadas para elegir, cual es la más conveniente desde el punto de vista financiero. Para realizar dicho análisis se han tenido en cuenta ciertas consideraciones. Primeramente, los paneles seleccionados de la marca SUNPOWER tienen una garantía de 25 años. Se supondrá que el consumo anual de electricidad y que el precio de esta se mantiene constante a lo largo del tiempo. Y, por último, que el mantenimiento será realizado una vez al año por una empresa especializada, que tendrá un costo de 6'25€/placa.

Gracias a las consideraciones anteriormente mencionadas se pasará ahora a realizar un estudio para comprobar si la instalación será rentable o no a lo largo de los años. Adicionalmente para hacer frente a la inversión la empresa deberá de financiarse a través de una entidad bancaria, se ha supuesto que el interés de dicho préstamo será del 4% a repartir en 5 años.

Para el cálculo de la amortización se habrá tenido en cuenta que el precio de compra y venta del kW el año pasado fue de alrededor de 12cts/kWh. Este dato esta sacado de los documentos de consumos y facturas de luz proporcionados por la empresa

Por otro lado, el precio de venta de excedentes de energía, según Endesa, es de 6cts/kWh

Antes de realizar en análisis de viabilidad para cada modalidad, se calculará en la tabla 18 cual es el precio de la electricidad que la empresa está pagando actualmente y se supondrá que, a lo largo de 25 años, dicho importe será el mismo.

AÑO	Energía Consumida (kWh)	Precio electricidad (€)	Coste electricidad (€)
1	41311	0.12	4957.320
2	41311	0.12	4957.32
3	41311	0.12	4957.32
4	41311	0.12	4957.32
5	41311	0.12	4957.32
6	41311	0.12	4957.32
7	41311	0.12	4957.32
8	41311	0.12	4957.32
9	41311	0.12	4957.32
10	41311	0.12	4957.32
11	41311	0.12	4957.32
12	41311	0.12	4957.32
13	41311	0.12	4957.32
14	41311	0.12	4957.32
15	41311	0.12	4957.32
16	41311	0.12	4957.32
17	41311	0.12	4957.32
18	41311	0.12	4957.32
19	41311	0.12	4957.32
20	41311	0.12	4957.32
21	41311	0.12	4957.32
22	41311	0.12	4957.32
23	41311	0.12	4957.32
24	41311	0.12	4957.32
25	41311	0.12	4957.32

Tabla 18:Gasto energetico anual sin instalacion. Fuente: propia

Modalidad 1

En la modalidad 1 se ha realizado una instalación para cubrir la demanda de energía de la empresa. Sin embargo, como se observa en la figura 14, hay meses en los que el consumo supera a lo que se genera y viceversa. Habrá por tanto que calcular cuanta energía hay que pagar y cuanta es inyectada como excedentes a la red y por tanto estará acogido a un autoconsumo con excedentes sin compensación energética, para poder vender el exceso de energía cuando sea necesario y comprar cuando la instalación fotovoltaica no genere lo suficiente.

MES	CONSUMIDA (kWh)	PRECIO COMPRA ENERGIA(€)	GENERADA (kWh)	PRECIO VENTA ENERGIA (€)	DIFERENCIA (Kwh)	FACTURA MENSUAL (€)
Enero	4759	0.12	2978.81	0.06	1780	213.62
Febrero	4124	0.12	2944.97	0.06	1179	141.48
Marzo	2316	0.12	3717.4	0.06	-1401	-84.08
Abril	2213	0.12	3762.13	0.06	-1549	-92.95
Mayo	3356	0.12	3924.98	0.06	-569	-34.14
Junio	3511	0.12	3936.05	0.06	-425	-25.50
Julio	4493	0.12	4055.89	0.06	437	52.45
Agosto	2161	0.12	4042.42	0.06	-1881	-112.89
Septiembre	3705	0.12	3606.99	0.06	98	11.76
Octubre	3607	0.12	3243.82	0.06	363	43.58
Noviembre	3663	0.12	2738.7	0.06	924	110.92
Diciembre	3403	0.12	2831.91	0.06	571	68.53
TOTAL						293

Tabla 19: Comparacion generacion de energia y consumo. Fuente: propia

Realizando la comparación de la tabla 19, con los datos de referencia escogidos, los cuales son del año 2020, y teniendo en cuenta el precio de venta y compra de energía anteriormente mencionados. Para cada mes la factura de luz será la que se observa en la tabla 19, con un precio total a final de año de 293€

AÑO	AMORTIZACION (€)
1	-24428.017
2	-20423.034
3	-16418.051
4	-12413.068
5	-8408.085
6	-4118.765
7	170.555
8	4459.875
9	8749.195
10	13038.515
11	17327.835
12	21617.155
13	25906.475
14	30195.795
15	34485.115
16	38774.435
17	43063.755
18	47353.075
19	51642.395
20	55931.715
21	60221.035
22	64510.355
23	68799.675
24	73088.995
25	77378.315

Tabla 20:Periodo de amortizacion modalidad 1. Fuente:propia

Se observa en la tabla 20, que a partir del séptimo año la inversión ya estaría amortizada, y que para el final de la garantía de los paneles solares el beneficio acumulado sería de 77378.315€.

Por tanto, el proyecto de una instalación de paneles fotovoltaicos para el autoconsumo según la modalidad 1 si es económicamente viable.

Los beneficios de cada año, así como el coste de la instalación, periodo de financiación, que son usados para el cálculo de la amortización, se encuentran en el ANEXO 3, en la tabla 31.

El cálculo de la amortización se habrá calculado con ayuda de la tabla 31, el cálculo a realizar ha sido el siguiente:

$$Amortizacion = CosteInversion - CosteManteni - InteresesFinancia + BenefVenta \quad (14)$$

Modalidad 2

De la misma manera que para la modalidad 1, se calculara el periodo de amortización para la segunda modalidad en la que se instalara el mayor número de paneles que quepan en la cubierta de la factoría. Como se ha podido ver en la figura 18 del apartado 6.2.3, en la modalidad 2 la energía generada por los paneles fotovoltaicos es muy superior a la consumida por la instalación, es por tanto que la empresa se acogerá a una modalidad de autoconsumo sin compensación ya que si optase por una modalidad con compensación dicha venta de energía estaría limitada por el consumo.

MES	CONSUMIDA (kwh)	PRECIO COMPRA ENERGIA(€)	GENERADA (kwh)	PRECIO VENTA ENERGIA (€)	DIFERENCIA (Kwh)	FACTURA MENSUAL (€)
Enero	4759	0.12	37289	0.06	-32530	-1951.80
Febrero	4124	0.12	36868.33	0.06	-32744	-1964.66
Marzo	2316	0.12	46540.72	0.06	-44225	-2653.48
Abril	2213	0.12	47100.29	0.06	-44887	-2693.24
Mayo	3356	0.12	49137.15	0.06	-45781	-2746.87
Junio	3511	0.12	49275.654	0.06	-45765	-2745.88
Julio	4493	0.12	50776	0.06	-46283	-2776.98
Agosto	2161	0.12	50607.28	0.06	-48446	-2906.78
Septiembre	3705	0.12	45156.2	0.06	-41451	-2487.07
Octubre	3607	0.12	40609.62	0.06	-37003	-2220.16
Noviembre	3663	0.12	34285.97	0.06	-30623	-1837.38
Diciembre	3403	0.12	35452.82	0.06	-32050	-1922.99
TOTAL						-28907

Tabla 21: Comparacion generacion de energia y consumo. Modalidad 2. Fuente: propia

Observando los resultados proporcionados en la tabla 21, se concluye que para la modalidad 2, siguiendo los precios ya comentados, la empresa, obtendría un beneficio por la venta de la energía excedente de 44068€. Además de cubrir la totalidad de la energía consumida por la empresa. Según se ilustra en la tabla 22, el proyecto se amortizará en un plazo de 12 años. La amortización ha sido calculada de forma similar a la modalidad 1

AÑO	AMORTIZACION (€)
1	-302961.376
2	-277011.172
3	-251060.967
4	-225110.763
5	-199160.559
6	-169921.239
7	-140681.919
8	-111442.599
9	-82203.279
10	-52963.959
11	-23724.639
12	5514.681
13	34754.001
14	63993.321
15	93232.641
16	122471.961
17	151711.281
18	180950.601
19	210189.921
20	239429.241
21	268668.561
22	297907.881
23	327147.201
24	356386.521
25	385625.841

Tabla 22:Periodo de amortizacion modalidad 2. Fuente:propia

Para poder llegar a una conclusión acertada, se va a realizar el cálculo del **Valor Actual Neto (VAN)**, y de la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** que es un indicador, que sirve para poder cerciorarse si un proyecto es viable o no. Para el caso de este TFG, al haber desarrollado el proyecto de instalación en dos modalidades, resultara de gran interés analizar cual de los dos proyectos es el más rentable.

El cálculo del VAN se realiza empleando la siguiente fórmula:

$$VAN = \frac{FC1}{(1+k)^1} + \frac{FC2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+k)^n} - A \quad (15)$$

Donde:

- **FC:** Es el flujo de caja. La diferencia entre los ingresos y los pagos, sin tener en cuenta la inversión inicial
- **K:** Es la tasa de descuento, en nuestro caso, el 6%
- **A:** Es el desembolso inicial de la instalación.

AÑO	FC Modalidad 1	FC Modalidad 2
1	4004.983	25950.2042
2	4004.983	25950.2042
3	4004.983	25950.2042
4	4004.983	25950.2042
5	4004.983	25950.2042
6	4289.32	29239.32
7	4289.32	29239.32
8	4289.32	29239.32
9	4289.32	29239.32
10	4289.32	29239.32
11	4289.32	29239.32
12	4289.32	29239.32
13	4289.32	29239.32
14	4289.32	29239.32
15	4289.32	29239.32
16	4289.32	29239.32
17	4289.32	29239.32
18	4289.32	29239.32
19	4289.32	29239.32
20	4289.32	29239.32
21	4289.32	29239.32
22	4289.32	29239.32
23	4289.32	29239.32
24	4289.32	29239.32
25	4289.32	29239.32

Tabla 23: Cálculo flujo de caja. Fuente: propia

Para la modalidad 1, con una inversión inicial de 28.433€ y con unos flujos de caja, calculados en la tabla 23. El VAN será de **25.201'17€**, al ser positivo, se concluirá que la inversión es económicamente viable.

En cuanto a la modalidad 2, con una inversión inicial de 328.911'58€. El VAN será de **31.010'11€**, y por tanto será una inversión viable.

Por último, para el cálculo del TIR, se despejará de la formula del VAN la tasa de descuento, forzando el VAN a 0:

$$0 = \frac{FC1}{(1+k)^1} + \frac{FC2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+k)^n} - A \quad (16)$$

Obteniendo que para la modalidad 1, el TIR tendrá un valor del 14% mientras que para la modalidad 2 del 7%.

Dichos valores proporcionados por el VAN y el TIR indican que, ambas modalidades son rentables ya que el VAN es positivo en ambos casos y el TIR es mayor que la tasa de descuento escogida para el VAN que es del 6%.

9. CONCLUSIONES

En el presente Trabajo de Fin de Grado se ha analizado la posibilidad de emplear la cubierta de una fábrica de embarcaciones de recreo situada en Almería para la instalación de módulos fotovoltaicos con el objetivo de autoabastecerse, con posibilidad de venta de excedentes.

En el transcurso del trabajo se han estudiado las diferentes tecnologías fotovoltaicas existentes actualmente, así como las diferentes posibilidades de instalación, seleccionando la más adecuada para la empresa seleccionada. Además, el consumo eléctrico y la superficie útil de la cubierta de la empresa en cuestión ha sido analizados para determinar la potencia que podría ser adecuada instalar, derivando en dos modalidades. Una en la que la potencia instalada es igual a la energía que consume la factoría y la segunda en la que se llena toda la superficie útil de la cubierta.

Con todo ello, y tras realizar un estudio sobre la viabilidad económica de ambas modalidades se concluye que, aun que el VAN y el TIR muestren que ambas modalidades son rentables, para una posible instalación se seleccionara la modalidad 2, que consiste en la instalación de 738 paneles fotovoltaicos que hacen que la potencia instalada total sea de 295'45 kW, cubriendo de manera holgada la demanda de energía de la factoría y además proporcionar mayores ingresos a la empresa que con la modalidad 1.

Por último, a modo de conclusión hay que comentar que, como se ha visto, las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo son una inversión rentable a largo plazo, y, además de que la empresa se beneficie económicamente, suponen un gran avance en la ayuda contra el cambio climático y la descarbonización del planeta

10. BIBLIOGRAFIA

- ▷ *Subvenciones de Placas Solares en Andalucía | Svea Solar*. Recuperado de: <https://sveasolar.com/es/blog/subvenciones-placas-solares-andalucia/>.
- *Subvenciones para el autoconsumo mediante placas solares*. Recuperado de <https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa/subvenciones>.
- *Estrategia Energética de Andalucía 2030 | Agencia Andaluza de la Energía*. Recuperado de, <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/transicion-energetica/directrices-energeticas-de-andalucia-horizonte-2030>.
- *Historia de las células solares y su evolución - Grupo JAB*. Recuperado de: <https://www.grupojab.es/historia-de-las-celulas-solares-y-su-evolucion-tecnologica/>.
- *Directrices energéticas de Andalucía, Horizonte 203*. Recuperado de: https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Planificación/resumen_d.e.a.pdf
- *Las células solares poliméricas evolucionan gracias al grafeno, CORDIS* (diciembre 2016). Recuperado de: <https://cordis.europa.eu/article/id/159892-graphene-allows-polymeric-solar-cells-to-evolve/es>
- *Normativa sobre Autoconsumo (): claves del RD 244/2019*. Recuperado de <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/normativa>.
- *Plan andaluz de acción por el clima (PAAC) 2020*. Recuperado de: <https://www.prodetur.es/prodetur/AlfrescoFileTransferServlet?action=download&ref=3a44c91c-be1d-403b-a4b6-f13f84a07319>.
- *Resumen del RD 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección*. Recuperado de: <https://www.asociacion3e.org/noticia/resumen-del-rd-152018-de-medidas-urgentes-para-la-transicion-energetica-y-la-proteccion-de-los-consumidores>.
- *Electrónico, C., De San, P., De, J., & Cruz, L. A. VICEPRESIDENCIA CUARTA DEL GOBIERNO DE ESPAÑA MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO Consejo de ministros*. Recuperado de: www.miteco.gob.es.
- *RD 23/2020 Transición energética y reactivación de la economía*. Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/200623npcminrdlrenovablesyreactivacioneconomica_tcm30-510019.pdf.
- *Renewable energy directive | Energy*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en.
- *El Pacto Verde Europeo apuesta por la reducción de emisiones y la descarbonización del sistema energético • SMARTGRIDSINFO*. Recuperado de: <https://www.smartgridsinfo.es/2019/12/12/pacto-verde-europeo-apuesta-reduccion-emisiones-descarbonizacion-sistema-energetico>.

- *La COP25 sienta las bases para impulsar compromisos de reducción de emisiones más ambiciosos en 2020* • SMARTGRIDSINFO. Recuperado de: <https://www.smartgridsinfo.es/2019/12/19/cop25-sient-bases-impulsar-compromisos-reduccion-emisiones-mas-ambiciosos-2020>.
- *Acuerdo de París | Acción por el Clima*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es.
- *La Legislación de Energías Renovables*. Recuperado de: <https://www.otovo.es/blog/energia/legislacion-de-energias-renovables/>.
- *Tube corrugado libre de halógenos de 16 mm - ElectroMaterial*. Recuperado de: https://www.electromaterial.com/epages/eb2961.sf/es_ES/?ObjectPath=/Shops/eb2961/Products/361109.
- *1SLM301000A0740 | ABB*. Recuperado de: <https://new.abb.com/products/es/1SLM301000A0740/1slm301000a0740>.
- *Inversor Red FRONIUS Eco 27.0-3 27kW | al Mejor Precio*. Recuperado de: <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-red-fronius-eco-270-3-27kw>
- *La declinación solar*. Recuperado de: <https://rammb.cira.colostate.edu/wmovl/vrl/tutorials/euromet/courses/spanish/satmet/s2710/s2710006.htm>
- *Global Solar Atlas*. Recuperado de: <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.609193,8.4375,3>.
- *ADRASE - Acceso a datos de radiación solar de España - Mapa zona Península*. Recuperado de: <http://www.adrase.com/acceso-a-los-mapas/mapa-zona-peninsula.html>.
- *¿Qué es la radiación solar? Tipos de radiaciones*. Recuperado de: <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar>
- *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT*. Recuperado de: https://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf.
- *Instalación de autoconsumo fotovoltaico en Iberconsa | EDF Solar*. Recuperado de: <https://www.edfsolar.es/proyectos/autoconsumo-iberconsa-seafood/>.
- *El sector fotovoltaico en España – UNEF*. Recuperado de: <https://unef.es/el-sector-fotovoltaico-en-espana/>.
- *Concentrador fotovoltaico – HiSoUR Arte Cultura Historia*. Recuperado de: <https://www.hisour.com/es/concentrator-photovoltaics-39741/>.
- *Historia de la energía solar | Premium Energía*. Recuperado de: <https://premiumenergia.es/historia-de-la-energia-solar/>.
- *Historia de la Energía Solar: ¿Quién Inventó los Paneles Solares? | Centro de Aprendizaje de Vivint Solar*. Recuperado de: <https://www.vivintsolar.com/es/centro-de-aprendizaje/historia-de-la-energia-solar>

- *Autoconsumo/Idae*. Recuperado de: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo>.
- *Las Claves de las Modalidades de Autoconsumo*. Recuperado de: <https://www.akiter.com/las-modalidades-de-autoconsumo/>.

ANEXO

ANEXO 1: Tablas dimensionado cableado.

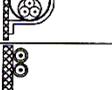
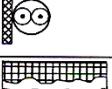
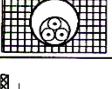
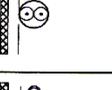
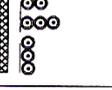
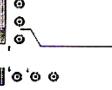
Instalación de referencia		Tabla y columna							Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción de agrupamiento	
		Intensidad admisible para los circuitos simples					1, 2 y 3	8			9
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		Aislamiento mineral					
		2	3	2	3	2					
1	2	3	4	5	6	7					
	Conductores aislados en un conductor en una pared térmicamente aislante	A1	52-C1 Col. 2	52-C3 Col. 2	52-C2 Col. 2	52-C4 Col. 2	-	52-D1	52-E1		
	Cable multiconductor en un conductor en una pared térmicamente aislante	A2	52-C1 Col. 3	52-C3 Col. 3	52-C2 Col. 3	52-C4 Col. 3	-	52-D1	52-E1		
	Conductores aislados en un conductor sobre una pared de madera	B1	52-C1 Col. 4	52-C3 Col. 4	52-C2 Col. 4	52-C4 Col. 4	-	52-D1	52-E1		
	Cable multiconductor en un conductor sobre una pared de madera	B2	52-C1 Col. 5	52-C3 Col. 5	52-C2 Col. 5	52-C4 Col. 5	-	52-D1	52-E1		
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera	C	52-C1 Col. 6	52-C3 Col. 6	52-C2 Col. 6	52-C4 Col. 6	Cubierta 70 °C 52-C5 Cubierta 105 °C 52-C6	52-D1	52-E1		
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	52-C1 Col. 7	52-C3 Col. 7	52-C2 Col. 7	52-C4 Col. 7	-	52-D2	52-E3		
	Cable multiconductor al aire libre	E	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	52-E1		
	Cables unipolares en contacto al aire libre.	F	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	52-E1		
	Cables unipolares espaciados al aire libre	G	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	-		

Tabla 24:Metodos de instalacion.Fuente: Tabla A52-B1 UNE HD 60364-5-523:2014.

Método de instalación de la tabla 52 - B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	A1	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1			PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2				
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
I'	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ²												
Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679
Aluminio												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	-
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	-
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	-
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	-
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	-
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	-	-	-	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	-	-	-	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	-	-	-	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	-	-	-	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	-	-	-	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150	-	-	-	-	226	245	261	283	304	324	346	389
185	-	-	-	-	256	280	298	323	347	371	397	447
240	-	-	-	-	300	330	352	382	409	439	470	530

Es necesario consultar las tablas 52 - C1 a 52 - C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.

Tabla 25: Intensidades admisibles. Fuente: Tabla A52-1 UNE HD 60364-5-523:2014.

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Tabla 26: Factores de corrección para temperaturas. Fuente: Tabla A52-D1 UNE HD 60364-5-523:2014.

ANEXO 2 Previsión de corrientes, tensiones y canalizaciones.

Las tablas 27,28 y 29 muestran para los distintos tramos de la instalación y según la modalidad estudiada, las secciones de los cables que han sido calculados mediante el criterio térmico y el criterio de caída de tensión.

MODALIDAD 1							
Codigo	Longitud (m)	Tension	Corriente	Caída de tension MAX	Seccion C.D.T (mm2)	Seccion normalizada (mm2)	Seccion C.Termico (mm2)
S1	20.438	756	6.58	3%	0.104799987	1.5	1.5
S2	19.201	756	6.58	3%	0.098457019	1.5	1.5
S3	18.656	756	6.58	3%	0.095662421	1.5	1.5
S4	20.438	756	6.58	3%	0.104799987	1.5	1.5
S5	19.201	756	6.58	3%	0.098457019	1.5	1.5
S6	18.656	756	6.58	3%	0.095662421	1.5	1.5
C1.inv	70	4536	756	3%	0.407037037	2.5	25

Tabla 27: Dimensionado del cableado para la modalidad 1. Fuente: Propia

MODALIDAD 2								
NAVE PRINCIPAL								
Codigo	Longitud (m)	Potencia(W)	Tension	Corriente	Caída de tension MAX	Seccion C.D.T (mm2)	Seccion normalizada (mm2)	Seccion C.Termico (mm2)
S1.C1	18.527	4000	756	6.58	3%	0.095000947	1.5	1.5
S2.C1	19.201	4000	756	6.58	3%	0.098457019	1.5	1.5
S3.C1	18.527	4000	756	6.58	3%	0.095000947	1.5	1.5
S4.C1	20.438	4000	756	6.58	3%	0.104799987	1.5	1.5
S5.C1	19.822	4000	756	6.58	3%	0.101641322	1.5	1.5
S6.C1	18.527	4000	756	6.58	3%	0.095000947	1.5	1.5
S7.C1	19.201	4000	756	6.58	3%	0.098457019	1.5	1.5
S8.C1	18.527	4000	756	6.58	3%	0.095000947	1.5	1.5
S9.C1	20.438	4000	756	6.58	3%	0.104799987	1.5	1.5
S10.C1	19.822	4000	756	6.58	3%	0.101641322	1.5	1.5
S1.C2	17.955	4000	756	6.58	3%	0.092067901	1.5	1.5
S2.C2	18.52	4000	756	6.58	3%	0.094965053	1.5	1.5
S3.C2	17.955	4000	756	6.58	3%	0.092067901	1.5	1.5
S4.C2	18.52	4000	756	6.58	3%	0.094965053	1.5	1.5
NAVE LAMINACION								
S1.C9	19.955	4000	756	6.58	3%	0.102323307	1.5	1.5
S2.C9	18.843	4000	756	6.58	3%	0.096621301	1.5	1.5
S3.C2	18.486	4000	756	6.58	3%	0.094790711	1.5	1.5
S4.C2	20.491	4000	756	6.58	3%	0.105071755	1.5	1.5
S1.C12	19.154	4000	756	6.58	3%	0.098216017	1.5	1.5
S2.C12	19.633	4000	756	6.58	3%	0.100672186	1.5	1.5
S3.C12	19.499	4000	756	6.58	3%	0.099985074	1.5	1.5

Tabla 28: Dimensionado del cableado de los tramos panel-concentrador para la modalidad 2. Fuente: Propia

MODALIDAD 2								
Codigo	Longitud (m)	Potencia(W)	Tension	Corriente	Caida de tension MAX	Seccion C.D.T (mm2)	Seccion C.Termico (mm2)	Seccion normalizada (mm2)
C1.INV	120	40000	756	65.8	3%	6.15324319	50	50
C2.INV	80	16000	756	26.32	3%	1.640864851	10	10
C3.INV	80	40000	756	65.8	3%	4.102162127	50	50
C4.INV	80	16000	756	26.32	3%	1.640864851	10	10
C5.INV	40	40000	756	65.8	3%	2.051081063	50	50
C6.INV	40	16000	756	26.32	3%	0.820432425	10	10
C7.INV	40	40000	756	65.8	3%	2.051081063	50	50
C8.INV	40	16000	756	26.32	3%	0.820432425	10	10
C9.INV	30	20000	756	32.9	3%	0.769155399	16	16
C10.INV	30	20000	756	32.9	3%	0.769155399	16	16
C11.INV	50	20000	756	32.9	3%	1.281925665	16	16
C12.INV	50	12000	756	19.74	3%	0.769155399	6	6

Tabla 29: Dimensionado del cableado de los tramos concentrador-inversor para la modalidad 2. Fuente: Propia

En la tabla 30 se muestra la tabla correspondiente a la instrucción **ICT-BT-21**, que nos indica la sección adecuada para la canalización de los conductores según el número y la sección de estos.

Sección nominal de los conductores (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40

Tabla 30: Tabla sección diámetro canalizaciones. Fuente: ICT-BT-21

ANEXO 3: Estudio de financiación y amortización del proyecto.

En las tablas 31 y 32 se muestran los datos que han sido utilizados para calcular la amortización de la instalación fotovoltaica año a año, para un máximo de 25, siendo este último el año en el que acaba la garantía proporcionada por el fabricante.

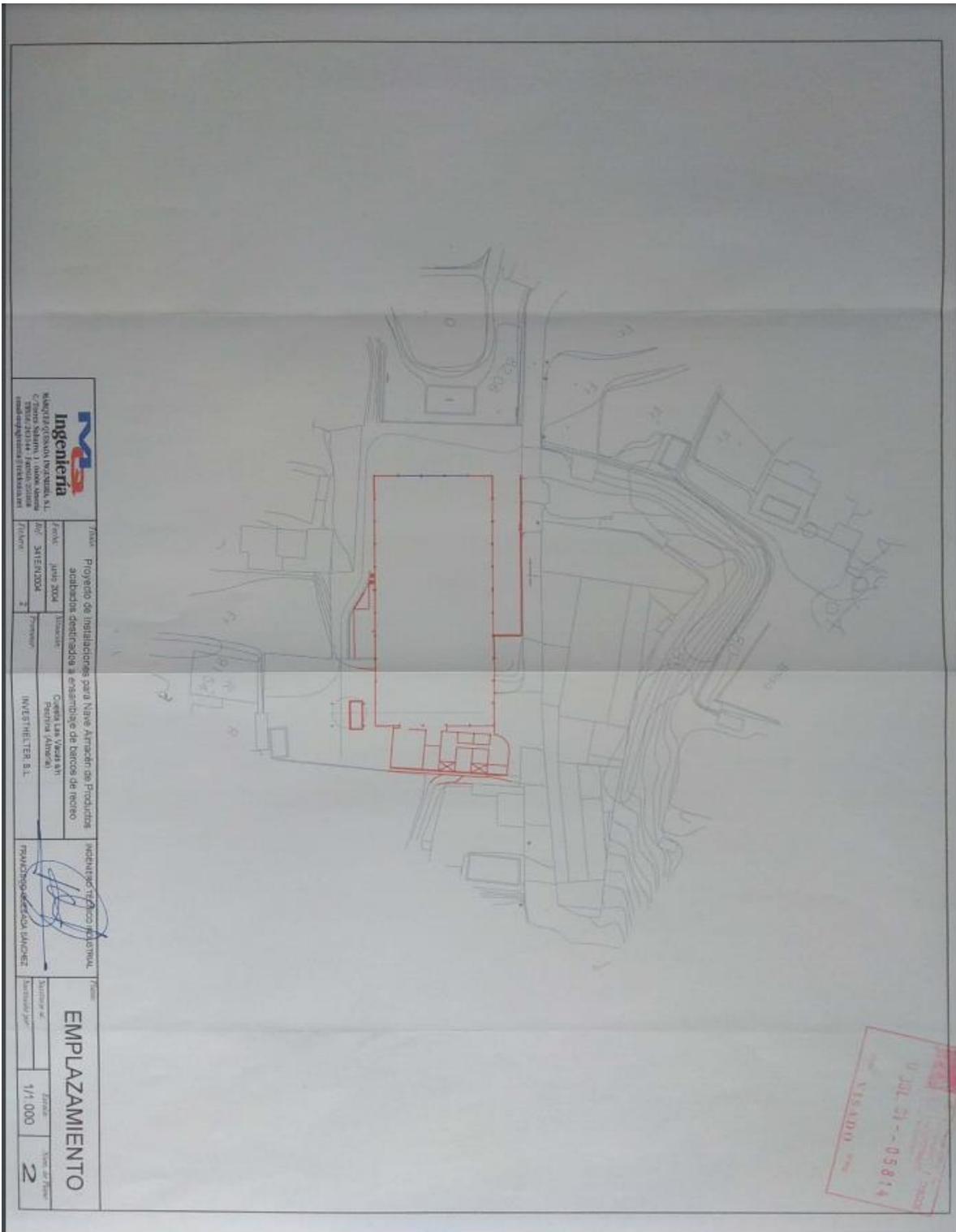
AÑO	Factura anual sin instalacion (€)	Factura anual con instalacion (€)	Coste inversion (€)	Coste mantenimien	Intereses financiacion (€)
1	4957.32	293	5686.74	375	284.337
2	4957.32	293	5686.74	375	284.337
3	4957.32	293	5686.74	375	284.337
4	4957.32	293	5686.74	375	284.337
5	4957.32	293	5686.74	375	284.337
6	4957.32	293		375	
7	4957.32	293		375	
8	4957.32	293		375	
9	4957.32	293		375	
10	4957.32	293		375	
11	4957.32	293		375	
12	4957.32	293		375	
13	4957.32	293		375	
14	4957.32	293		375	
15	4957.32	293		375	
16	4957.32	293		375	
17	4957.32	293		375	
18	4957.32	293		375	
19	4957.32	293		375	
20	4957.32	293		375	
21	4957.32	293		375	
22	4957.32	293		375	
23	4957.32	293		375	
24	4957.32	293		375	
25	4957.32	293		375	

Tabla 31: Estudio inversion instalacion en los proximos 25 años para la modalidad 1. Fuente: Propia.

AÑO	Factura anual sin instalacion (€)	Beneficio venta excedentes (€)	Coste inversion (€)	Coste mantenimien	Intereses financiacion (€)
1	4957.32	28907	65782.316	4625	3289.1158
2	4957.32	28907	65782.316	4625	3289.1158
3	4957.32	28907	65782.316	4625	3289.1158
4	4957.32	28907	65782.316	4625	3289.1158
5	4957.32	28907	65782.316	4625	3289.1158
6	4957.32	28907		4625	
7	4957.32	28907		4625	
8	4957.32	28907		4625	
9	4957.32	28907		4625	
10	4957.32	28907		4625	
11	4957.32	28907		4625	
12	4957.32	28907		4625	
13	4957.32	28907		4625	
14	4957.32	28907		4625	
15	4957.32	28907		4625	
16	4957.32	28907		4625	
17	4957.32	28907		4625	
18	4957.32	28907		4625	
19	4957.32	28907		4625	
20	4957.32	28907		4625	
21	4957.32	28907		4625	
22	4957.32	28907		4625	
23	4957.32	28907		4625	
24	4957.32	28907		4625	
25	4957.32	28907		4625	

Tabla 32: Estudio inversion instalacion en los proximos 25 años para la modalidad 2. Fuente: Propia

PLANOS



 <p>Ingeniería M&C CONSULTORIA INGENIERIA S.L. C/Gran Alameda, 11 - 04011 Pechina (Almería) T: 951 41 41 41 - F: 951 41 41 41 www.mcc-ingenieria.com</p>		<p>Proyecto de instalaciones para Nave Armador de Productos acabados destinados a ensamble de botcos de recibo</p>		<p>Reduccion de emisiones de CO2</p>		<p>EMPLAZAMIENTO</p>	
Fecha:	15/05/2014	Elaborado por:	Cereia Las Vegas Ari	Revisado por:	Francisco José Sánchez Sánchez	Escala:	1/1.000
Rev.:	1.0	Proyecto:	Pechina (Almería)	Cliente:	INVESTHEITER, S.L.	Hoja:	2

