



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

RESUMEN

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado (TFG) es el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica y la realización de su presupuesto y su viabilidad económica para cubrir el consumo energético de una planta industrial dedicada al calzado.

La empresa se sitúa en Petrer, un pueblo del centro de la provincia de Alicante, por lo que el recurso solar tiene un gran potencial, este fue uno de los principales motivos por los que la empresa decidió optar por la generación de energía limpia para el consumo propio mediante una tecnología probada y cada vez más económica, como es en este caso de la energía fotovoltaica.

Para satisfacer las necesidades y expectativas de la empresa, se realizará un estudio de la demanda energética de la empresa, las características de la cubierta de la nave industrial y se determinarán las características técnicas de la instalación fotovoltaica y se calculará la potencia que se puede instalar para cubrir el máximo de demanda con la superficie disponible.

Así mismo se realizará el presupuesto de la instalación y se estudiará la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica teniendo en cuenta los recursos propios de la empresa y las opciones de financiación.

Palabras clave: Instalación fotovoltaica, viabilidad económica, módulos fotovoltaicos, potencia, consumo energético, generación de energía limpia.

RESUM

L'objectiu d'aquest Treball de Fi de Grau (TFG) és el dimensionament d'una instal·lació fotovoltaica i la realització del seu pressupost i la seva viabilitat econòmica per a cobrir el consum energètic d'una planta industrial dedicada al calçat.

L'empresa se situa a Petrer, un poble del centre de la província d'Alacant, per la qual cosa el recurs solar té un gran potencial, aquest va ser un dels principals motius pel qual l'empresa va decidir optar per la generació d'energia neta per al consum propi per mitjà d'una tecnologia provada i cada vegada més econòmica, com és en este cas de l'energia fotovoltaica.

Per a satisfer les necessitats i expectatives de l'empresa, es realitzarà un estudi de la demanda energètica de l'empresa, les característiques de la coberta de la nau industrial i es determinaran les característiques tècniques de la instal·lació fotovoltaica i es calcularà la potència que es pot instal·lar per a cobrir el màxim de demanda amb la superfície disponible.

Així mateix es realitzarà el pressupost de la instal·lació i s'estudiarà la viabilitat econòmica de la instal·lació fotovoltaica tenint en compte els recursos propis de l'empresa i les opcions de finançament.

Paraules clau: Instal·lació fotovoltaica, viabilitat econòmica, mòduls fotovoltaics, potència, consum energètic, generació d'energia neta.

ABSTRAC

The objective of this Final Degree Project (TFG) is the sizing of a photovoltaic installation and the realization of its budget and its economic viability to cover the energy consumption of an industrial plant dedicated to footwear.

The company is located in Petrer, a town in the center of the province of Alicante, so the solar resource has a great potential, this was one of the main reasons why the company decided to opt to the generation of clean energy for the own consumption through proven and increasingly economical technology, as it is in the case of photovoltaic energy.

To fulfill the needs and expectations of the company, a study of the energy demand of the company will be carried out, the characteristics of the roof of the industrial building and the technical characteristics of the photovoltaic installation will be determined and the power that can be installed will be calculated to cover the maximum demand with the available area.

In addition, the installation budget will be made and the economic viability of the photovoltaic installation will be studied keeping the company's own resources and financing options in mind.

Key words: Photovoltaic installation, economic viability, photovoltaic modules, power, energy consumption, generation of clean energy.

ÍNDICE

MEMORIA

1	OBJETIVO DEL PROYECTO	1
1.1	Motivación	1
1.2	Alcance	1
2	ANTECEDENTES.....	3
2.1	Origen de la energía renovable	3
2.2	Origen de la energía solar fotovoltaica.....	3
2.3	Situación energética internacional	5
2.3.1	Producción mundial de energía solar fotovoltaica	6
2.4	Situación energética de España	7
2.4.1	Producción en España de energía fotovoltaica	8
2.4.2	Situación de la energía fotovoltaica en España.....	9
2.5	Situación energética autonómica	10
2.6	MEDIDAS LEGISLATIVAS.....	11
2.6.1	Nivel europeo	11
2.6.2	Nivel nacional	11
2.6.3	Nivel autonómico	11
2.7	Desarrollo sostenible	12
2.7.1	Objetivos de la ONU	12
2.7.2	Acuerdo de París	13
3	EL RECURSO SOLAR.....	15
4	EMPRESA DE ESTUDIO	17
4.1	Razón del interés de la empresa.....	17
4.2	Emplazamiento de la empresa	17
4.3	Estudio del consumo del año 2019.....	18
4.3.1	Gastos eléctricos de la empresa.....	18
4.3.2	Consumo energético en 2019	18
4.3.3	Factura eléctrica en 2019	19
5	CONDICIONES PARA EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	21
5.1	COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	21
5.2	CONDICIONES DE DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	21
5.2.1	Cubierta disponible de la empresa.....	21

5.2.2	Estudio de la radiación solar en la zona	22
5.3	Selección del modelo de panel fotovoltaico.....	24
5.4	Fases del diseño de la instalación	25
6	CÁLCULOS DEL DISEÑO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	27
6.1	Selección de la orientación e inclinación de los módulos	27
6.2	Cálculo de la energía producida por el módulo fotovoltaico	27
6.3	Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.....	28
6.4	Separación entre módulos.....	29
6.5	Estudio del máximo número de paneles a instalar en la cubierta de la nave	30
7	SELECCIÓN DE ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	33
7.1	Selección del inversor	33
7.1.1	Máximo número de placas que soporta el inversor	34
7.1.2	Número mínimo y máximo de paneles en serie que soporta el inversor	35
7.1.3	Número máximo y mínimo de series que soporta el inversor	39
7.2	Selección del concentrador de <i>strings</i>	39
7.3	Cálculo del cableado de la instalación en CC y en AC.....	42
7.3.1	Criterios técnicos.....	42
7.3.2	Criterios de cálculo	43
7.4	Selección de la hornacina, canalizaciones y arqueta.....	47
7.4.1	Dimensionado de la hornacina.....	47
7.4.2	Canalizaciones por donde circula el cableado	47
7.4.3	Arquetas de la zanja	47
7.5	Protecciones eléctricas de la instalación	47
7.5.1	Protecciones del lado de continua.....	49
7.5.2	Protecciones del lado de alterna.....	53
7.6	Puesta a tierra de la instalación.....	53
8	PRESUPUESTO TÉCNICO	55
8.1	Presupuesto parcial	55
8.2	Presupuesto de ejecución material (PEM)	56
8.3	Presupuesto final	56
9	VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.....	59
9.1	Ayudas económicas para el proyecto	59
9.1.1	Ayudas IVACE 2021	59
9.1.2	Préstamo del IVF	59

9.1.3	Otras ayudas.....	60
9.2	Costes de mantenimiento de la instalación.....	60
9.3	Condiciones iniciales de la viabilidad económica	61
9.4	Casos de financiación de la viabilidad económica.....	62
10	Conclusiones	65
11	Bibliografía.....	67

PLIEGO DE CONDICIONES

PRESUPUESTO

ANEXOS

Anexo A. Consumo eléctrico y coste de las facturas de la empresa.

Anexo B. Cálculos de las secciones del cableado.

Anexo C. Presupuesto técnico del proyecto.

Anexo D: Viabilidad económica del proyecto.

PLANOS

Índice figuras

Figura 1: Primer molino de viento europeo en Yorkshire (Inglaterra). Fuente: Ecointeligencia ..	3
Figura 2: Efecto fotovoltaico. Fuente: Helioesfera.com.....	4
Figura 3: Satélite estadounidense Vanguard I. Fuente: Noticiasdelaciencia.com	4
Figura 4: Tendencia de consumo de energía (1990-2019) y desglose tipo energía (2019). Fuente: Enerdata.....	5
Figura 5: Generación de electricidad renovable (1990-2018). Fuente Agencia Internacional de la energía (IEA).....	6
Figura 6: Generación de electricidad solar fotovoltaica en el mundo. Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA).....	6
Figura 7: Potencia fotovoltaica instalada por países. Fuente IRENA, Estadísticas de capacidad renovable (2020).....	7
Figura 8: Suministro de energía en España (1990-2019). Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA).....	8
Figura 9: Radiación global y horas de sol en España. Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA)	8
Figura 10: Evolución de la generación de energía mediante energía solar fotovoltaica en España. Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA).....	9
Figura 11: Potencia solar fotovoltaica instalada en España (2010-2019). Fuente: Statista 2021.	10
Figura 12: Ratio renovable/generación (%) y generación renovable (GWh) en el 2019. Fuente: REE	10
Figura 13: Emisiones de CO2 en la Unión Europea (1990-2018). Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA).....	13
Figura 14: Espectro visible por el ojo humano. Fuente: gaiaciencia.com	15
Figura 15: Influencia de la atmósfera en la radiación a nivel del mar. Fuente: Óptica Grau.....	15
Figura 16: Potencia por metro cuadrado de energía fotovoltaica en Europa. Fuente: Paneles Solares Barcelona.....	16
Figura 17: Emplazamiento de la nave en Petrer (Alicante). Fuente: Google Maps y propia.	17
Figura 18: Consumo energético mes a mes (KWh). Fuente: Propia.	18
Figura 19: Coste del término de energía mes a mes. Fuente: Propia	19
Figura 20: Superficie disponible en la cubierta de la nave. Fuente: Propia en base a Google Earth.	22
Figura 21: Parcela de la empresa. Fuente: Sede Electrónica del Catastro.....	22
Figura 22: Datos aportados por el PVGIS. Fuente: PVGIS.	23
Figura 23: Criterio de selección de una placa u otra. Fuente: Propia	25

Figura 24: Representación de la distancia entre placas. Fuente: Propia	30
Figura 25: Disposición espacial de los módulos fotovoltaicos de Solar Jinko en la cubierta de la nave Plano2. Fuente: Propia.....	31
Figura 26: Representación simplificada de una instalación fotovoltaica. Fuente: Propia	33
Figura 27: Temperatura anual del emplazamiento de la instalación. Fuente: PVGIS.....	36
Figura 28: Temperatura junio-julio del emplazamiento de la instalación. Fuente: PVGIS.	36
Figura 29: Irradiación junio-julio en el emplazamiento de la instalación. Fuente: PVGIS	37
Figura 30: Temperatura mínima del emplazamiento de la instalación. Fuente: PVGIS.....	38
Figura 31: Distribución de strings en la cubierta de la nave, Plano 2. Fuente: Propia.....	39
Figura 32: Situación del inversor, concentrador de segundo nivel y algunos concentradores de primer nivel, Plano 2. Fuente: Propia.	42
Figura 33: Rendimiento de la placa Solar Jinko a lo largo de 25 años. Fuente: Ficha técnica de la placa.....	60
Figura 1: Coste de la factura de la empresa. Fuente: Propia.	1
Figura 2: Consumo energético de la empresa. Fuente: Propia.....	2
Figura 3: Coste del término de energía sin IVA. Fuente: Propia.	2
Figura 4: Comparación del consumo de la empresa en horas diurnas y nocturnas. Fuente: Propia.	3
Figura 5: Producción de la instalación frente al consumo de la empresa. Fuente: Propia.....	13
Figura 6: Exceso mes a mes de la instalación. Fuente: Propia	14

Índice tablas

Tabla 1: Horas de sol pico medias mensuales. Fuente: PVGIS.....	23
Tabla 2: Paneles fotovoltaicos más eficientes 2021. Fuente: Solarnub.com.....	24
Tabla 3: Comparativa de las características de los módulos fotovoltaicos seleccionados. Fuente: Propia.....	25
Tabla 4: Comparativa del número de horas de sol pico y la inclinación de los módulos. Fuente: Propia a partir de PVGIS.	27
Tabla 5: Número máximo de módulos en cubierta dependiendo de la placa y su disposición. Fuente: Propia.	30
Tabla 6: Características del inversor Riello Sirio K200. Fuente: Propia a partir de la ficha técnica	34
Tabla 7: Datos necesarios para los cálculos. Fuente: Propia.....	35
Tabla 8: Características eléctricas del concentrador AMB STC5 100A. Fuente: Propia a partir de la ficha técnica	40
Tabla 9: Especificaciones del concentrador Phoenix SOL-SC-24ST-1-15F-00003131. Fuente: Propia a partir de la ficha técnica.	41
Tabla 10: Condiciones de los concentradores. Fuente: Propia.....	41
Tabla 11: Sección final necesaria para cada línea de la instalación. Fuente: Propia.	46
Tabla 12: Metros de cableado para cada tramo. Fuente: Propia.	46
Tabla 13: Dimensiones y precio de la hornacina construida. Fuente: Propia.....	47
Tabla 14: Diferentes intensidades de cada tramo de la instalación en amperios (A). Fuente: Propia.....	48
Tabla 14: Presupuesto parcial capítulo 1. Fuente: Propia.....	55
Tabla 15: Presupuesto parcial capítulo 2. Fuente: Propia.....	55
Tabla 16: Presupuesto parcial capítulo 3. Fuente: Propia.....	56
Tabla 17: Presupuesto parcial capítulo 4. Fuente: Propia.....	56
Tabla 18: Presupuesto de Ejecución Material (PEM). Fuente: Propia.	56
Tabla 19: Presupuesto final. Fuente: Propia.	57
Tabla 20: Coste de mantenimiento de la instalación. Fuente: Propia	61
Tabla 21: Comparativa de los diferentes casos. Fuente: Propia.	62
Tabla 22: Presupuesto recursos humanos. Fuente: Propia.	75
Tabla 23: Presupuesto ofimática. Fuente: Propia.....	75
Tabla 24: Presupuesto total. Fuente: Propia.....	75
Tabla 1: Coste total, consumo de energía y coste la energía. Fuente: Propia.....	1
Tabla 2: Secciones de los distintos tramos por el criterio térmico. Fuente: Propia.	5

Tabla 3: Secciones de los distintos tramos por el criterio de caída de tensión. Fuente: Propia...	5
Tabla 4: Unidad de obra 1 del capítulo 1. Fuente: Propia.....	7
Tabla 5: Unidad de obra 2 del capítulo 1. Fuente: Propia.....	7
Tabla 6: Unidad de obra 3 capítulo 1. Fuente: Propia.....	7
Tabla 7: Unidad de obra 4 capítulo 1. Fuente: Propia.....	7
Tabla 8: Unidad de obra 1 capítulo 2. Fuente: Propia.....	8
Tabla 9: Unidad de obra 2 capítulo 2. Fuente: Propia.....	8
Tabla 10: Unidad de obra 3 capítulo 2. Fuente: Propia.....	8
Tabla 11: Unidad de obra 4 capítulo 2. Fuente: Propia.....	8
Tabla 12: Unidad de obra 5 capítulo 2. Fuente: Propia.....	9
Tabla 13: Unidad de obra 6 capítulo 2. Fuente: Propia.....	9
Tabla 14: Unidad de obra 7 capítulo 2. Fuente: Propia.....	9
Tabla 15: Unidad de obra 8 capítulo 2. Fuente: Propia.....	9
Tabla 16: Unidad de obra 1 capítulo 3. Fuente: Propia.....	10
Tabla 17: Unidad de obra 2 capítulo 3. Fuente: Propia.....	10
Tabla 18: Unidad de obra 3 capítulo 3. Fuente: Propia.....	10
Tabla 19: Unidad de obra 4 capítulo 3. Fuente: Propia.....	10
Tabla 20: Unidad de obra 1 capítulo 4. Fuente: Propia.....	11
Tabla 21: Unidad de obra 2 capítulo 4. Fuente: Propia.....	11
Tabla 22: Unidad de obra 3 capítulo 4. Fuente: Propia.....	11
Tabla 23: Producción mensual de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia.	13
Tabla 24: Producción de la instalación, excesos, porcentaje cubierto de la demanda e ingresos generados. Fuente: Propia.....	14
Tabla 25: Costes, ingresos y ahorro del caso 1. Fuente: Propia.....	16
Tabla 26: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.	17
Tabla 27: Costes, ingresos y ahorros del caso 2 y 100% de la ayuda. Fuente: Propia.	18
Tabla 28: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.	19
Tabla 29: Costes, ingresos y ahorros del caso 2 y 50% de la ayuda. Fuente: Propia.	20
Tabla 30: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.	20
Tabla 31: Costes, ingresos y ahorros del caso 3. Fuente: Propia.	21
Tabla 32: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.....	22
Tabla 33: Costes, ingresos y ahorros del caso 4 y 100% de la ayuda. Fuente: Propia.	23
Tabla 34: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.....	23
Tabla 35: Costes, ingresos y ahorros del caso 4 y 50% de la ayuda. Fuente: Propia.	24

Tabla 36: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia..... 25

Memoria

1 OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo de este TFG es el diseño de una instalación fotovoltaica para cubrir la demanda energética de una industria de calzado situada en Petrer. A partir de este trabajo se va a valorar el impacto económico que puede tener la instalación fotovoltaica diseñada en este trabajo sobre el contrato de suministro eléctrico y sobre la economía de la empresa.

Para ello, el TFG consta de las siguientes partes:

- Análisis de la radiación solar en función de la ubicación de la empresa.
- Estudio del consumo y de las características del contrato de suministro eléctrico.
- Estudio de la demanda total y demanda diurna de la empresa.
- Estudio de la superficie disponible sobre cubierta y número máximo de paneles fotovoltaicos.
- Estudio del número máximo de paneles fotovoltaicos dependiendo del tipo de panel y su disposición.
- Determinación del conexionado eléctrico a red.
- Cálculo del presupuesto técnico
- Análisis de la viabilidad económica del proyecto.

Con el desarrollo de este TFG, se van a utilizar conocimientos adquiridos durante el transcurso del Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales, además de enfrentar algunos problemas que pueden surgir en un proyecto de ingeniería.

1.1 Motivación

Este TFG surge de la motivación del autor de conseguir aplicar sus conocimientos en proyectos de ingeniería viables económicamente para conseguir aumentar el capital de una empresa, para así ayudar a estas empresas a crecer y aumentar el tejido productivo del país.

Otra motivación del autor es la de conseguir reducir las emisiones de diferentes tipos de contaminación que puedan ocasionar la obtención de energía de recursos no renovables y como resultado alcanzar una sostenibilidad energética para satisfacer nuestras necesidades energéticas sin comprometer las de generaciones futuras.

1.2 Alcance

El diseño de la instalación fotovoltaica se va a realizar atendiendo a la demanda de energía eléctrica que tiene la empresa y la superficie útil que tiene la cubierta para poder instalar los módulos fotovoltaicos, para ello, se estudiará diferentes tipos de placas y diferentes disposiciones (disposición horizontal o vertical) para optimizar la superficie disponible en la cubierta para conocer la potencia máxima que se puede instalar mediante los módulos fotovoltaicos y así determinar qué porcentaje de demanda se va a poder cubrir.

Con estos condicionantes se realizará un presupuesto del proyecto, para así poder estudiar su viabilidad económica para analizar si el proyecto es rentable económicamente. La comprobación

de si la cubierta soportara la carga de los paneles no se incluye dentro del alcance de este proyecto.

2 ANTECEDENTES

2.1 Origen de la energía renovable

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales o de recursos que son inagotables o que se pueden regenerar de manera natural. Entre las energías renovables podemos diferenciar la energía eólica, la geotérmica, la solar, hidráulica, etc. Los primeros usos que se le dio a las energías renovables fueron en la navegación a vela además los edificios tenían una disposición particular para aprovechar al máximo la luz solar. Más tarde, gracias a los avances tecnológicos, en los siglos X y XI, se empezó a construir molinos de viento en las zonas con escasas de agua y molinos de agua, lo que situó la energía hidráulica y la eólica en el centro de la vida económica.



Figura 1: Primer molino de viento europeo en Yorkshire (Inglaterra). Fuente: Ecointeligencia

A partir de la invención de la máquina de vapor por James Watt, y de la Primera Revolución industrial, estas formas de aprovechamiento de las energías renovables se fueron abandonando por otras fuentes de energías no renovables.

2.2 Origen de la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía renovable dentro de la energía solar. Se basa en convertir la luz solar en energía eléctrica, lo que se denomina efecto fotovoltaico, que es el efecto fotoeléctrico que se caracteriza por la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas formadas por silicio y que están dopadas por boro y fósforo, por lo que cuando incide la radiación electromagnética que emite el Sol, se produce una corriente de electrones que provocan la energía eléctrica. Este tipo de energía fue descubierto por el físico francés Alexandre Edmon Becquerel en 1839.

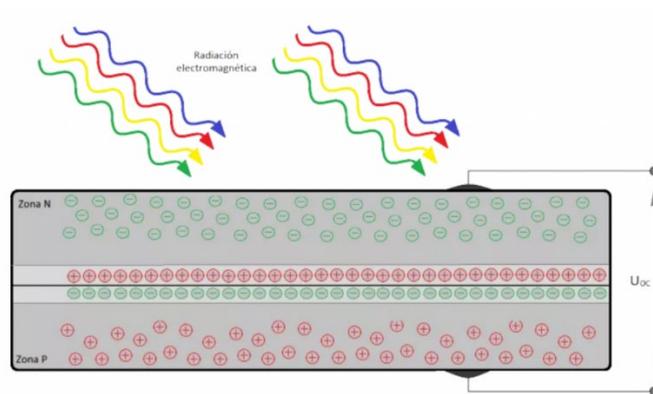


Figura 2: Efecto fotovoltaico. Fuente: Helioesfera.com

El primer panel de la historia fue construido en 1883 por Charles Fritts, pero este panel tenía una eficiencia baja, entorno al 1-2%. Las primeras aplicaciones de las células solares fueron desarrolladas en el año 1958 en el ámbito espacial como principal aplicación la alimentación autónoma de los equipos de comunicaciones de los satélites, como ejemplo de esta primera aplicación está el satélite estadounidense Vanguard I, lanzado ese mismo año.



Figura 3: Satélite estadounidense Vanguard I. Fuente: Noticiasdelaciencia.com

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden diferenciar dos tipos:

- Conectadas a red: Su objetivo es satisfacer la demanda eléctrica de una zona o la venta a la red.
- Instalaciones aisladas: Su objetivo es suministrar energía eléctrica a lugares donde no existe red eléctrica, normalmente requiere de un sistema de almacenamiento basado en baterías. Algunos ejemplos son las señales de carreteras, sistemas de comunicación en los montes, etc.

En España no fue hasta la década de los 80 cuando se realizaron pequeñas plantas solares conectadas a red, la primera de todas fue realizada por Iberdrola en Agustín de Guadalix (Madrid) con una potencia instalada de 100 kW.

2.3 Situación energética internacional

Como se puede observar en la Figura 4, el consumo de energía en el mundo tiene una tendencia alcista esto es debido a que las naciones para alcanzar un índice de desarrollo aceptable tienden a aumentar la generación y consumo de energía, esto ocurre en los países en vías de desarrollo debido a que tanto su economía como su población están creciendo y en los países desarrollados como consecuencia de mantener ese índice de desarrollo humano en un valor alto.

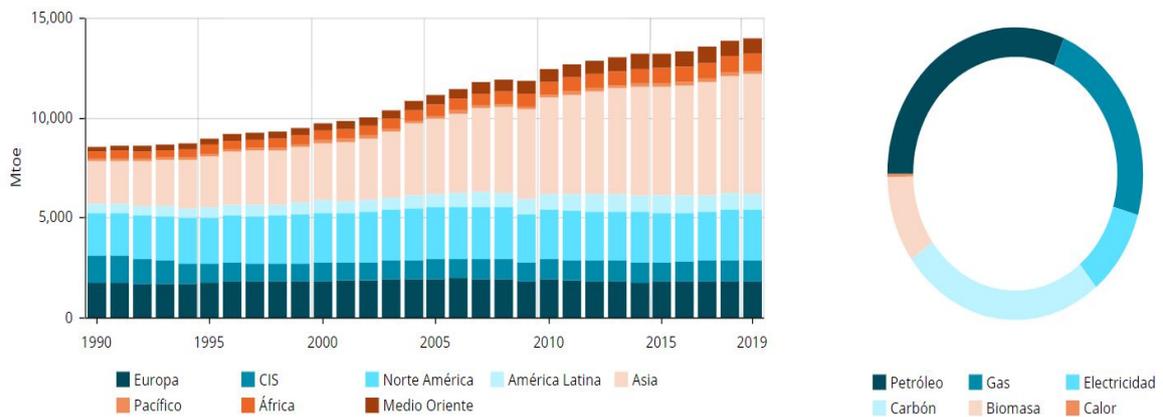


Figura 4: Tendencia de consumo de energía (1990-2019) y desglose tipo energía (2019). Fuente: Enerdata.

Otro dato a comentar es el desglose del consumo de energía, donde se puede sacar la conclusión que la gran parte de la energía que se consume internacionalmente proviene de fuentes de energía no renovables como el petróleo, gas o carbón, lo cual presenta graves problemas a la hora de satisfacer las necesidades de la población, ya que son recursos que sus reservas son limitadas por lo que con la actual tendencia de crecimiento de consumo se prevé su agotamiento, y la concentración de estas reservas en zonas políticamente inestables produciéndose en ocasiones dificultades para abastecer y encarecimiento del recurso.

Debido a esta situación, cada vez las energías renovables ganan más peso en la generación de electricidad, como se aprecia en la Figura 5.

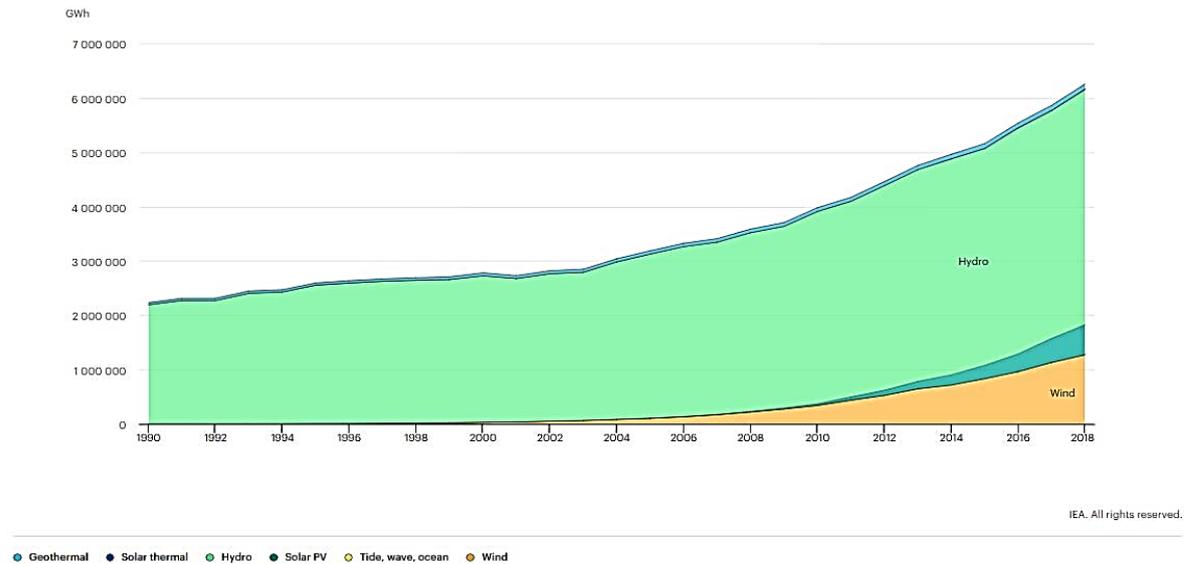


Figura 5: Generación de electricidad renovable (1990-2018). Fuente Agencia Internacional de la energía (IEA)

2.3.1 Producción mundial de energía solar fotovoltaica

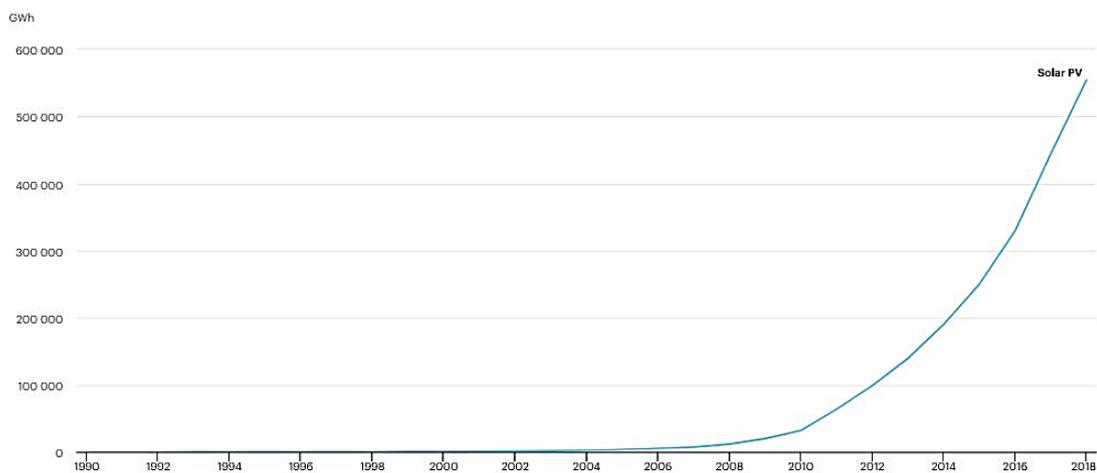


Figura 6: Generación de electricidad solar fotovoltaica en el mundo. Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA).

A partir de los años 2008-2010, se ha producido un crecimiento exponencial en la electricidad generada a partir de la energía solar fotovoltaica, esto es debido a que se trata de una tecnología cada vez más probada, madurada y cuyos costes de fabricación de los módulos son cada vez menores.

Potencias fotovoltaicas

Capacidad total instalada en MW (2019)

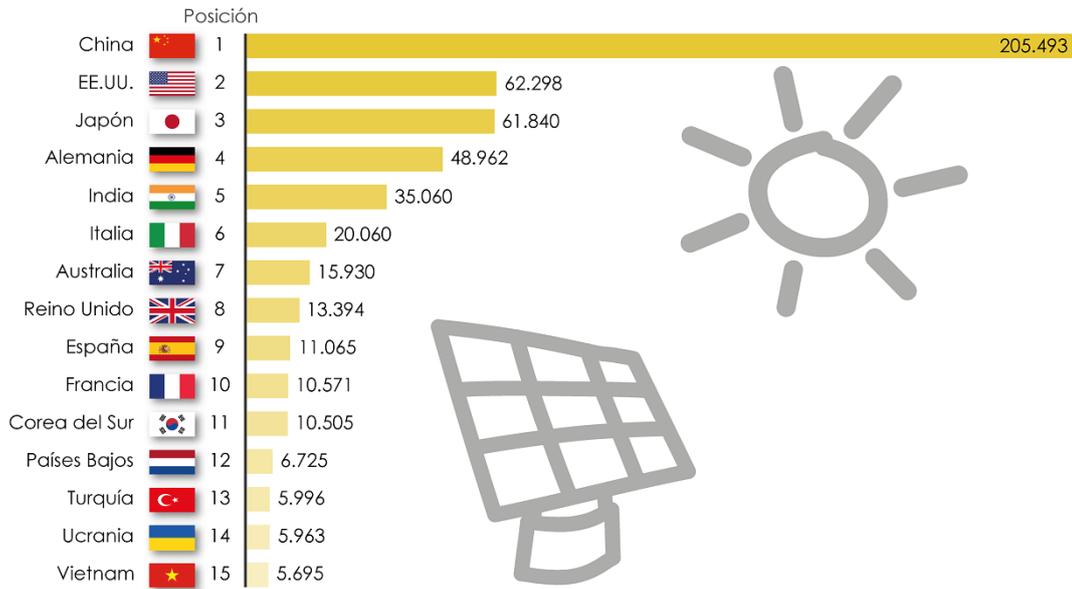


Gráfico:
Abel Gil Lobo (2020)
Fuentes:
IRENA, Estadísticas de capacidad renovable (2020)



Figura 7: Potencia fotovoltaica instalada por países. Fuente IRENA, Estadísticas de capacidad renovable (2020)

Entre los países del mundo cabe destacar el gran crecimiento y apuesta de China por este tipo de energía, situándose a la cabeza de los países con más potencia instalada.

2.4 Situación energética de España

En los últimos años debido a la creciente conciencia acerca del calentamiento global, en España se decidió empezar a apostar por la obtención de la energía a partir de fuentes de energía renovables, como se puede observar en la gráfica, donde se produce un ligero descenso o estabilidad de la energía suministrada a través de fuentes de energía no renovables (gas natural, petróleo, carbón) y un aumento de las de energía renovables (solar, eólica, hidráulica, etc).

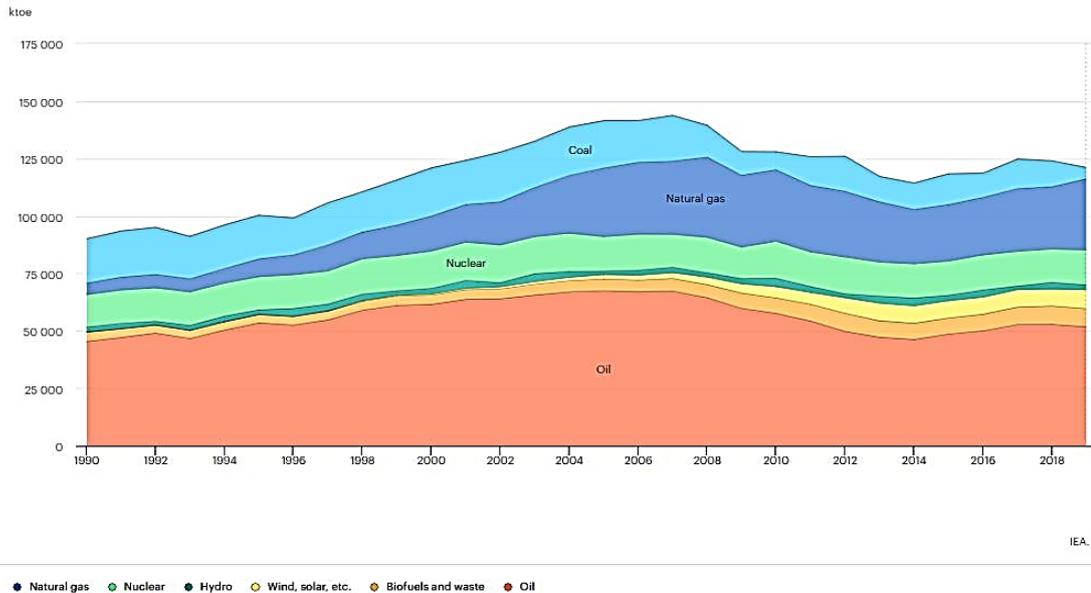


Figura 8: Suministro de energía en España (1990-2019). Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA)

2.4.1 Producción en España de energía fotovoltaica

Al recibir un elevado valor de radiación solar además de tener muchas horas de sol anuales, España es un país con gran potencial en energía solar como se muestra en la Figura 9.

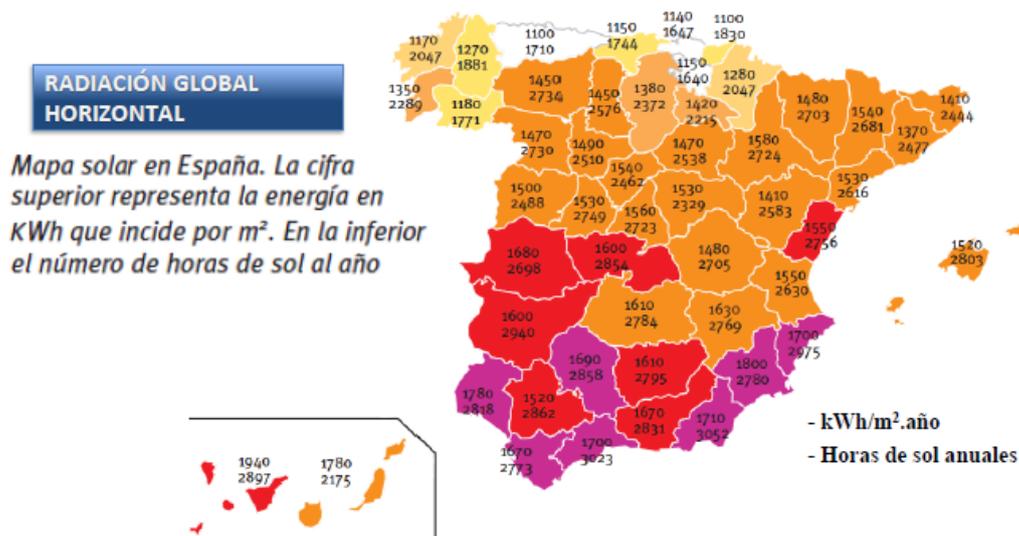


Figura 9: Radiación global y horas de sol en España. Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA)

Debido a esto a partir del año 2006 se empezó a realizar instalaciones fotovoltaicas produciéndose en el año 2008 cuando más potencia se instaló en un solo año en el país (2708 MW) hasta entonces, pero se apostó más por la energía eólica y la hidráulica debido a una serie de medidas legislativas aprobadas tras la crisis económica.



Figura 10: Evolución de la generación de energía mediante energía solar fotovoltaica en España. Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA)

Como se aprecia en la figura 10, en el año 2008 se produjo un gran incremento de la generación de energía mediante la energía solar fotovoltaica, esto es debido a lo comentado anteriormente de que en el año 2008 fue cuando más potencia se instaló hasta entonces.

2.4.2 Situación de la energía fotovoltaica en España

Para el año 2010, España se puso como objetivo que al menos el 12% del consumo de energía fuera proveniente de fuentes de energía renovables. Para incentivar la apuesta por las energías renovables, en el año 2007 se fijó unas primas y tarifas reguladas fijas, lo cual benefició enormemente a las grandes instalaciones fotovoltaicas. Debido a su alta rentabilidad, en solo dos años se multiplicó por 27 la potencia instalada a principios del 2007.

Lo que supuso el freno a este auge fue la crisis económica, debido a que en el año 2013 se aprobó el impuesto del 7% sobre la generación, también conocido como el “impuesto al sol”, que fue eliminado en octubre de 2019. En el año 2019 se aprobó el Real Decreto 244/2019 que introduce varios cambios que incentivan la producción de energía solar, por ejemplo:

- Eliminación de las tasas por la generación fotovoltaica.
- Si tus paneles generan más energía de la que consumes, esta se vierte a la red eléctrica y se descuenta esa energía de la factura.
- Se permite el autoconsumo compartido.
- Se eliminan los límites de potencia, ya que antes solo se podía instalar una potencia igual o inferior a lo que se consumía.
- Se permite el alquiler de terceros de tejados para generar electricidad.

Las modalidades de autoconsumo que clarifica el real decreto RD 244/2019 son:

- Sin excedentes: las instalaciones solo producen la energía que se necesita, los excesos no son volcados a la red debido al sistema antivertido.
- Con excedentes: Puede ser con compensación (la energía que nos sobra se vuelca a la red y se descuenta de nuestra factura según el precio que le asigne la

comercializadora) o sin compensación (la energía que nos sobra es vendida a la comercializadora al precio que pactemos).

Los efectos de este decreto se pueden apreciar en la figura 11, donde la potencia instalada en el año 2019 se disparó.

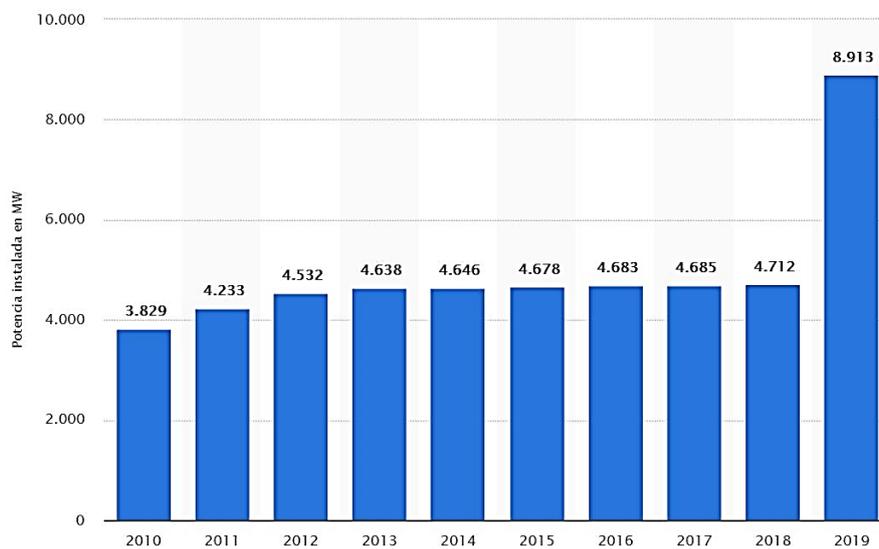
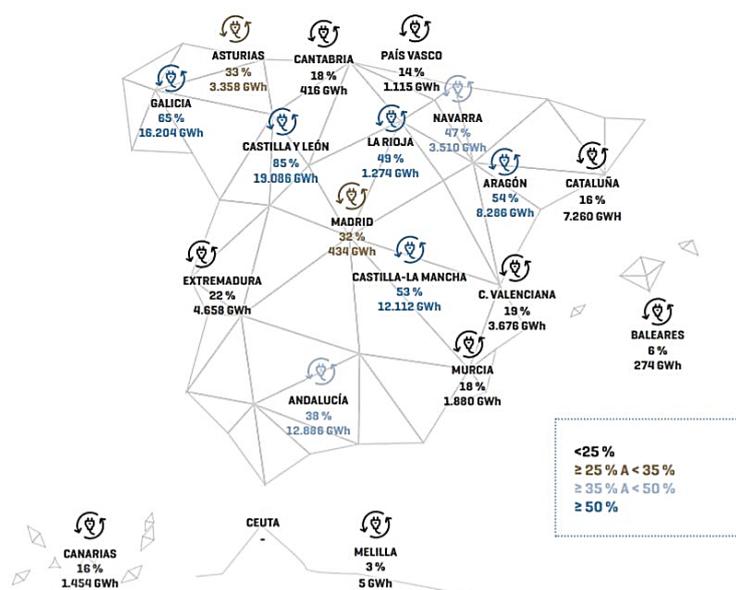


Figura 11: Potencia solar fotovoltaica instalada en España (2010-2019). Fuente: Statista 2021.

2.5 Situación energética autonómica

España es un país donde hay una gran variedad de climas y alturas, lo que provoca que no se instalen las mismas energías renovables en una comunidad u en otra, también depende mucho de la superficie disponible para su instalación, por eso los recursos energéticos renovables no están repartidos de forma uniforme por la península.



Las comunidades con mayor potencia instalada de origen renovable son Castilla y León, Galicia, Andalucía y Castilla-La Mancha. La comunidad con mayor potencia eólica instalada es Castilla y León y seguida de Castilla-La Mancha, esto se debe a que tienen grandes extensiones de terrenos. La comunidad con más potencia instalada de energía solar fotovoltaica es Castilla-La Mancha. Las comunidades con más potencia instalada de energía hidráulica son Castilla y León debido a la explotación del Duero y Galicia.

2.6 MEDIDAS LEGISLATIVAS

2.6.1 Nivel europeo

En el marco europeo, la política energética de la Unión Europea se basa principalmente en fomentar el desarrollo de energías nuevas y renovables. Por ello, todas las medidas legislativas aprobadas por la Unión Europea se basan ese objetivo, empezando con el Objetivo 20-20-20, cuyos objetivos fueron establecidos en el 2007 y en el año 2009 se aprobó, se establecieron tres objetivos clave a cumplir para el año 2020 como eran la reducción del 20% en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año 1990, que el 20% de la energía de la Unión Europea provenga de energías renovables y una mejor del 20% de la eficiencia energética.

En diciembre de 2019, se presentó los objetivos a cumplir para el año 2030, que se denominaría el Pacto Verde Europeo, cuyo objetivo principal es reducir en al menor un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año 1990, además de fijar un 32 % de cuota de energía renovables y al menor un 32.5% de mejora en la eficiencia energética.

Como estrategia a largo plazo, la Unión Europea aspira a ser climáticamente neutra para el año 2050, una economía con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero.

2.6.2 Nivel nacional

La política energética y climática en España está determinado por la Unión Europea, por lo que para cumplir con los objetivos marcados en el Pacto Verde Europeo, España ha presentado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 con el objetivo de avanzar en la descarbonización, ya que tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero se originan en el sistema energético, por lo que su descarbonización sería de gran ayuda en la transición energética y la descarbonización de la economía, y así asentar las bases para alcanzar la neutralidad climática que se pretende alcanzar para el año 2050 en la Unión Europea.

Las medidas a adoptar dentro del Plan Nacional de Energía y Clima son:

- 21% de reducción de los gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39.6% de mejora en la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

2.6.3 Nivel autonómico

Dentro de la Comunidad Valenciana, para cumplir con los objetivos climáticos establecidos por la Unión Europea, se realizó un borrador de la Ley valenciana de Cambio Climático y Transición Ecológica cuyos objetivos principales serían reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumento de la eficiencia energética, aumento significativo de la potencia instalada

en energías renovables, sobre todo energía eólica y energía fotovoltaica, transformar el modelo productivo valenciano donde la actividad económica sea compatible con el respeto al medio ambiente, estas son algunos de los objetivos que pretende alcanzar la comunidad Valenciana para cumplir con los objetivos de la Unión Europea y España.

2.7 Desarrollo sostenible

El desarrollo sostenible consiste en satisfacer las necesidades de la actual generación sin comprometer la satisfacción de las necesidades de las generaciones futuras, buscando un equilibrio entre el cuidado del medio ambiente, bienestar social y equilibrio económico.

2.7.1 Objetivos de la ONU

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU, también conocidos como Objetivos mundiales, se establecieron en el año 2015 por todos los Estados Miembros con la finalidad de acabar con la pobreza, proteger el planeta, consumo sostenible y garantizar la paz entre algunas prioridades para el año 2030. Los objetivos que se marcaron fueron:

- Fin de la pobreza.
- Hambre cero.
- Salud y bienestar.
- Educación de calidad.
- Igualdad de género.
- Agua limpia y saneamiento.
- Energía asequible y no contaminante.
- Trabajo decente y crecimiento económico.
- Industria, innovación e infraestructura.
- Reducción de las desigualdades.
- Ciudades y comunidades sostenibles.
- Producción y consumo responsables.
- Acción por el clima.
- Vida submarina.
- Vida de ecosistemas terrestres.
- Paz, justicia e instituciones sólidas.
- Alianzas para lograr los objetivos.

Entre algunos de los anteriores objetivos se puede apreciar como las energías renovables pueden jugar un papel decisivo a la hora de alcanzar esos objetivos. Por ejemplo, el objetivo de Energía asequible y no contaminante, algunas metas que tiene son:

- Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
- Aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menor contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpiar.

2.7.2 Acuerdo de París

El Acuerdo de París es un enlace entre diferentes países, firmado en el año 2016. El acuerdo lo que busca es combatir el cambio climático mediante diferentes acciones e inversiones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, mantener la temperatura global media por debajo de los 2 grados y conseguir limitar el aumento a 1,5 grados.

Se acordó, para tener más transparencia, que los Gobiernos se reunirían cada cinco años para evaluar el progreso hacia el cumplimiento de los objetivos a largo plazo e informar a la ciudadanía y los demás Gobiernos sobre los avances de la aplicación de las medidas.

La Unión Europea juega un papel fundamental dentro de este acuerdo debido a sus esfuerzos por combatir el cambio climático además de ponerse como meta para el 2030 reducir las emisiones en al menos un 55% con respecto a 1990 actuando conjuntamente todos sus Estados miembros. En la Figura 12, se aprecia una ligera reducción de las emisiones de CO₂ que se deben principalmente a la producción de electricidad y al transporte, por eso, gracias a la inversión que se realizará en los próximos año en energías renovables se podría contribuir en gran proporción a reducir las emisiones de CO₂ provocada por la producción de electricidad y el transporte.

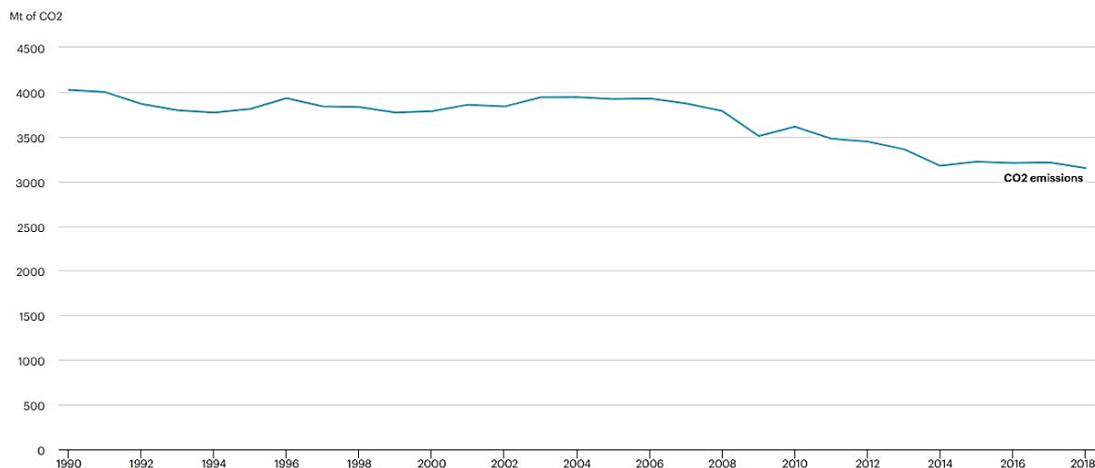


Figura 13: Emisiones de CO₂ en la Unión Europea (1990-2018). Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA)

3 EL RECURSO SOLAR

La radiación solar se puede definir como el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol, esta radiación se genera a partir de las reacciones de hidrógeno que se producen en el núcleo solar por fisión nuclear y emitidas por la superficie solar. Estas radiaciones tienen diferentes longitudes de onda, la energía que llega a la superficie de la atmósfera está formada por unas radiaciones con una longitud de onda entre 200 nm y 4000 nm, entre estas radiaciones se diferencian radiación ultravioleta, luz visible y radiación infrarroja. Dentro de ese intervalo de longitud de onda se va a trabajar en la región visible, que está comprendida entre los valores de 400 nm y 700 nm, ya que es la radiación que puede percibir el ojo humano y es empleada por los colectores.

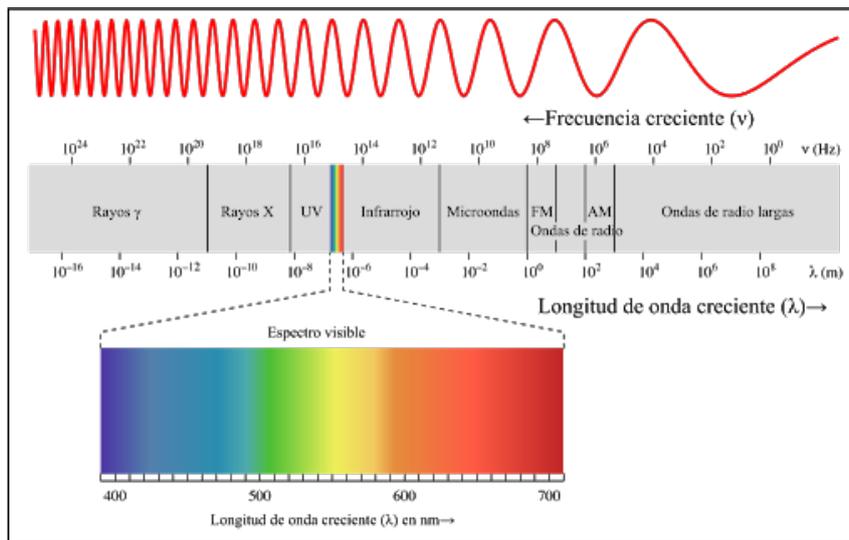


Figura 14: Espectro visible por el ojo humano. Fuente: gaia-ciencia.com

La radiación que llega a la atmósfera procedente del Sol recibe el nombre de constante solar, tiene un valor de 1364 W/m^2 . Este valor será mucho menor en la superficie terrestre debido principalmente a la influencia de la atmósfera (como puede ser las moléculas de aire, ozono, vapor de agua, CO_2 , aerosoles, etc.) que provoca la reflexión, absorción y difusión de la radiación solar.

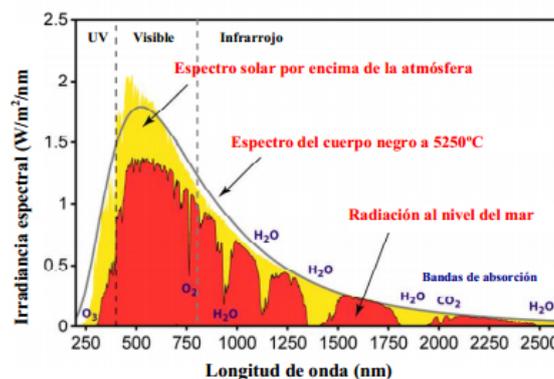


Figura 15: Influencia de la atmósfera en la radiación a nivel del mar. Fuente: Óptica Grau

La radiación que llega a la Tierra se puede dividir en tres tipos:

- Radiación directa: Es la radiación que proviene directamente del Sol sin desvíos, varía en función de la nubosidad que haya en el momento (es la que produce sombras).
- Radiación difusa: Es aquella radiación cuya dirección ha sido modificada debido a al reflejo de la radiación solar sobre las nubes, partículas del aire ... en días nublados es la que más recibimos.
- Radiación de albedo: Es la radiación que ha sido reflejada por la Tierra y obstáculos circundantes.

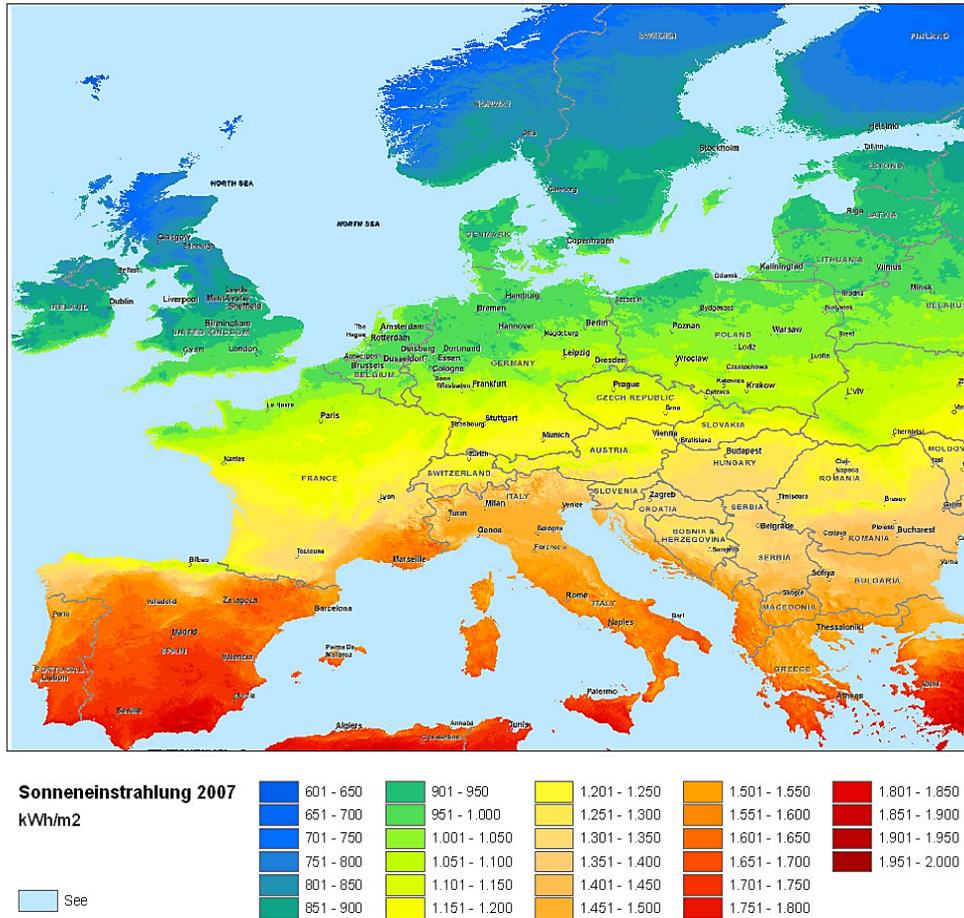


Figura 16: Potencia por metro cuadrado de energía fotovoltaica en Europa. Fuente: Paneles Solares Barcelona

Como se puede observar en la Figura 18, España posee un gran potencial a la hora de explotar este tipo de tecnología como son los módulos fotovoltaicos. La zona donde se sitúa la empresa, que es Alicante (Sur de la Comunidad Valenciana), posee un gran potencial, por eso para la empresa le resulta de gran interés y una gran oportunidad de inversión la instalación de una instalación fotovoltaica sobre la cubierta de la nave.

4 EMPRESA DE ESTUDIO

4.1 Razón del interés de la empresa

La razón del interés de la empresa en decidir instalar una instalación fotovoltaica sobre su cubierta es la de poder reducir la factura eléctrica de su consumo, por eso, al tener un emplazamiento privilegiado donde se recibe una gran cantidad de radiación y donde la instalación puede tener un buen rendimiento, consideran que invertir parte de su capital en este tipo de proyecto puede ser una gran oportunidad y así conseguir su objetivo de poder reducir su factura eléctrica.

4.2 Emplazamiento de la empresa

La empresa sobre la que se va a realizar el estudio para una instalación fotovoltaica en la cubierta de su nave se trata de una empresa dedicada a la fabricación al por mayor de calzado de gran calidad realizado con piel. La empresa se encarga de una parte de la producción del calzado de señora de alta calidad. La nave en cuestión está situada en un polígono industrial en Petrer (Alicante) como se muestra en la Figura 13.



Figura 17: Emplazamiento de la nave en Petrer (Alicante). Fuente: Google Maps y propia.

4.3 Estudio del consumo del año 2019

4.3.1 Gastos eléctricos de la empresa

El objetivo principal del diseño de la instalación fotovoltaica es generar la máxima energía eléctrica posible para poder cubrir la demanda energética que tiene la empresa. Entre los gastos que tiene la empresa están:

- Iluminación de las oficinas, zonas comunes y de trabajo.
- Acondicionamiento para las personas (aire acondicionado).
- Ventilación de gases tóxicos provocados por productos químicos como tintes o pegamentos.
- Maquinaria de producción (algunas importantes):
 - Máquina de embastar.
 - Horno de reactivar.
 - Máquinas de prensador.
 - Máquina de cardado (lijadora).
 - Montacargas.
 - Máquinas de cortar.
 - Cadena automática.
- Equipos de sobremesa (ordenadores, impresoras...).

4.3.2 Consumo energético en 2019

Al tratarse de una empresa dedicada al calzado, la factura eléctrica será elevada debido al elevado consumo energético que se requiere a la hora de la fabricación de este tipo de productos. Las facturas eléctricas se consiguieron gracias a la ayuda de un representante de la empresa que proporcionó todos los medios necesarios para poder tener acceso a esos datos de facturas y consumo de la empresa distribuidora del año 2019 para poder tener una referencia del consumo que puede tener la empresa dentro de unas condiciones normales sin verse condicionado por el cese de actividad que hubo en el año 2020 ocasionado por la pandemia del COVID-19.

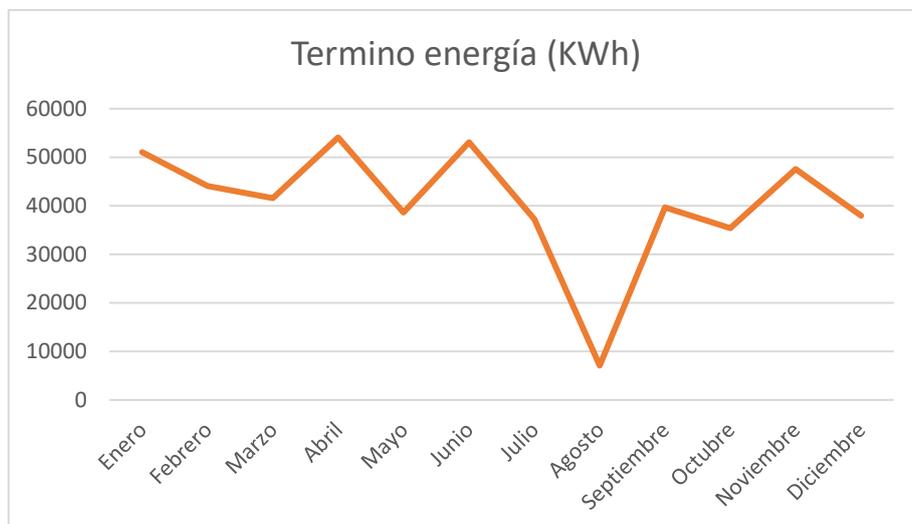


Figura 18: Consumo energético mes a mes (KWh). Fuente: Propia.

Actualmente la empresa tiene su contrato eléctrico con la compañía Fox Energía, pero la distribuidora de energía es Iberdrola. El total de energía consumida es de **487.339 KWh/año** en el año en el que hemos tomado los cálculos, que serán del 17 de enero al 31 de diciembre del año 2019. Los meses donde mayor es el consumo energético son los meses de enero, abril, noviembre y junio, ya que suelen ser los meses donde más producción de calzado hay debido a que deben de surtir los calzados para la siguiente temporada. El mes de menor consumo es el mes de agosto, ya que la empresa cierra por vacaciones.

4.3.3 Factura eléctrica en 2019

Estudiando las facturas proporcionadas por la empresa, el coste total de la energía asciende a **54.549,56€** con IVA y 45.082,28€ sin IVA. Se puede estimar, si se redondea el coste total a 54.000,00€, que el coste mensual asciende a 4.500,00€ con IVA.

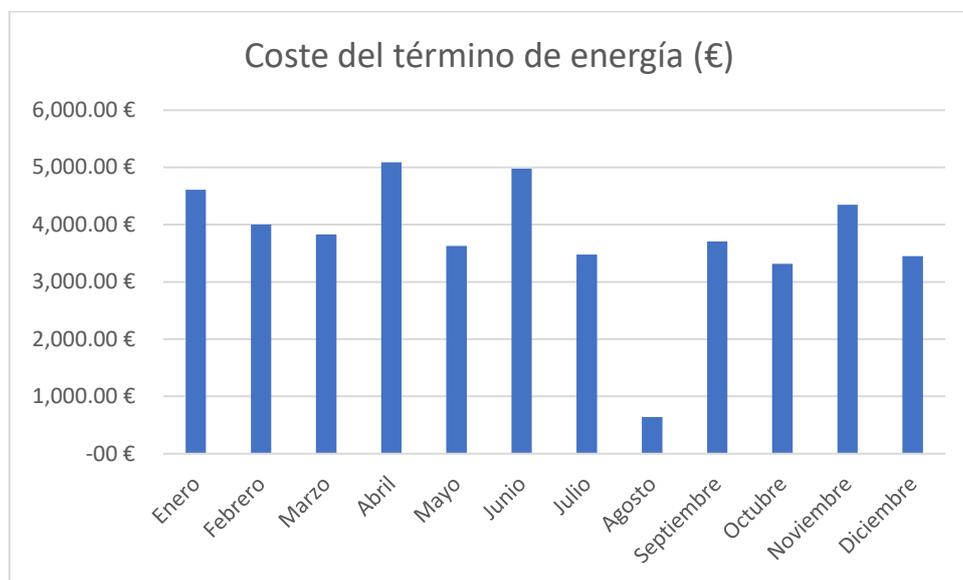


Figura 19: Coste del término de energía mes a mes. Fuente: Propia

Como se puede observar en la Figura 15, el coste del término de energía mes a mes presenta un perfil muy similar al gasto de energía realizado en el mismo periodo. Esto es debido principalmente en que la empresa tiene un contrato con la distribuidora con una tarifa que se adapta a los gastos que tiene la empresa, por eso el perfil de las gráficas del coste del término de energía y la gráfica del consumo de potencia es muy parecido a lo largo de todo el año.

Una vez conocido el consumo de la empresa faltaría conocer las condiciones que tiene la empresa para el diseño de una instalación fotovoltaica.

5 CONDICIONES PARA EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

5.1 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Lo primero de todo se debe de definir que es una instalación fotovoltaica y de que diferentes elementos se componen.

Una instalación fotovoltaica es una instalación eléctrica que es capaz de convertir energía eléctrica a partir de la radiación solar, a través de diferentes elementos como los módulos fotovoltaicos que convierten la radiación solar en electricidad en corriente continua, que a través de unos concentradores que unifican la energía producida por los módulos llega a un inversor que convierte la energía en corriente alterna para el uso de la empresa.

Los elementos que componen una instalación fotovoltaica son los siguientes:

- Módulos fotovoltaicos: Para convertir la energía solar en energía eléctrica.
- Concentradores: Para agrupar diferentes grupos de módulos y unificarlos en uno solo.
- Inversor: Para unificar toda la instalación y convertir la corriente continua de los módulos en corriente alterna.
- Cableado: Para la conducción de la energía generada por los módulos.
- Protecciones: Para evitar que los equipos y cableado se dañen ante una situación anormal.

5.2 CONDICIONES DE DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En el diseño de la instalación fotovoltaica se han tenido en consideración los siguientes factores:

- Cubierta disponible de la empresa.
- Radiación solar en la zona.
- Disponibilidad de módulos fotovoltaicos del mercado

5.2.1 Cubierta disponible de la empresa

En primer lugar, conocida la demanda energética de la empresa, que ya se ha calculado en el apartado 4.3.2, la cual asciende a 487.339 kWh/año, se deberá de conocer la cubierta disponible para la instalación de los módulos, las sombras que pueden producirse para no tener pérdidas en los módulos y los puntos de conexión a red.

Para la obtención de los planos de la empresa, fueron proporcionados por el arquitecto que diseñó la nave a través de AutoCAD lo que supuso una ventaja a la hora de medir distancia y conocer diferentes medidas que son esenciales a la hora del diseño.

La nave se encuentra en un polígono industrial y solo tiene como colindante una nave, la cual no le produce ninguna sombra que pueda suponer una pérdida de rendimiento en la instalación, por lo cual, se podrá aprovechar de toda la cubierta para realizar el diseño de la instalación. La superficie de cubierta de la que se dispone para realizar la instalación es de un total de **1570 m²**.



Figura 20: Superficie disponible en la cubierta de la nave. Fuente: Propia en base a Google Earth.



Figura 21: Parcela de la empresa. Fuente: Sede Electrónica del Catastro.

5.2.2 Estudio de la radiación solar en la zona

Para conocer la radiación solar de la zona se recurre a los datos que son proporcionados por la plataforma PVGIS (“Photovoltaic Geographical Information System”), una aplicación desarrollada por la Comisión Europea que permite conocer diferentes datos esenciales para obtener el máximo rendimiento de una instalación fotovoltaica en la zona de estudio como puede ser la radiación en cualquier zona de Europa, Asia y América.

Conocer la radiación solar de la zona donde se va a realizar la instalación es uno de los puntos más importantes y más críticos, ya que da una estimación de la cantidad de energía que se va a poder obtener en unas determinadas condiciones, por eso, tener a disposición la aplicación de PVGIS posibilita la elaboración de este tipo de proyectos de la forma más precisa y fiable, ya que

cuenta con la colaboración de grandes grupos de investigación europeos para obtener una estimación muy cercana de diferentes datos.

La cantidad de energía que podrá producir la energía solar fotovoltaica va a estar estrechamente ligada con la radiación solar, por eso es fundamental conocer la radiación solar y el total de horas pico que hay en la zona.

Según la norma UNE 206008:2013 IN la hora sol pico es: *“Tiempo en horas en el que una instalación constante de 1.000 W/m² producirá la misma irradiación que una irradiación variable con el tiempo, que incida sobre la misma superficie durante un periodo de tiempo determinado (normalmente un día). Su valor numérico coincide con la irradiación expresada en KWh”*.

En la figura 20, introduciendo los datos requeridos por el PVGIS (Comisión Europea, 2001), este proporciona una serie de gráficos y datos que se pueden descargar en diferentes formatos, en este caso, nos proporciona el ángulo de inclinación (35°) y de azimut (-3°) óptimos con los que se obtienen las máximas horas pico en la zona, además de la irradiación anual (2.072,59 kWh/m²).

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 38.506, -0.793
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 1 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 35 (opt) °
 Ángulo de azimut: -3 (opt) °
 Producción anual FV: 1629.6 kWh
 Irradiación anual: 2072.59 kWh/m²
 Variación interanual: 50.07 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.59 %
 Efectos espectrales: 0.57 %
 Temperatura y baja irradiancia: -6.68 %
 Pérdidas totales: -21.37 %

Perfil del horizonte:

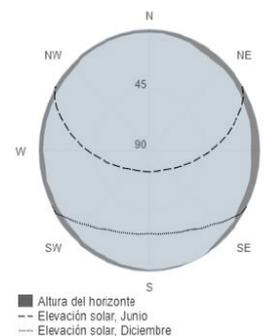


Figura 22: Datos aportados por el PVGIS. Fuente: PVGIS.

En el documento obtenido del PVGIS, también se proporcionan datos necesarios para calcular las HSP como es el caso del Hm, lo cual será de gran utilidad a la hora de calcular la energía producida por los módulos fotovoltaicos.

Tabla 1: Horas de sol pico medias mensuales. Fuente: PVGIS.

Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	118.4	140.4	17.3
Febrero	114.0	136.5	14.7
Marzo	142.9	176.5	11.7
Abril	141.9	179.9	13.4
Mayo	154.6	200.7	10.4
Junio	155.8	207.4	6.8
Julio	162.8	220.1	5.2
Agosto	158.0	211.4	6.6
Septiembre	137.3	178.8	13.9
Octubre	126.3	159.7	11.4
Noviembre	108.8	131.9	14.2
Diciembre	109.0	129.3	10.5

- **E_m**: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].
- **H(i)_m**: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
- **SD_m**: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

5.3 Selección del modelo de panel fotovoltaico

En la selección de los módulos solares, lo que interesa es que tengan una alta eficiencia además de una alta potencia. Algunos de los paneles más eficientes se muestran en la tabla 2.

Tabla 2: Paneles fotovoltaicos más eficientes 2021. Fuente: Solarnub.com

Marca	Modelo	Número de	Células	Tecnología	Eficiencia	Potencia
SunPower	Maxeon 3	104	n-type	IBC	22.60%	400 W
SunPower	Maxeon5	72	n-type	IBC	22.20%	450 W
REC	Alpha	120	n-type	HJT- Half Cell	21.70%	380 W
LG	NeoN R	60	n-type	IBC	21.70%	375 W
Jinko	Tiger PRO	156	n-type	TR Half cell MBB	21.60%	580 W
Canadian	HiKu7	132	n-type	Half Cell	21.40%	665 W
Risen	Titan	120	n-type	PERC Half Cell	21.40%	605 W
Suntech	Ultra-V	144	p-type	Half cell MBB	21.30%	550 W
Trina	Vertex	180	n-type	1/3 cut cells	21.20%	505 W
Znshine	ZXM8-TPLD120	120	p-type	Half-cell Light-weight	21.20%	600 W
Jinko	Tiger	156	n-type	Half cell MBB	21.16%	475 W
GCL	Saturn M8	120	n-type	Half cell	21.10%	390W
Seraphim	S4	120	p-type	PERC Half Cell	21.10%	540 W
JA Solar	Deep Blue 3.0	144	n-type	PERCMBB	21.00%	545 W

Algunos de los paneles anteriores no están disponibles en el mercado por lo que se ha optado por elegir el panel Solar Jinko Tiger Pro 535W y el panel ERA Solar 400W, dos paneles de diferentes potencias, diferentes dimensiones y un rendimiento similar, para poder estudiar cuantos caben de cada uno en la cubierta de la nave y saber cuál sería la potencia instalada de nuestra instalación. Las características de las placas vienen dadas en condiciones estándar de medida (CEM). La norma UNE 206008:2013 IN define estas condiciones como: “Valores de referencia, utilizados en los ensayos de los paneles fotovoltaicos: Irradiancia sobre el plano de captación 1.000 W/m², temperatura ambiente de 25°C y masa de aire (AM) de 1,5”.

La comparación de sus principales características eléctricas se puede observar en la tabla 3.

Tabla 3: Comparativa de las características de los módulos fotovoltaicos seleccionados. Fuente: Propia.

Características de las Placas	Modelos de placas seleccionados	
	Solar Jinko Tiger Pro JKM535M-7TL4-V	ERA Solar Perc 400M
Máxima Potencia-Pmpp (W)	535	400
Voltaje de máxima potencia-Vmpp (V)	40.88	41.4
Intensidad de máxima potencia-Impp (A)	13.09	9.55
Voltaje de circuito abierto-Voc (V)	49.4	49.5
Intensidad de cortocircuito-Isc (A)	13.77	10.23
Eficiencia (%)	21.16	20.17
Dimensiones (mm)	2230x1134x35	1979x1002x40

Como son dos placas de diferente potencia y dimensiones diferentes, siendo la de mayor potencia de mayores dimensiones y la de menor potencia de menores dimensiones, entonces se realizará la disposición espacial de ambas placas con el condicionante que tiene la empresa de una cubierta limitante, por lo que se seleccionará la placa que le permita a la empresa tener mayor potencia instalada en cubierta para poder cubrir la máxima demanda posible. En caso de que se la potencia a instalar sea muy similar se escogerá la opción más económica.

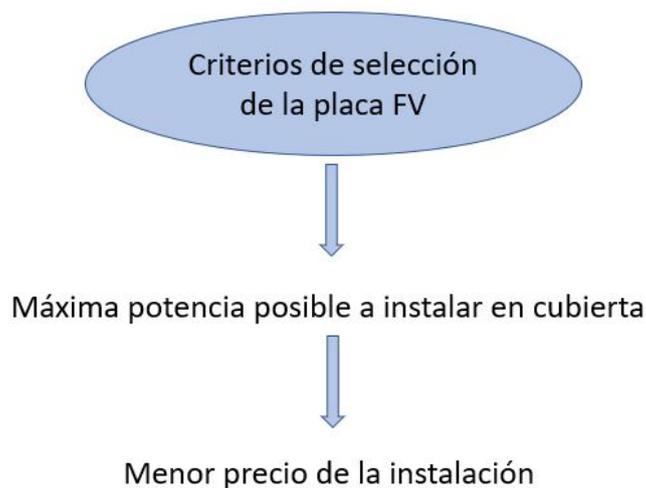


Figura 23: Criterio de selección de una placa u otra. Fuente: Propia

5.4 Fases del diseño de la instalación

Las fases del diseño de la instalación han sido las siguientes:

1. Selección de la orientación e inclinación óptima de los paneles.
2. Cálculo de la energía que puede producir un módulo fotovoltaico a lo largo de un año.
3. Cálculo del número total de paneles necesarios para cubrir toda la demanda eléctrica de la empresa.
4. Cálculo de la separación de los módulos.
5. Cálculo del número máximo de módulos que se pueden instalar en cubierta.
6. Selección de los diferentes elementos eléctricos que componen la instalación (inversor, concentradores, cableado, protecciones eléctricas, etc).

6 CÁLCULOS DEL DISEÑO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1 Selección de la orientación e inclinación de los módulos

La definición de estos conceptos viene dada en la norma UNE 206008:2013 IN que define el ángulo de acimut (orientación de los módulos) como: “Ángulo que forma la proyección del rayo del Sol sobre el plano horizontal con el meridiano del lugar. Este ángulo se mide desde el norte geográfico en el hemisferio sur y desde el sur geográfico en el hemisferio norte. Los valores de acimut negativos indican una orientación este, y los positivos, una orientación oeste”. Por lo que nuestros módulos tomarán una orientación este. La norma también define el ángulo de inclinación como: “Ángulo entre el plano horizontal y el plano de la superficie del módulo”.

La orientación e inclinación de los módulos son valores importantes a la hora del diseño de la planta fotovoltaica y de maximizar el rendimiento de los módulos de la instalación. Los valores de estos se pueden encontrar en el documento que proporciona el PVGIS al introducir las coordenadas de la zona de estudio. Para el caso de estudio la orientación óptima es de -3° y la inclinación óptima son 35° .

Tabla 4: Comparativa del número de horas de sol pico y la inclinación de los módulos. Fuente: Propia a partir de PVGIS.

Meses/Ángulos	HSP				
	Óptimo	Otros ángulos			
	35°	20°	25°	30°	40°
Enero	140.4	118.7	126.6	133.8	145.3
Febrero	136.5	122.1	127.6	132.4	139.3
Marzo	176.5	167.5	171.5	174.4	177.2
Abril	179.9	181.2	181.9	181.5	177.6
Mayo	200.7	211.2	208.8	205.5	195.4
Junio	207.4	223.6	219.4	214.1	200.4
Julio	220.1	235.4	231.7	226.6	213.2
Agosto	211.4	216.8	216.3	214.5	207.5
Septiembre	178.8	173.7	176.4	178.1	178.3
Octubre	159.7	146.2	151.6	156	162
Noviembre	131.9	114.1	120.7	126.5	135.8
Diciembre	129.3	108	115.7	122.7	134.2
Suma total	2072.6	2018.5	2048.2	2066.1	2066.2

Según el PVGIS el ángulo de inclinación óptima es de 35° lo que supone que los módulos fotovoltaicos recibirán el máximo número de horas de sol, por eso, se puede realizar una rápida comprobación, a partir de datos que nos proporciona el PVGIS, se obtienen para diferentes inclinaciones cuantas horas de sol pico recibirían los paneles, se puede apreciar la diferencia de horas de sol pico en la tabla 4 del ángulo de inclinación óptimo y el resto, obtenida a partir de datos del PVGIS.

Por lo tanto, el ángulo de inclinación de los módulos será de 35° , ya que es la inclinación con la que se aprovecha mejor la radiación solar y se puede sacar mejor rendimiento a los módulos.

6.2 Cálculo de la energía producida por el módulo fotovoltaico

La energía producida por cada módulo fotovoltaico se emplea la siguiente ecuación:

$$Emódulo = \frac{Pmpp * HSP * PR}{1000} \quad (1)$$

Donde:

- **Emódulo:** Es la energía que produce un módulo fotovoltaico en un año (kWh/año).
- **Pmpp:** Es la potencia máxima del módulo fotovoltaico (W). Es un valor fijo de 535W o 400W según la placa de estudio.
- **HSP:** número de horas de sol pico anuales, se obtiene, dependiendo del ángulo óptimo, de la Tabla 1 a través de PVGIS.
- **PR:** "Performance Ratio", es el coeficiente de rendimiento de la instalación, es decir, tiene en cuenta las pérdidas debido a la variación de temperatura y radiación respecto a los valores estándar tomados, pérdidas por suciedad y otros elementos como cableado, concentradores e inversores. Este valor se toma de la base de datos de PVGIS y corresponde con el 78.63%.

Opción 1

Como opción 1 se tiene la placa de Solar Jinko Tiger Pro de 535W, se obtiene, por cada módulo fotovoltaico, según la ecuación (1):

$$Emódulo = \frac{Pmpp * HSP * PR}{1000} = \frac{535 * 2072,6 * 78,63}{1000} = 871,88 \text{ kWh/año} \quad (1)$$

Opción 2

Como opción 2 se tiene la placa Era Solar de 400W, se obtiene, por cada módulo fotovoltaico, según la ecuación (1):

$$Emódulo = \frac{Pmpp * HSP * PR}{1000} = \frac{400 * 2072,6 * 78,63}{1000} = 651,87 \text{ kWh/año} \quad (1)$$

6.3 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Para el cálculo del número de módulos fotovoltaicos necesarios para cubrir toda la demanda energética de la empresa se obtiene de la fórmula:

$$Nmódulos = \frac{Eanual}{Emódulo} \quad (2)$$

Donde:

- **Nmódulos:** Es el número necesario para cubrir la demanda de la empresa.
- **Eanual:** Es la energía que se consume en un año de trabajo en la empresa (kWh/año).
- **Emódulo:** Es la energía que produce un módulo fotovoltaico (kWh/año).

Opción 1

El número de módulos para poder cubrir la demanda total de la empresa se determina con la ecuación (2):

$$Nmódulos = \frac{E_{anual}}{E_{módulo}} = \frac{487339}{871,88} = 559 \text{ módulos (2)}$$

Opción 2

El número de módulos necesarios para poder cubrir la demanda total de la empresa se determina con la ecuación (2):

$$Nmódulos = \frac{E_{anual}}{E_{módulo}} = \frac{487339}{651,87} = 748 \text{ módulos (2)}$$

El número de paneles que se instalen dependerá de las condiciones de superficie de cubierta de la nave, el resultado obtenido a partir de la ecuación (2) permite saber cuántas placas se deberían de instalar para poder cubrir toda la demanda de la empresa.

6.4 Separación entre módulos

Para que los módulos trabajen al máximo rendimiento es necesario, entre otras cosas, que no haya pérdidas por sombreado, por eso los módulos se deben de disponer espacialmente de forma que no generen sombra a los módulos que tengan detrás. Las placas pueden tener dos tipos de disposiciones, horizontal (el lado de mayor dimensión de la placa es por donde se apoya esta) o vertical (el lado de menor dimensión de la placa es por donde se apoya esta), dependiendo de la disposición la distancia entre módulos será mayor o menor, por lo que también será un factor para tener en cuenta a la hora de calcular la distancia entre los módulos para poder estudiar si se puede aumentar la potencia instalada en cubierta o no, utilizando una disposición u otra.

Opción 1

Si se considera una disposición horizontal de la placa de Solar Jinko, para calcular la distancia necesaria para evitar las pérdidas por sombreado se calcula mediante trigonometría, con una inclinación de 35° (β), una altura de 1,134 m (a) y un ángulo de incidencia del sol de 25° (α), y sustituyendo estos valores en la siguiente ecuación:

$$d = a * \cos(\beta) + \frac{h}{\operatorname{tg}(\alpha)} = 1,134 * \cos(35) + \frac{0,650}{\operatorname{tg}(25)} = 2,324 \text{ m (3)}$$

Si la disposición es la vertical, entonces para calcular la distancia necesaria para evitar las pérdidas por sombreado, los parámetros de la ecuación toman como valor de inclinación de 35° (β), una altura de 2,23 m (a) y un ángulo de incidencia del sol de 25° (α), y sustituyendo estos valores en la ecuación:

$$d = a * \cos(\beta) + \frac{h}{\operatorname{tg}(\alpha)} = 2,23 * \cos(35) + \frac{1,279}{\operatorname{tg}(25)} = 4,57 \text{ m (3)}$$

Opción 2

En la otra opción, si se considera una disposición horizontal de la placa de ERA Solar, para calcular la distancia necesaria para evitar las pérdidas por sombreado se calcula mediante trigonometría, con una inclinación de 35° (β), una altura de 1,002 m (a) y un ángulo de incidencia del sol de 25° (α), y sustituyendo estos valores en la siguiente ecuación:

$$d = a * \cos(\beta) + \frac{h}{\operatorname{tg}(\alpha)} = 1,002 * \cos(35) + \frac{0,575}{\operatorname{tg}(25)} = 2,053 \text{ m} \quad (3)$$

Si la disposición es la vertical, entonces para calcular la distancia necesaria para evitar las pérdidas por sombreado, los parámetros de la ecuación toman como valor de inclinación de 35° (β), una altura de 1,979 m (a) y un ángulo de incidencia del sol de 25° (α), y sustituyendo estos valores en la ecuación:

$$d = a * \cos(\beta) + \frac{h}{\operatorname{tg}(\alpha)} = 1,979 * \cos(35) + \frac{1,135}{\operatorname{tg}(25)} = 4,055 \text{ m} \quad (3)$$

La representación de los parámetros se muestra en la figura 22:

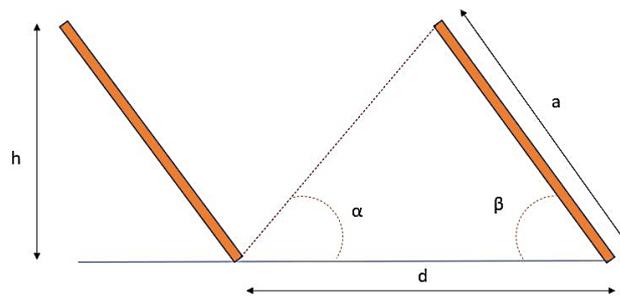


Figura 24: Representación de la distancia entre placas. Fuente: Propia

Las placas en serie podrán ir juntas sin ninguna separación o como máximo 1 centímetro.

6.5 Estudio del máximo número de paneles a instalar en la cubierta de la nave

Conocer el número de placas que se pueden instalar como máximo en la cubierta es uno de los factores más importantes en el diseño, ya que permitirá conocer la potencia de la instalación fotovoltaica y también poder seleccionar el módulo fotovoltaico que suministrará la energía para cubrir la máxima demanda. Para conocer el número de módulos que caben en la cubierta se emplea los planos facilitados por la empresa de AutoCAD, las dimensiones de los módulos y la separación de estos, además, se debe de tener en cuenta de que hay que respetar un margen de 0,5 metros en los bordes de la cubierta para que se puedan realizar trabajos de mantenimiento y permitir el paso del personal de mantenimiento.

Tras realizar la distribución espacial de las dos opciones que se disponen, de la placa de Solar Jinko y la placa de ERA Solar, se obtienen los resultados de la tabla 5.

Tabla 5: Número máximo de módulos en cubierta dependiendo de la placa y su disposición. Fuente: Propia.

Marca placa fotovoltaica	Disposición	Número total de placas	Potencia instalada (kW)
Solar Jinko	Vertical	263	140.71
Solar Jinko	Horizontal	265	141.78
ERA Solar	Vertical	342	136.8
ERA Solar	Horizontal	348	139.2

Finalmente, como el objetivo es sacar el máximo rendimiento a la cubierta de la nave, se decide instalar los módulos fotovoltaicos Solar Jinko Tiger Pro de 535 W con una disposición horizontal.

El número de placas totales será de 265 y la potencia instalada en cubierta será de 141,78 kW, **142 kW** si se redondea. La disposición de forma sencilla de los módulos se puede observar en la figura 24, el plano correspondiente es el Plano 2.

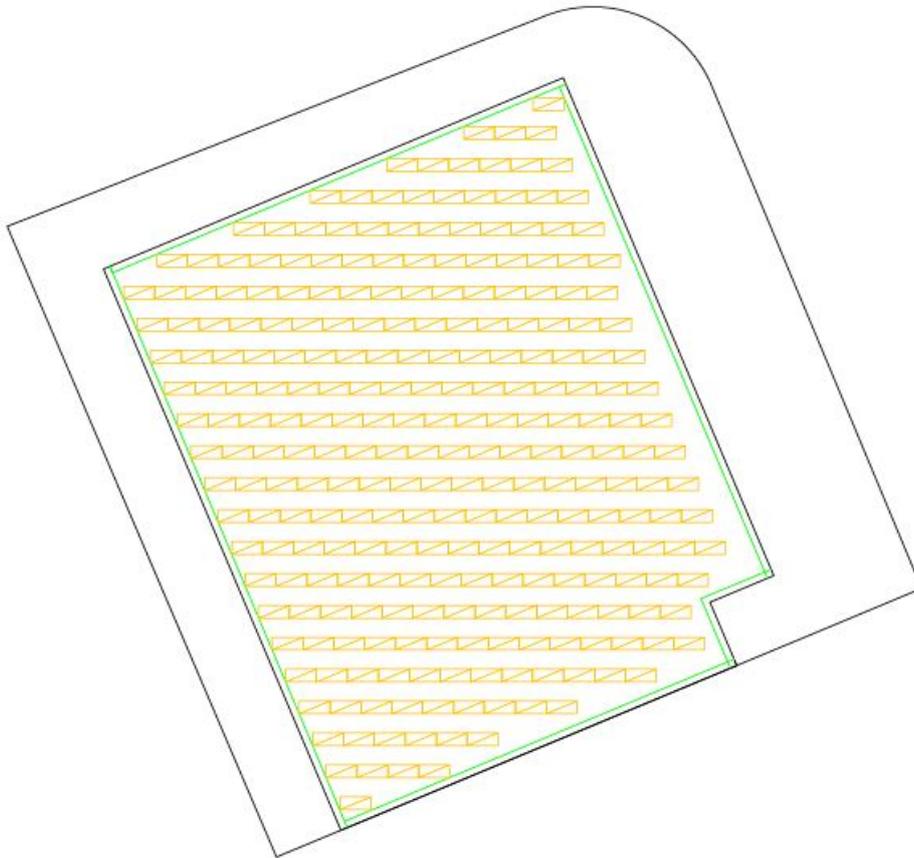


Figura 25: Disposición espacial de los módulos fotovoltaicos de Solar Jinko en la cubierta de la nave Plano2.

Fuente: Propia.

A partir de esta disposición de paneles sobre la cubierta, en el siguiente capítulo se determinará como se van a agrupar los paneles en *strings*, mediante la selección del inversor y de los concentradores necesarios.

7 SELECCIÓN DE ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Además de los módulos fotovoltaicos, la instalación fotovoltaica está formada por otros elementos de gran importancia que deberán de cumplir ciertas condiciones para poder transportar, concentrar y transformar la energía producida por los módulos hasta el Centro de Transformación que estará conectado a la red eléctrica. Algunos de los elementos que forman una instalación fotovoltaica son:

- **String:** Conjunto de paneles fotovoltaicos conectados en serie.
- **Concentradores o StringBox:** Sirven para conectar diferentes líneas de paneles fotovoltaicos o *strings*, para poder unificar las líneas en una sola y poder reducir el cableado de la instalación.
- **Inversores:** Se encargan de transformar la corriente que proviene de los módulos que es en continua en corriente alterna.
- **Cableado:** cableado de corriente continua y alterna, para poder trasladar la energía producida de las placas a los diferentes elementos de la instalación hasta llegar a la conexión de la red eléctrica.
- **Protecciones:** Sirven para proteger los diferentes elementos de la instalación en situaciones de sobrecarga, sobretensión, cortocircuito, etc.
- **Centro de Transformación:** Puede ser necesario o no, depende de la tensión en la que produzca la energía, si es distinto a 400 V se requerirá de un Centro de Transformación para poder conectar la instalación a la red eléctrica.
- **Cuadro general de baja tensión (CGBT):** Se ubica en el centro de transformación y contiene las protecciones frente a las sobrecargas y cortocircuitos.

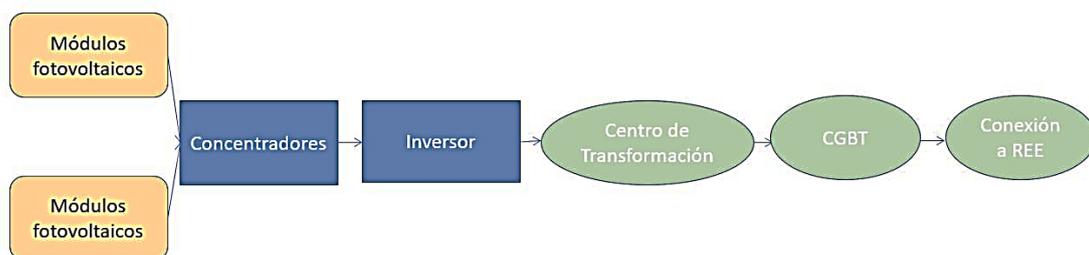


Figura 26: Representación simplificada de una instalación fotovoltaica. Fuente: Propia

7.1 Selección del inversor

Un inversor es un dispositivo electrónico que se encarga de transformar una corriente continua (DC) producida por los módulos fotovoltaicos en una corriente alterna (AC) para el uso de la maquinaria de la empresa y para poder verter los excesos a la red eléctrica.

En el caso de estudio, se tiene una potencia pico instalada de 142 kW, por lo que el inversor que se debe de elegir es un inversor cuya potencia debe de cumplir la ecuación (4):

$$R_{inv} = \frac{P_p}{P_n} \quad (4)$$

Siendo:

-**Rinv**: El rango en el que debe estar el cociente entre la potencia pico y la potencia nominal, debe tener un valor de 0,8 a 1,2 para que esté bien dimensionado el inversor.

-**Pp**: Potencia pico de la instalación, es la potencia instalada de paneles, en Watios (W).

-**Pn**: Potencia nominal de la instalación, es la potencia del inversor seleccionado, en Watios (W).

En el caso de estudio se decide elegir un inversor de 200 kW, por lo que si se sustituye en la ecuación 4 se obtiene un rango de 0,71. Pero se decide seleccionar ese inversor ya que la empresa prefiere que solo haya una única entrada a la acometida de la red eléctrica.

Para esta potencia se decide seleccionar el inversor Riello Sirio K200, con unas características que se detallan en la tabla 6:

Tabla 6: Características del inversor Riello Sirio K200. Fuente: Propia a partir de la ficha técnica

Inversor Riello Sirio K200		
Entradas	Tensión máxima (V)	800
	Rango MPPT (V)	330/700
	Corriente de entrada máxima (A)	650
	Número de entradas	1
Salidas	Tensión de ejercicio (V)	400
	Rango de máxima potencia	340/460
	Número de salidas	1

Al ser la salida del inversor de 400V no se requerirá de un centro de transformación que adapte la tensión de salida del inversor a la tensión con la que funciona las máquinas de la empresa.

Además de que debe tener una potencia superior a la potencia instalada, se deben de realizar otro tipo de comprobaciones:

- Máximo número de placas.
- Número mínimo y máximo de paneles en serie.
- Número mínimo y máximo series.

7.1.1 Máximo número de placas que soporta el inversor

Para determinar el máximo número de placas que se pueden instalar, únicamente se debe de aplicar la ecuación (5):

$$N_{\text{máxplacas}} = \frac{P_{\text{máx,inversor}}(\text{kW})}{P_{\text{mpp,placa}}(\text{kW})} = \frac{200}{0.535} = 373,83 \sim 374 \text{ placas} \quad (5)$$

Con el inversor seleccionado, se podría aumentar perfectamente el número de placas de la instalación sin que hubiese ningún problema.

7.1.2 Número mínimo y máximo de paneles en serie que soporta el inversor

Para calcular el número mínimo y máximo de paneles en serie que soporta el inversor se requiere de una serie de datos que se obtienen de la ficha técnica del inversor, de la placa y del PVGIS, ya que depende directamente de la climatología de todo el año, sobre todo y haciendo hincapié en los días donde más y menos radiación se da la zona, esos días serán momentos críticos ya que los módulos alcanzarán temperaturas que pueden afectar al correcto funcionamiento del inversor.

Tabla 7: Datos necesarios para los cálculos. Fuente: Propia

Tensión mínima inversor (V)-Vmin,inv	330
Tensión máxima inversor (V)-Vmax,inv	800
Tensión circuito abierto del panel (V)-Voc	49.4
Tensión potencia máxima del panel (V)-Vmpp	40.88
Coeficiente de Tensión de la temperatura (mV/°C)-β	-0.1383
Temperatura ambiente (°C)-Tamb	25
Temperatura nominal de operación del panel (°C)-TNOP	45+2

Número mínimo de paneles en serie que soporta el inversor

Para calcular el número mínimo de paneles en serie, se deberá de conocer tanto la temperatura máxima de trabajo de la placa y su tensión de trabajo mínima con la que trabajará en esa temperatura, para ello, se emplean las siguientes ecuaciones:

$$T_{placa, \text{máx}} = T_{amb}(\text{°C}) + I_{\text{máx}} \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right) * \frac{TNOP(\text{°C}) - 20\text{°C}}{0,8 \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right)} \quad (6)$$

$$V_{placa, \text{min}} = V_{MPP} + \beta * (T_{placa, \text{máx}} - 25) \quad (7)$$

Siendo:

- Tplaca,máx**: La temperatura máxima que alcanzará la placa el día con más radiación solar en °C.
- Tamb**: Temperatura ambiente de la zona, se considerará constante y de valor 25°C.
- Imáx**: Hace referencia a la irradiancia incidente y su valor se obtiene del PVGIS.
- TNOP**: Temperatura nominal de operación del panel, tiene un valor de 47°C obtenido de la ficha técnica de la placa.
- Vplaca,min**: Es la tensión mínima que alcanzaría la placa si llegase a esa temperatura Tplaca,máx en voltios (V).
- Vmpp**: Es la tensión del panel trabajando a potencia máxima en voltios (V).
- β**: Coeficiente de tensión de la temperatura en mV/°C.

De las ecuaciones anteriores faltaría por saber el valor de $I_{m\acute{a}x}$ (Irradiancia Incidente), se obtendría a partir del PVGIS, buscando el mes donde se alcanza la máxima temperatura de la zona y obteniendo para ese mes el valor de la irradiancia.

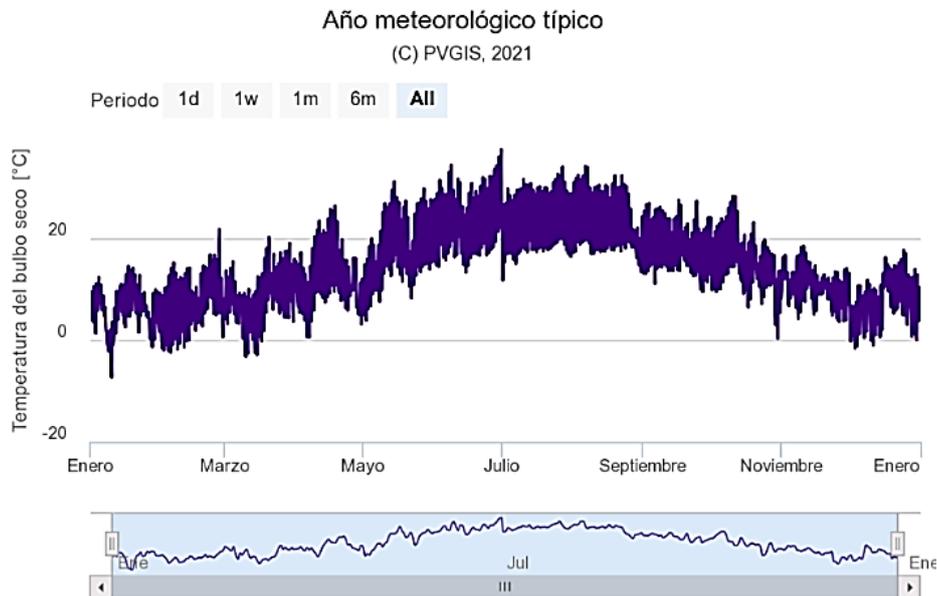


Figura 27: Temperatura anual del emplazamiento de la instalación. Fuente: PVGIS

Como se observa en la figura 26, el mes con mayor temperatura es el mes de junio-julio. Por lo que, si se reduce el intervalo de tiempo a ese periodo, se obtiene la figura 27, donde se puede observar mejor la temperatura máxima que tendría un valor aproximado de 37,41 °C, y para ese día la $I_{m\acute{a}x}$ alcanza un valor de 1007 W/m²:

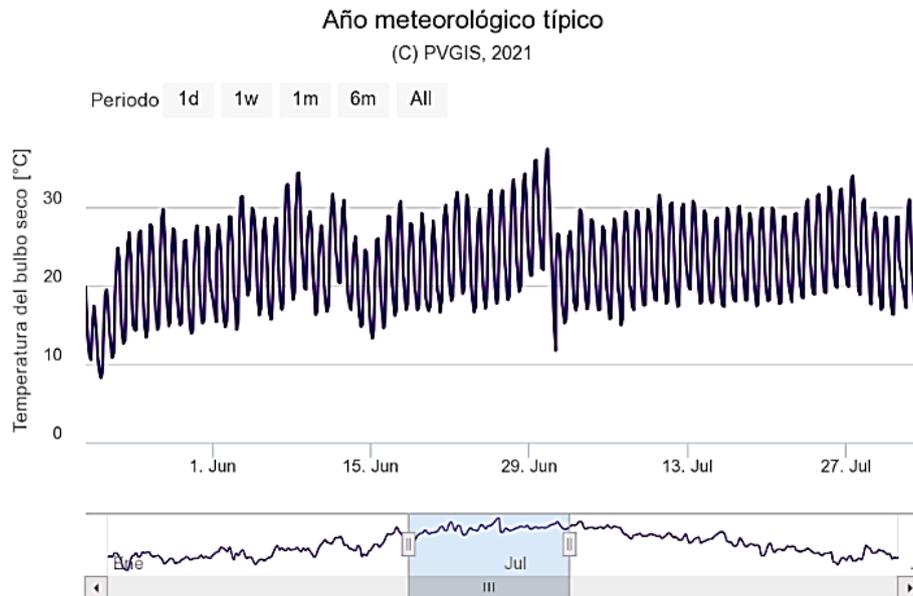


Figura 28: Temperatura junio-julio del emplazamiento de la instalación. Fuente: PVGIS.

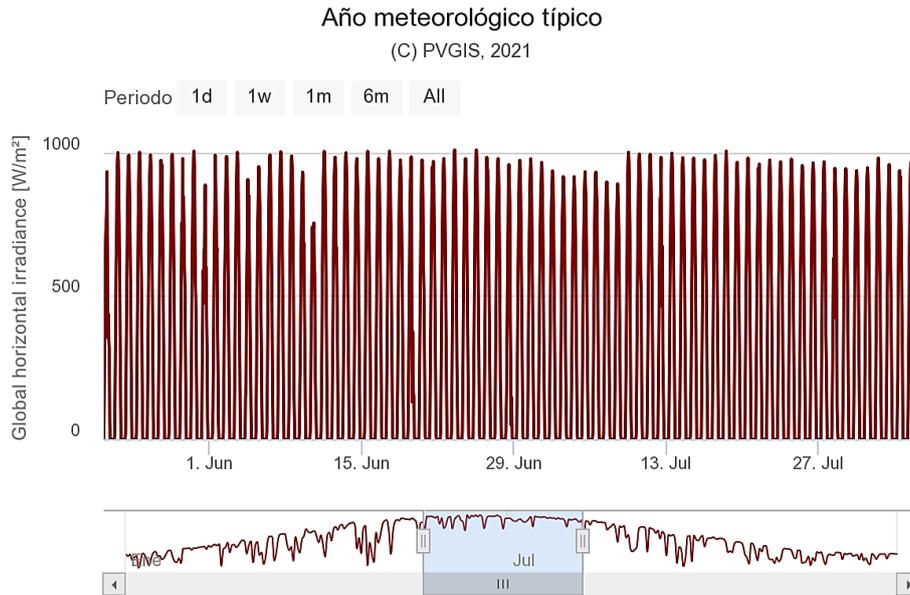


Figura 29: Irradiación junio-julio en el emplazamiento de la instalación. Fuente: PVGIS

Una vez conocidos todos los datos necesarios, se puede proceder a la sustitución en las ecuaciones (6) y (7):

$$T_{placa, \text{máx}} = T_{amb}(\text{°C}) + Imáx \left(\frac{kW}{m^2} \right) * \frac{TNOP(\text{°C}) - 20^{\circ}\text{C}}{0,8 \left(\frac{kW}{m^2} \right)} = 25 + 1,007 * \frac{47-20}{0,8} = 58,99 \text{ °C} \quad (6)$$

$$V_{placa, \text{min}} = V_{MPP} + \beta * (T_{placa, \text{máx}} - 25) = 40,88 + (-0,1383) * (58,99 - 25) = 36,18 \text{ V} \quad (7)$$

Para conocer el número mínimo de paneles en serie se sustituye en la ecuación (8):

$$N_{\text{mín, paneles}} = \frac{V_{\text{min, inv}}}{V_{placa, \text{min}}} = \frac{330}{36,18} \sim 9 \text{ paneles en serie} \quad (8)$$

Siendo:

-**V_{min,inv}**: La tensión mínima a la que puede operar el inversor en voltios (V).

Número máximo de paneles en serie que soporta el inversor

Para conocer el número máximo de paneles en serie se debe de proceder como en el apartado anterior, con la diferencia que en este apartado se deberá de estudiar las condiciones cuando las temperaturas son mínimas, que normalmente suelen ser de noche cuando los paneles no producen, para ello, se deberá de conocer la temperatura mínima que puede alcanzar la placa (es igual a la temperatura ambiente de ese momento) y la tensión a la que estará la placa en ese momento ($V_{placa,oc}$ ya que es como un circuito abierto), se emplearán las siguientes ecuaciones:

$$T_{placa, \text{min}} = T_{amb, \text{min}} (\text{°C}) \quad (9)$$

$$V_{placa, oc} = V_{oc} + \beta * (T_{placa, min} - 25) \quad (10)$$

Siendo:

- **$T_{placa, min}$** : Temperatura mínima que alcanza la placa el día que la temperatura es más baja en °C.

- **$T_{amb, min}$** : Temperatura mínima que se alcanza en la zona en °C.

- **$V_{placa, oc}$** : Tensión máxima que alcanzaría la placa a esa temperatura mínima en voltios (V).

- **V_{oc}** : Voltaje de la placa en circuito abierto en voltios (V).

La temperatura ambiente mínima coincide con el mes de enero, como se puede observar en la figura 26, por lo que si se amplía más se puede determinar que la temperatura mínima es de -7,28°C:

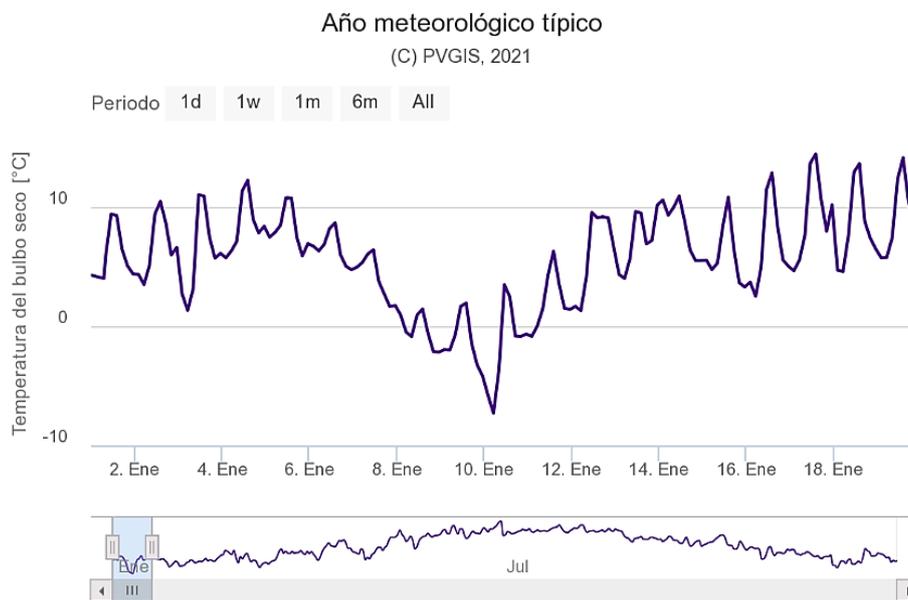


Figura 30: Temperatura mínima del emplazamiento de la instalación. Fuente: PVGIS.

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones (9) y (10):

$$T_{placa, min} = T_{amb, min} (^{\circ}C) = -7,28 \text{ } ^{\circ}C \quad (9)$$

$$V_{placa, oc} = V_{oc} + \beta * (T_{placa, min} - 25) = 49,4 + (-0,1383) * (-7,28 - 25) = 53,86 \text{ V} \quad (10)$$

Con estos valores sustituyendo en la ecuación (11) se obtiene el número máximo de paneles en serie:

$$N_{m\acute{a}x, paneles} = \frac{V_{max, inv}}{V_{placa, oc}} = \frac{800}{53,86} \sim 15 \text{ paneles en serie m\acute{a}ximo} \quad (11)$$

7.1.3 Número máximo y mínimo de series que soporta el inversor

Para conocer el máximo y mínimo número de series únicamente se deberá de dividir el número máximo de paneles que caben en la cubierta de la empresa entre los valores de máximo y mínimo número de paneles en serie:

$$N_{\text{máx, series}} = \frac{N_{\text{paneles}}}{N_{\text{mín, paneles}}} = \frac{265}{9} \sim \mathbf{29 \text{ series}} \quad (12)$$

$$N_{\text{mín, series}} = \frac{N_{\text{paneles}}}{N_{\text{máx, paneles}}} = \frac{265}{15} \sim \mathbf{18 \text{ series}} \quad (13)$$

Una vez conocido el número máximo y mínimo de paneles en serie y de series que puede soportar el inversor, se decide por distribuir los módulos en 15 *strings* de 13 paneles en serie y en 5 *strings* de 14 paneles en serie, lo que supondría un total de 265 paneles en la instalación.

La distribución de *strings* sobre cubierta quedaría de la siguiente manera según el **Plano 2**:

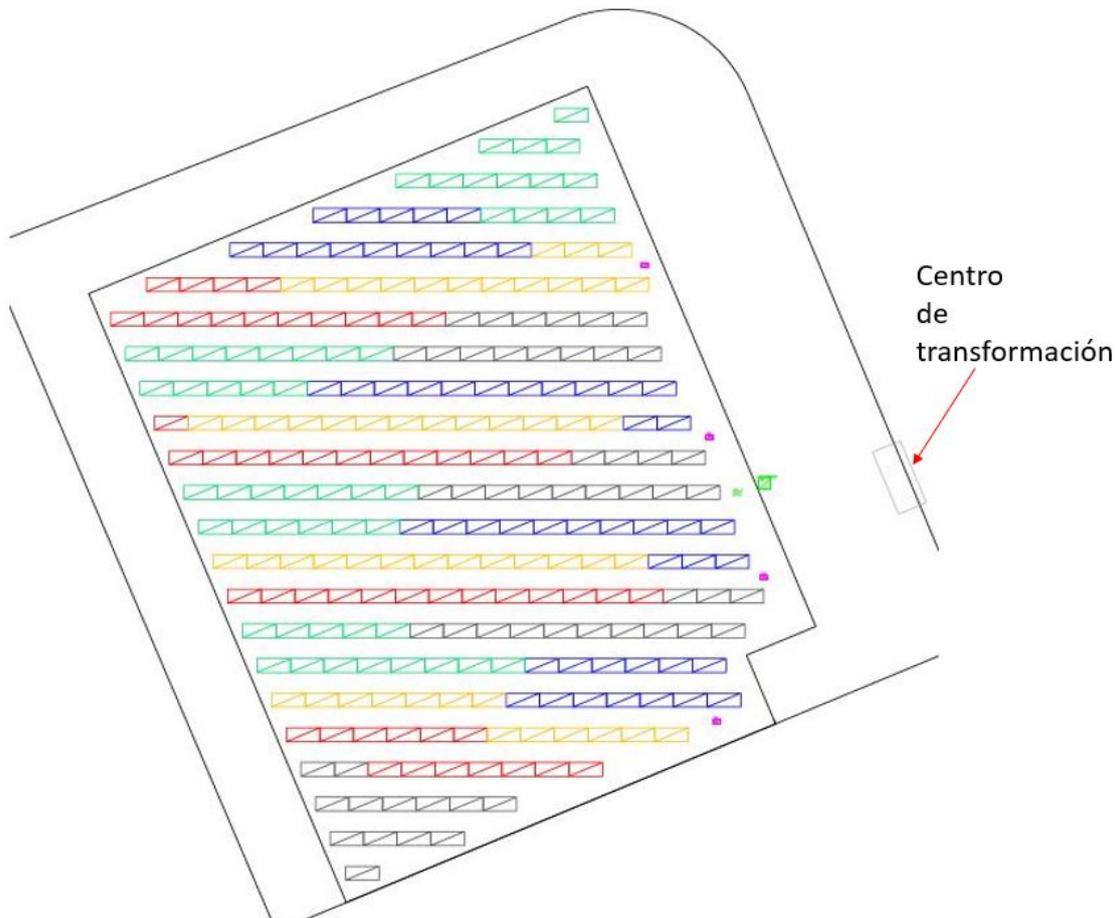


Figura 31: Distribución de strings en la cubierta de la nave, Plano 2. Fuente: Propia

7.2 Selección del concentrador de *strings*

En relación con la configuración escogida que puede soportar el inversor, se debe de buscar concentradores que sean capaces de soportar la tensión de los paneles, la corriente en serie de los paneles y lo más importante, que unifiquen todos los *strings* para poder conectarlo al

inversor, ya que uno de los retos es conseguir que al inversor llegue únicamente una entrada a partir del uso de los concentradores, además de poseer sus propios equipos de protección.

La tensión mínima que deberán de soportar los concentradores es:

$$V_{concentrador, min} = V_{mpp, placa} * n_{máx, paneles} \quad (14)$$

Siendo:

- **$V_{concentrador, min}$** : La tensión mínima que debería de tener el concentrador de *strings* en voltios (V).

- **$V_{mpp, placa}$** : La tensión a máxima potencia de la placa en voltios (V), obtenida de la tabla 3.

- **$n_{máx, paneles}$** : Número máximo de paneles en serie de la configuración escogida, en el caso de estudio serían 14 paneles en serie como máximo.

Sustituyendo valores en la fórmula 14:

$$V_{concentrador, min} = V_{mpp, placa} * n_{máx, paneles} = 40.88 * 14 = 572,32 \text{ V} \quad (14)$$

Por lo tanto, se buscarán concentradores que tenga una tensión mínima de funcionamiento de 572,32V, además la corriente de cada *string* es de 13,09 A, ya que al estar las placas conectadas en serie tienen la misma corriente todo el *string*. Con todos estos requisitos se decide optar por un concentrador de la marca AMB Greenpower, el STC5 100A, el cual sus características se especifican en la tabla 8:

Tabla 8: Características eléctricas del concentrador AMB STC5 100A. Fuente: Propia a partir de la ficha técnica

AMB Greenpower STC5 100A	
Tensión máxima- $V_{máx}$ (V)	1000
Corriente máxima- $I_{máx}$ (A)	100
Número entradas	5

Este concentrador permite agrupar 5 *strings*, por lo que haría falta emplear un nuevo concentrador para poder agrupar las salidas de los concentradores AMB STC5 100A en un solo cable para poder conectarlo al inversor. Debido a esto, hay que dos niveles de concentradores de *strings*, un primer nivel que estaría formado por los concentradores AMB STC5 100A que se encargan de agrupar los *strings* de paneles, y un segundo nivel formado por un concentrador que agrupe las salidas de los concentradores de primer nivel en uno solo.

El concentrador de segundo nivel deberá de soportar una corriente calculada de la siguiente ecuación:

$$I_{máx, concentrador2} = I_{string} * n_{strings} \quad (15)$$

Siendo:

-Imáx,concentrador2: La corriente máxima que debe de poder soportar el concentrador de nivel 2 en su entrada en amperios (A).

-Istring: La corriente que circula por cada *string* en amperios (A), tiene un valor fijo de 13,09 A.

-nstrings: Número de *strings* que hay en total, en el caso de estudio serían 20 *strings*.

Sustituyendo los valores de la ecuación 15:

$$Imáx,concentrador2 = Istring * nstrings = 13,09 * 20 = 261,8 A \quad (15)$$

El concentrador seleccionado que cumple con esta intensidad es el concentrador Phoenix SOL-SC-24ST-1-15F-00003131, el cual dispone de 24 entradas, pero se puede configurar para emplear únicamente 5 para cumplir con las necesidades del proyecto y de esa manera poder sumar las intensidades y cumplir con la intensidad máxima que debe de cumplir. Las especificaciones del concentrador de nivel 2 se detallan en la tabla 9:

Tabla 9: Especificaciones del concentrador Phoenix SOL-SC-24ST-1-15F-00003131. Fuente: Propia a partir de la ficha técnica.

Phoenix SOL-SC-24ST-1-15F-00003131	
Tensión máxima-Vmáx (V)	1500
Corriente máxima-Imáx (A)	300
Número entradas	24

Tras haber decidido instalar un concentrador de nivel 2 en la instalación, los concentradores de primer y segundo nivel estarán en las siguientes condiciones:

En la tabla 10 se denominan los concentradores de la siguiente manera, por ejemplo, el **CS2.1** se refiere al concentrador de *strings* número 2 del nivel 1, es decir:

- CS representa la abreviatura de concentrador de *string*.
- El primer número representa el número de concentrador.
- El segundo número representa el nivel de ese concentrador.

Esta nomenclatura será de utilidad en los planos, ya que en estos se nombran de la misma forma. En la tabla también se reflejan el número de *strings* que unifican, el número de placas de cada *string* que unifican, la corriente máxima que saldrá del concentrador y la tensión a la que están sometidos cada uno de ellos.

Tabla 10: Condiciones de los concentradores. Fuente: Propia.

	Número de inputs	Número de placas por String	Intensidad máxima (A)	Voltaje (V)		Número de inputs	Intensidad máxima (A)
CS1.1	5	13	65.45	531.44	CS1.2	4	261.8
CS2.1	5	13	65.45	531.44			
CS3.1	5	13	65.45	531.44			
CS4.1	5	14	65.45	572.32			

Los concentradores de primer y segundo nivel se han colocado cerca del inversor para que la caída de tensión no sea muy excesiva. El inversor se ha colocado lo más próximo al centro de transformación por la misma razón que los concentradores, además se ha colocado cerca de la fachada de la nave para evitar robos. Según el **Plano 2**, la situación de algunos concentradores de primer nivel, del concentrador de segundo nivel y del inversor quedaría de la siguiente manera:

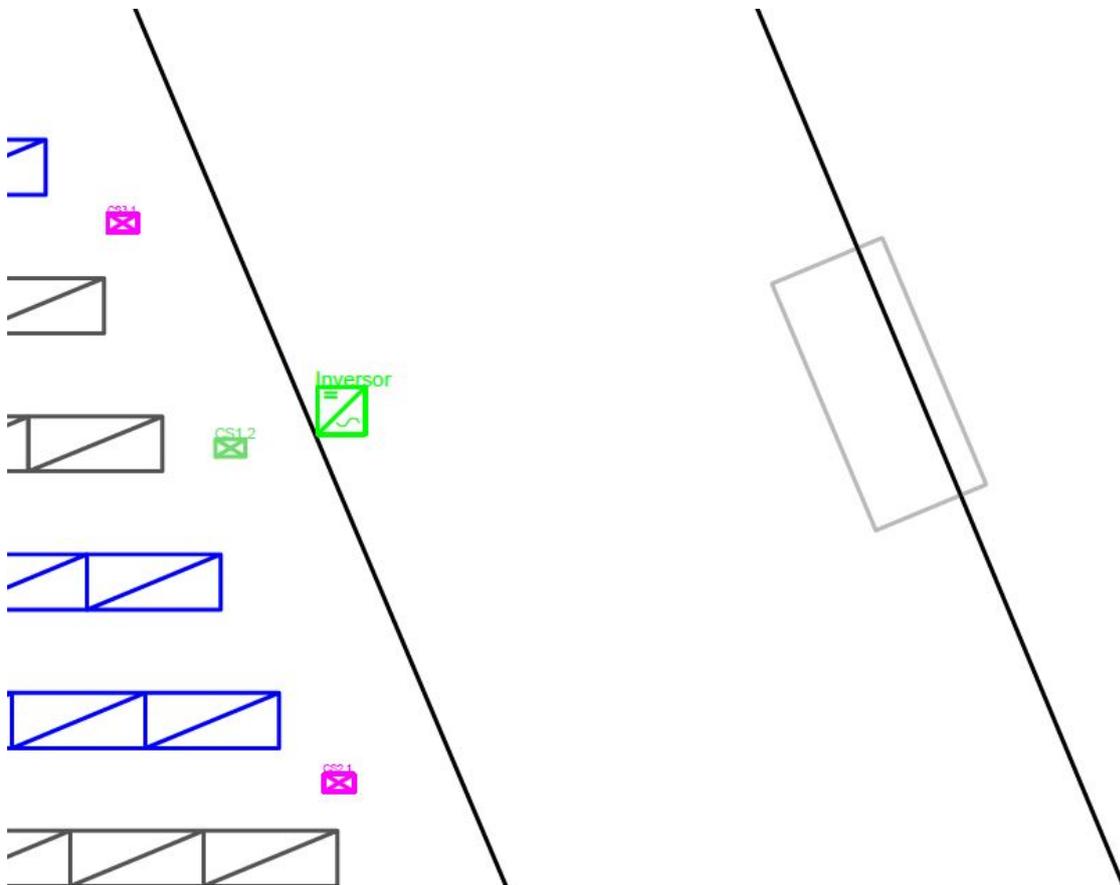


Figura 32: Situación del inversor, concentrador de segundo nivel y algunos concentradores de primer nivel, Plano 2. Fuente: Propia.

7.3 Cálculo del cableado de la instalación en CC y en AC

En el cableado se deberá de determinar el diseño de los cables determinando así su sección, pero antes se debe de seleccionar el tipo de material conductor, de aislamiento y la tensión que deberá de trabajar el cable según la norma correspondiente.

7.3.1 Criterios técnicos

Material conductor

A la hora de seleccionar el material conductor, es preferible que tenga una resistividad pequeña, para favorecer el transporte de la electricidad. Los dos conductores más empleados son el aluminio y el cobre. Las principales diferencias entre ambos es que el cobre tiene una capacidad mayor de conducción, por el contrario, el aluminio necesita una sección mayor que el cobre para poder tener la misma capacidad de conducción, concretamente, se requeriría una sección de aluminio 1,64 veces mayor que la de cobre. En relación con el precio, el cobre tiene un cote tres

veces mayor que el aluminio. A la vista de las diferencias entre ambos, se decide por seleccionar como material conductor el cobre, ya que tiene una capacidad mayor de conducción que el aluminio.

Material aislamiento

Como material de aislamiento se selecciona el Polietileno Reticulado (XLPE) antes que el Policloruro de Vinilo (PVC), ya que el XLPE posee buenas características aislantes y bajas pérdidas, además según la norma UNE 20-460 5.523:2004, sustituida posteriormente por la norma UNE HD 60364 5.52, el XLPE soporta una mayor intensidad de cortocircuito que el PVC con una misma sección. También cabe nombrar la norma del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) ITC-BT-20 donde se dice que la tensión asignada debe de ser de 1kV, tensión que solamente puede ser soportada por el XLPE.

Tensión asignada

Como se ha mencionado en el apartado anterior, según el REBT ITC-BT-20, los cables tendrán una tensión asignada mínima de 1 kV.

7.3.2 Criterios de cálculo

Tras conocer el material conductor y el material aislante de los cables de la instalación, se debe de conocer la sección capaz de soportar la intensidad siguiendo los criterios recogidos en el REBT ITC-BT-19, el criterio térmico y el de caída de tensión.

Criterio térmico

Para este criterio se debe de recurrir a la norma UNE HD 60364 5.52, en la cual se encuentran unas tablas donde se debe de buscar según unas determinadas condiciones unos parámetros que serán necesarios para calcular las secciones de los conductores. Lo primero que se debe de hacer es conocer la I_b o intensidad de diseño, para ello, la norma REBT ITC-BT-40 dice que la I_b se calcula sobredimensionando en 1,25 la corriente de cortocircuito según la ecuación (16):

$$I_b = 1,25 * I_n \quad (16)$$

Siendo:

- I_b : La intensidad de diseño, en amperios (A).

- I_n : Intensidad nominal que circula por el cable, en la gran mayoría coincide con la intensidad de cortocircuito en amperios (A).

A continuación, se debe de recurrir a las Tablas 52-B2 para conocer en que método de instalación de referencia nos encontramos, en el caso de estudio, todos los cables tienen un método de referencia E, ya que la instalación se realizará en bandejas perforadas y los cables serán multipolares, excepto el cable que va desde el inversor a la acometida a red, que tendrá un método de referencia D al ser un cable enterrado.

En el caso de los cables con método de referencia E, se deberá de conocer la *I*tabla para poder acceder a la tabla A52-1 y conocer la sección del cable de cobre necesario, para ello se emplea la ecuación (17):

$$I_{\text{tabla}} = \frac{I_b}{K_t * K_A} \quad (17)$$

Siendo:

-I_{tabla}: Intensidad con la que se deberá de entrar a la tabla A52-1 para seleccionar la sección que soporte esa intensidad, en amperios (A).

-I_b: Intensidad de diseño calculada en la ecuación (16), en amperios (A).

-K_t: Factor de corrección de la temperatura ambiente que se debe de buscar en la tabla 52-D1, en el caso de estudio la temperatura ambiente es de 40°C, por lo que tendrá un valor constante de 0.91.

-K_a: Factor de corrección por agrupamiento de circuitos que se busca en la tabla 52-E1, en el caso de estudio como máximo habrá dos cables multipolares agrupados (el cable del lado positivo y el lado negativo) con el método de referencia E, por lo que el factor tendrá un valor de 0.88.

Con respecto al método de referencia D del cable que va del inversor a la acometida a red, se determina la sección conociendo el valor de la *I*tabla, en este caso la ecuación se añade un nuevo término al divisor que sería *K_r* (factor de corrección de la resistividad del terreno), buscándolo en la tabla 52-D3 se supondrá de valor 1, *K_a* tendrá un valor de 1 ya que el cable está formado por una única fase y no tiene otros tubos o circuitos cerca como se explica en la tabla 52-E3 para cables en tubos, y *K_t*, si se busca en la tabla 52-D2, tendrá un valor de 0,96, ya que la temperatura del terreno se ha considerado la temperatura ambiente de 25 °C, además la *I_n* no es la intensidad de cortocircuito, se debe de calcular con la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} * V_{inv}} \quad (18)$$

Siendo:

-P: Potencia que debe de convertir el inversor, en el caso de estudio toma un valor de 141.775 W.

-V_{inv}: Tensión a la que transforma el inversor, valor fijo de 400V.

Los resultados del dimensionamiento del cableado se encuentran en el **Anexo B**, donde se indica el valor de cada parámetro para cada tramo de la instalación.

Criterio caída de tensión

El criterio de caída de tensión consiste en determinar la sección del cable que evite que la caída de tensión de ese tramo sea mayor que lo que indica el REBT ITC-BT-19. Por eso los concentradores y los inversores se intentan colocar lo más próximo a la acometida de la red

eléctrica. La caída de tensión se puede calcular mediante dos ecuaciones, dependiendo de si la línea es trifásica o monofásica. La ecuación para las líneas monofásicas es la (19) y la de líneas trifásicas es la (20):

$$\varepsilon = \frac{L * P * \rho}{S * U^2} * 200 \quad (19)$$

$$\varepsilon = \frac{L * P * \rho}{S * U^2} * 100 \quad (20)$$

Siendo:

- ε : Caída de tensión en tanto por ciento (%).
- L : Longitud de la línea que se obtendrá a partir de los planos, en metros (m).
- P : Potencia a la que está sometida el cable, en watios (W).
- ρ : Resistividad del material del cable ($\Omega * \text{mm}^2/\text{m}$), al tratarse de cobre tendrá un valor de $0.01995 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$.
- S : Sección del cable (mm^2).
- U : Tensión nominal al que está sometido el cable, en voltios (V).

La línea trifásica corresponde a la línea que va desde el inversor a la acometida a la red eléctrica, el resto de las líneas son monofásicas.

De acuerdo con el REBT ITC-BT-19 y en Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), la caída de tensión máxima que debe haber entre los módulos fotovoltaicos y el punto de conexión con el Centro de Transformación (C.T) de la distribuidora eléctrica es del 3%, dividiéndose entre 1,5% la parte de corriente alterna o trifásica (la que corresponde con la línea del inversor y el punto de acometida a la red eléctrica) y en 1,5% la parte de corriente continua o monofásica. La parte de corriente continua se dividirá a su vez:

- Una caída de tensión menor del 0,5% entre los módulos y los concentradores de primer nivel.
- Una caída de tensión menor del 0,8% entre los concentradores de primer nivel y los de segundo nivel.
- Una caída de tensión menor del 0,2% entre los concentradores de segundo nivel y el inversor.

Los resultados de este criterio se encuentran en el **Anexo B**, indicando los valores de cada uno de los parámetros que intervienen en las fórmulas.

Conocidas las secciones de los cables por los dos criterios de cálculo, la sección final de la línea será la que mayor haya resultado de los dos criterios, es decir, la más desfavorable. El resultado de esa comparación se muestra en la tabla 11, donde se muestra la sección final y la caída de tensión correspondiente:

Tabla 11: Sección final necesaria para cada línea de la instalación. Fuente: Propia.

	Sección final (mm ²)	ε (%)	ε acumulada (%)
String 1-CS1.1	10	0.42	0.42
String 2-CS1.1	6	0.48	0.48
String 3-CS1.1	6	0.48	0.48
String 4-CS1.1	4	0.43	0.43
String 5-CS1.1	10	0.39	0.39
String 1-CS2.1	6	0.42	0.42
String 2-CS2.1	10	0.35	0.35
String 3-CS2.1	10	0.36	0.36
String 4-CS2.1	6	0.41	0.41
String 5-CS2.1	10	0.42	0.42
String 1-CS3.1	6	0.35	0.35
String 2-CS3.1	10	0.37	0.37
String 3-CS3.1	10	0.33	0.33
String 4-CS3.1	6	0.45	0.45
String 5-CS3.1	10	0.41	0.41
String 1-CS4.1	4	0.48	0.48
String 2-CS4.1	10	0.36	0.36
String 3-CS4.1	6	0.35	0.35
String 4-CS4.1	6	0.43	0.43
String 5-CS4.1	6	0.40	0.40
CS1.1-CS1.2	25	0.22	0.71
CS2.1-CS1.2	25	0.12	0.53
CS3.1-CS1.2	25	0.08	0.53
CS4.1-CS1.2	25	0.31	0.79
CS1.2-Inversor	150	0.13	0.92
Inversor-REE	150	0.10	1.02

Los metros de cableado necesario para cada tramo, tanto lado negativo como lado positivo en el lado de corriente continua y solo ida en el lado de corriente alterna, se define en la siguiente tabla:

Tabla 12: Metros de cableado para cada tramo. Fuente: Propia.

	Longitud del tramo (m)
String 1-CS1.1	85.45
String 2-CS1.1	58.74
String 3-CS1.1	59.06
String 4-CS1.1	35.19
String 5-CS1.1	78.93
String 1-CS2.1	51.04
String 2-CS2.1	70.69
String 3-CS2.1	72.41
String 4-CS2.1	49.86
String 5-CS2.1	85.75
String 1-CS3.1	42.28
String 2-CS3.1	74.87
String 3-CS3.1	68.05
String 4-CS3.1	54.89
String 5-CS3.1	84.23
String 1-CS4.1	41.95
String 2-CS4.1	78.45
String 3-CS4.1	46.63
String 4-CS4.1	56.73
String 5-CS4.1	52.91
CS1.1-CS1.2	45.26
CS2.1-CS1.2	11.84
CS3.1-CS1.2	8.38
CS4.1-CS1.2	33.92
CS1.2-Inversor	11.68
Inversor-REE	8.10

7.4 Selección de la hornacina, canalizaciones y arqueta

7.4.1 Dimensionado de la hornacina

Tanto el inversor como los concentradores de *strings*, poseen grados de protección IP, en el caso de los concentradores poseen IP55 y IP65 por lo que están protegidos contra la lluvia y el polvo, pero el inversor solo posee una protección IP20, por lo que como elemento adicional de protección del inversor, se decide la construcción de una hornacina que proteja al inversor de posibles daños de la intemperie y robos. Las dimensiones y precio ya montada de la hornacina se detallan en la tabla 12:

Tabla 13: Dimensiones y precio de la hornacina construida. Fuente: Propia

	Hornacina de protección
Dimensiones (mm)	2000x1000x800 (AlturaxAnchuraxProfundidad)
Precio (€)	402.44

7.4.2 Canalizaciones por donde circula el cableado

Los cables de la instalación discurrirán por bandejas perforadas, si es en el lado de continua, o en tubo corrugado si se trata del cable de alterna. En el caso de las bandejas perforadas las dimensiones son 60 milímetros de altura y 300 milímetros de ancho, el tubo corrugado tiene un diámetro nominal de 90 milímetros. Los tubos y bandejas han sido dimensionados a partir de la norma MIE-BT-021, en caso del tubo corrugado, al ser enterrado, deberá de haber un tubo para cada circuito, en el caso de estudio únicamente hay un circuito, entonces habrá 1 único tubo de 90 milímetros diámetro nominal. En el caso de las bandejas, los cables que circulan por ellas deberán de tener la misma tensión y tendrá que haber una posibilidad de ampliación, es decir, que los cables que discurran por las bandejas deben de dejar un espacio de mínimo del 25%.

7.4.3 Arquetas de la zanja

La función principal de las arquetas es la de enlazar y distribuir canalizaciones o tubos subterráneos, en el caso de estudio se emplearán para la distribución de los cables del lado de continua que discurren por un tubo corrugado enterrado. Según la norma ITC-BT-07, se debe de instalar arquetas en las zonas donde el cambio de dirección del cableado de 90°, cada 40 metros si el tramo es mayor que esa distancia y al inicio y al final de la canalización. En el caso de estudio serán necesarias dos arquetas, ya que la distancia de la canalización enterrada es menor de 40 metros y no hay cambios pronunciados de dirección.

7.5 Protecciones eléctricas de la instalación

Tras haber diseñado y dimensionado las canalizaciones hay que adoptar una serie de medidas para proteger estas instalaciones frente a situaciones anormales que puedan producirse y poder así alargar la vida útil de estas canalizaciones. Algunas de estas situaciones anormales que se pueden presentar en la instalación son:

- Sobrecarga: Una sobrecarga se origina debido a una presencia excesiva de corriente eléctrica en un circuito y que es mayor que la corriente nominal que soportan los conductores de la instalación.

- Cortocircuito: Un cortocircuito se produce cuando dos conductores activos que tienen una diferencia de potencial entran en contacto y se produce una sobreintensidad que si no se corta a tiempo puede producir daños como la destrucción del aislamiento de los conductores por donde circula la corriente de cortocircuito, por ejemplo, en el caso de estudio, el aislamiento de XLPE, según la norma UNE 60364-4-43, su temperatura admisible de servicio es de 90°C y cuando se produce un cortocircuito puede llegar a alcanzar temperaturas de 250°C.
- Sobretensiones: Las sobretensiones son problemas transitorios, se producen debido a un aumento de la tensión entre dos partes de la instalación, debido a descargas eléctricas atmosféricas, defectos en las redes. Y también hay sobretensiones permanentes, debido a la rotura del neutro o el contacto de fase tierra. Para la protección de las sobretensiones se emplean varistores (limitadores de sobretensión).
- Contacto indirecto: Se produce con el contacto con un elemento metálico que en funcionamiento normal no está bajo tensión. Para proteger a las personas de esta situación se emplean interruptores diferenciales y la conexión a una puesta a tierra de aquellas partes que puedan ser susceptibles a estar en tensión debido a una avería.

Los criterios de protección seleccionados serán para el lado de continua se protegerá mediante fusibles y para el lado de alterna mediante interruptores automáticos.

A la hora de determinar las características de las protecciones es necesario conocer los valores de las intensidades nominales (I_n), las intensidades de diseño (I_b) y las intensidades admisibles del cable (I_z) de cada tramo.

Tabla 14: Diferentes intensidades de cada tramo de la instalación en amperios (A). Fuente: Propia.

	Sección final (mm ²)	Intensidad nominal (A)	I_b (A)	I_{tabla} (A)	I_z (A)
String 1-CS1.1	10	13.77	17.21	86	68.87
String 2-CS1.1	6	13.77	17.21	63	50.45
String 3-CS1.1	6	13.77	17.21	63	50.45
String 4-CS1.1	4	13.77	17.21	49	39.24
String 5-CS1.1	10	13.77	17.21	86	68.87
String 1-CS2.1	6	13.77	17.21	63	50.45
String 2-CS2.1	10	13.77	17.21	86	68.87
String 3-CS2.1	10	13.77	17.21	86	68.87
String 4-CS2.1	6	13.77	17.21	63	50.45
String 5-CS2.1	10	13.77	17.21	86	68.87
String 1-CS3.1	6	13.77	17.21	63	50.45
String 2-CS3.1	10	13.77	17.21	86	68.87
String 3-CS3.1	10	13.77	17.21	86	68.87
String 4-CS3.1	6	13.77	17.21	63	50.45
String 5-CS3.1	10	13.77	17.21	86	68.87
String 1-CS4.1	4	13.77	17.21	49	39.24
String 2-CS4.1	10	13.77	17.21	86	68.87
String 3-CS4.1	6	13.77	17.21	63	50.45
String 4-CS4.1	6	13.77	17.21	63	50.45
String 5-CS4.1	6	13.77	17.21	63	50.45
CS1.1-CS1.2	25	68.85	86.06	149	119.32
CS2.1-CS1.2	25	68.85	86.06	149	119.32
CS3.1-CS1.2	25	68.85	86.06	149	119.32
CS4.1-CS1.2	25	68.85	86.06	149	119.32
CS1.2-Inversor	150	275.40	344.25	473	378.78
Inversor-REE	150	204.63	255.79	271	260.16

7.5.1 Protecciones del lado de continua

Las protecciones que se van a emplear en el lado de continua son fusibles, ya que las cajas concentradoras o concentradores de *strings* poseen integrados antes de la conexión del cable con la caja fusibles, tanto en el lado positivo como en el lado negativo. Estos fusibles se encargarán de proteger el cable de condiciones de sobrecarga, cortocircuitos y de las corrientes inversas. Las corrientes inversas es una situación que se produce cuando un *string* se vuelve pasivo debido a que le afecta una sombra o un fallo, entonces este *string* genera una corriente en dirección inversa al de funcionamiento que puede producir posibles daños a los módulos.

Para la protección frente a sobre cargas se acude a la norma UNE 60364-4-43:2013, donde las condiciones que debería de cumplir el elemento de protección para proteger a los conductores frente a sobrecargas deben de ser:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (21)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z \quad (22)$$

Siendo:

- I_b**: Corriente de diseño en amperios (A), para cada tramo se expresa en la tabla 13.
- I_n**: Corriente nominal del fusible que se va a utilizar para la protección en amperios (A).
- I_z**: Corriente admisible por el conductor del tramo en amperios (A), para cada tramo se expresa en la tabla 13.
- I₂**: Corriente de funcionamiento en amperios (A), corriente a partir de la cual el fusible se funde. Según la norma UNE 60269-6 tiene un valor de 1,6*I_n.

Para la protección frente a cortocircuitos, el fusible ha de ser capaz de cortar la corriente de defecto que se pueda producir para que no se alcance la temperatura admisible del conductor. Esta corriente de defecto será como máximo la suma de todas la corrientes de los *strings* en paralelo al *string* en cuestión:

$$I_{corte} \geq I_{sc} * (N_{stringsparalelo} - 1) \quad (23)$$

Siendo:

- I_{corte}**: Corriente de corte del fusible en amperios (A).
- I_{sc}**: Corriente de cortocircuito de un *string* en amperios (A), la ficha técnica de la placa Solar Jinko indica que tiene un valor de 13,77 A.
- N_{stringsparalelo}**: Número de *strings* que hay en paralelo a la línea que se está protegiendo.

Además, se debe de determinar si el fusible podrá cortar esa corriente de cortocircuito antes de que el aislamiento del conductor alcance su temperatura máxima admisible. Según la norma UNE 60364-4-43, que sustituye a la norma UNE 20-460, el fusible deberá de cortar la corriente:

$$t = \left(\frac{k \cdot S}{I}\right)^2 \quad (24)$$

Siendo:

-**t**: Tiempo admisible que el aislamiento soportaría la corriente de defecto en segundos (s).

-**k**: Factor que depende del tipo de conductor, en el caso del XLPE la norma UNE 20-460 indica que toma el valor 143 si es cobre o 94 si es aluminio.

-**I**: Intensidad de cortocircuito máxima en amperios (A).

Para conocer en cuanto tiempo el fusible es capaz de cortar esa corriente, es necesario acudir a las tablas características de fusibles del tipo gPV, el tipo de fusible que se emplea en las instalaciones fotovoltaicas.

Algunas condiciones complementarias, que deberían de cumplir los fusibles, se recogen en la norma UNE-EN 60269-6:2012:

1.-La tensión asignada al fusible debe de ser mayor o igual la tensión máxima a la que puede estar sometido dicho *string*:

$$V_{string} = 1,2 * V_{oc} * N_{placas} \quad (25)$$

Siendo:

-**V_{string}**: Tensión a la que está sometido el *string* en voltios (V).

-**V_{oc}**: Tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico en voltios (V), en la ficha técnica del fabricante tiene un valor de 49,40V.

-**N_{placas}**: Número de placas por *string*, en el caso de estudio el máximo de placas en serie son 14.

2.-La corriente nominal del fusible deberá de ser mayor que 1,4*Isc del *string*. Isc tomará un valor de 13,77 A indicado por el fabricante de la placa.

Protecciones tramo Módulos-Concentrador de strings nivel 1

Este tramo está protegido por las protecciones del concentrador de *string* seleccionado, algunas de las protecciones que tiene son:

- Fusible de 16A.
- Salida con seccionador hasta 1000Vdc y 100A. Esta protección lo que permitirá será desconectar esa parte de la instalación para poder hacer labores de mantenimiento de los diferentes elementos.
- Protector sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc.

Los fusibles de 16 A habría que comprobar si cumplen con las condiciones de protección. EN primero lugar las condiciones de sobrecarga. Según las ecuaciones 21 y 22, la corriente del fusible debería de ser, en el caso más desfavorable:

$$17,21 \leq 16 \leq 39,2392 \quad (21)$$

$$25,60 \leq 56,89 \quad (22)$$

Por lo tanto, el fusible de 16 A que trae consigo la caja concentradora no cumple la ecuación 21, por lo que no serviría como protección. Se decide seleccionar un fusible de la clase gPV de 20A de 1000 Vdc de la marca Df Electric. En este caso:

$$17,21 A \leq 20 A \leq 39,2392 A \quad (21)$$

$$32 A \leq 56,89 A \quad (22)$$

El fusible seleccionado si que cumple las condiciones de sobrecarga. En relación con la protección frente a cortocircuitos, el poder de corte que debe de tener el fusible como mínimo según la ecuación 23:

$$I_{corte} \geq 13,77 * (20 - 1) = 261,63 A \quad (23)$$

En la ficha técnica de fusibles para aplicaciones fotovoltaicas, se puede buscar que el fusible seleccionado posee un poder de corte de 30 kA, por lo tanto, cumple con la primera condición. Con respecto al tiempo admisible que podría soportar el cable esa corriente de cortocircuito, según la ecuación 24, tiene un valor de:

$$t = \left(\frac{144 * 4}{261,63} \right)^2 = 4,78 \text{ segundos} \quad (24)$$

Consultando las curvas características de los fusibles para aplicaciones fotovoltaicas se puede observar, como para esa intensidad de cortocircuito, el fusible actuaría en un tiempo menor a 0,01 segundos, por lo que el cable está protegido.

Además, las condiciones adicionales de seguridad recogidas en la norma UNE-EN 60269-6, también se cumplen, ya que la tensión de los *strings*, a lo sumo será:

$$V_{string} = 1,2 * 49,4 * 14 = 829,92V \quad (25)$$

El fusible al ser de 1000 Vdc cumpliría con esta condición. Con respecto a la intensidad debería de ser superior a $1,4 * 13,77 = 19,28 A$, al ser el fusible de 20 A, también lo cumpliría.

Protecciones tramo Concentrador de *strings* nivel 1-Concentrador de *strings* nivel 2

Este tramo está protegido por las protecciones del concentrador de *string* seleccionado, algunas de las protecciones que tiene son:

- Fusible de 15A.
- Salida con seccionador hasta 1500Vdc y 315A. Esta protección lo que permitirá será desconectar esa parte de la instalación para poder hacer labores de mantenimiento de los diferentes elementos.
- Protector sobretensiones de continua hasta 4500Vdc.

Los fusibles de 15 A habría que comprobar si cumplen con las condiciones de protección. EN primero lugar las condiciones de sobrecarga. Según las ecuaciones 21 y 22, la corriente del fusible debería de ser, en el caso más desfavorable:

$$86,06 \leq 15 \leq 119,32 \quad (21)$$

$$24 \leq 173,01 \quad (22)$$

Por lo tanto, el fusible de 15 A que trae consigo la caja concentradora no cumple la ecuación 21, por lo que no serviría como protección. Se decide seleccionar un fusible de la clase gPV de 100A de 1000 Vdc de la marca Df Electric. En este caso:

$$86,06 A \leq 100 A \leq 119,32 A \quad (21)$$

$$160 A \leq 173,01 A \quad (22)$$

El fusible seleccionado sí que cumple las condiciones de sobrecarga. En relación con la protección frente a cortocircuitos, el poder de corte que debe de tener el fusible como mínimo según la ecuación 23:

$$I_{corte} \geq 13,77 * (20 - 5) = 206,55 A \quad (23)$$

Será 5 en vez de 1, ya que ese conductor únicamente tiene en paralelo 15 *strings*. En la ficha técnica de fusibles para aplicaciones fotovoltaicas, se puede buscar que el fusible seleccionado posee un poder de corte de 30 kA, por lo tanto, cumple con la primera condición. Con respecto al tiempo admisible que podría soportar el cable esa corriente de cortocircuito, según la ecuación 24, tiene un valor de:

$$t = \left(\frac{144*25}{206,55}\right)^2 = 299,57 \text{ segundos} \quad (24)$$

Consultando las curvas características de los fusibles para aplicaciones fotovoltaicas se puede observar, como para esa intensidad de cortocircuito, el fusible actuaría en un tiempo menor a 200 segundos, por lo que el cable está protegido.

Además, las condiciones adicionales de seguridad recogidas en la norma UNE-EN 60269-6, también se cumplen, ya que la tensión de los *strings*, a lo sumo será:

$$V_{string} = 1,2 * 49,4 * 14 = 829,92V \quad (25)$$

El fusible al ser de 1000 Vdc cumpliría con esta condición. Con respecto a la intensidad debería de ser superior a $1,4*13,77*5=96.39$ A ya que por el conductor circulará la corriente de 5 *strings* en total, al ser el fusible de 100 A, también lo cumpliría.

Protecciones tramo del concentrador nivel 2-Inversor

Las protecciones y sistemas de control que posee el inversor son las siguientes:

- Distorsión armónica inferior al 3%.
- Protección incorporada con magnetotérmico a la salida de corriente alterna.

- Protección incorporada con seccionador en la entrada de corriente continua.
- Detección de derivación hacia tierra.
- Control de temperatura mediante ventilador controlado.

No será necesario el uso de fusibles porque en la protección del inversor son opcionales.

7.5.2 Protecciones del lado de alterna

En el tramo del inversor al Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) o conexión con la red eléctrica, se empleará un interruptor automático. La condición que deberá de cumplir para proteger ese tramo es que la corriente que hace que dispare el interruptor esté entre la corriente nominal del tramo y la corriente admisible por el cable (I_z), en este caso deberá de estar entre 204,63 A y 260,16 A. Como las intensidades son muy altas se empleará un interruptor de caja moldeada con protección diferencial que permita regular la intensidad a la que trabaja y con una corriente diferencial que permita proteger frente a contactos indirectos.

El interruptor seleccionado se trata del modelo NSX250 4P de la marca Schneider Electric, con un regulador de intensidad desde 100A-250A, por lo que se puede ajustar a 225A o 250A para proteger la línea, además posee también un regulador de la intensidad de la protección diferencial para proteger frente a contactos indirectos.

Todas las protecciones del lado de corriente continua y del lado de alterna se pueden apreciar en el diagrama unifilar del **Plano 4**.

7.6 Puesta a tierra de la instalación

La puesta a tierra de la instalación consistirá en conectar todas las masas de la instalación a una única tierra, generalmente todas las masas que puedan ser susceptibles a estar bajo tensión. Esta puesta a tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora según indica el REBT ITC-BT-40 *“Cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución pública”*.

Para calcular la resistencia que deberá de tener la puesta a tierra se emplea la ecuación (26):

$$R_{admissible} = \frac{U_L}{I_{\Delta n}} \quad (26)$$

Siendo:

-Radmissible: Resistencia que deberá de tener la puesta a tierra en ohmios (Ω).

-U_L: Tensión límite convencional en voltios (V), al ser en el exterior se supone húmedo, por lo que tendrá un valor de 24 V.

$-I_{\Delta n}$: Corriente a la que actuará el diferencial en amperios (A), el valor que tendrá dependerá a la corriente a la que se ajuste el diferencial, al tratarse de una instalación de gran tamaño se ajustará a 0,3 A o lo que es lo mismo 300 mA.

Despejando en la ecuación (26):

$$R_{admissible} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega \quad (26)$$

Con esa resistencia se puede calcular las dimensiones que tendrá la puesta a tierra, en este caso el suelo del emplazamiento se considerará con una resistividad estimada de 200Ω/m. Se escogerá como puesta a tierra una pica, sustituyendo en la ecuación 27 se obtendrá la longitud de la pica:

$$R_{admissible} = \frac{\rho}{L} \quad (27)$$

Siendo:

-L: Longitud de la pica para cumplir con la Radmissible, en metros (m).

-ρ: Resistividad del terreno en ohmios partido metros (Ω/m), tendrá un valor de 200 Ω/m.

-Radmissible: Resistencia admisible calculada en la ecuación 26, tiene un valor de 80Ω.

Sustituyendo los valores en la ecuación se obtiene que la longitud de la pica deberá de ser de 2,5 metros de longitud. La profundidad será igual o mayor a 0,8 metros según indica la norma REBT ITC-BT-18.

Una vez conocidos todos los componentes de la instalación, se puede hacer una medición de todos ellos para así poder determinar cuál sería el número requerido de cada uno de ellos y así poder redactar el presupuesto del proyecto.

8 PRESUPUESTO TÉCNICO

Cabe mencionar que en el presupuesto no se ha considerado los costes de las estructuras de los paneles además del estudio adicional de si la cubierta resistirá la carga extra o no, ni si se debiera de hacer una reforma en el centro de transformación, ya que todos esos cálculos supondrían realizar otro proyecto extra. Este proyecto se centra en la viabilidad económica de la instalación de módulos fotovoltaicos sobre cubierta.

El presupuesto del proyecto se divide en varios capítulos, el desglose de cada unidad de obra se encuentra detallada en el **Anexo C**. Los capítulos en los que se divide el presupuesto son:

- Capítulo 1: Instalación fotovoltaica.
- Capítulo 2: Cableado y canales.
- Capítulo 3: Protecciones.
- Capítulo 4: Obra civil

8.1 Presupuesto parcial

Capítulo 1

Tabla 14: Presupuesto parcial capítulo 1. Fuente: Propia.

Número	U.M	Unidad de obra	Medición	Precio	Importe
1.1	u	Módulo fotovoltaico Solar Jinko Tiger Pro JKM535M-7TL4-V	265	232.88 €	61,712.19 €
1.2	u	Concentrador AMB Greenpower STC5 100A	4	327.05 €	1,308.21 €
1.3	u	Concentrador Phoenix SOL-SC-24ST-1-15F-00003131	1	974.09 €	974.09 €
1.4	u	Inversor Riello Sirio K200	1	32,625.93 €	32,625.93 €
Total					96,620.43 €

Capítulo 2

Tabla 15: Presupuesto parcial capítulo 2. Fuente: Propia.

Número	U.M	Unidad de obra	Medición	Precio	Importe
2.1	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x4 mm ²	77.14	2.56 €	197.75 €
2.2	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x6 mm ²	472.14	3.47 €	1,636.28 €
2.3	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x10 mm ²	698.83	3.74 €	2,616.80 €
2.4	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x25 mm ²	99.4	7.43 €	738.79 €
2.5	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x150 mm ²	23.36	38.38 €	896.61 €
2.6	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 4x240 mm ²	8.1	163.96 €	1,328.07 €
2.7	m	Bandeja perforada aislante	571.29	46.61 €	26,625.39 €
2.8	m	Tubo curvable corrugado PE DN=90mm	8.1	2.66 €	21.53 €
Total					34,061.22 €

Capítulo 3

Tabla 16: Presupuesto parcial capítulo 3. Fuente: Propia.

Número	U.M	Unidad de obra	Medición	Precio	Importe
3.1	u	Fusible Cilíndrico gPV 10x38 20A 1000V C.C DF Electric	40	11.88 €	475.06 €
3.2	u	Fusible Cilíndrico gPV NH1 100A 1000V C.C DF Electric	8	82.37 €	658.93 €
3.3	u	Disyuntor - NSX400N Micrologic 2.3 400A 4P4D	1	5,124.08 €	5,124.08 €
3.4	u	Electrodo de toma a tierra	1	41.93 €	41.93 €
Total					6,300.00 €

Capítulo 4

Tabla 17: Presupuesto parcial capítulo 4. Fuente: Propia.

Número	U.M	Unidad de obra	Medición	Precio	Importe
4.1	u	Arqueta 57x57x125 cm	2	89.15 €	178.30 €
4.2	u	Hornacina	1	402.44 €	402.44 €
4.3	m	Zanja 60x125 cm	8.1	49.45 €	400.52 €
Total					981.26 €

8.2 Presupuesto de ejecución material (PEM)

El Presupuesto de Ejecución Material (PEM) se detalla en la tabla siguiente:

Tabla 18: Presupuesto de Ejecución Material (PEM). Fuente: Propia.

Partida	Importe (€)
Capítulo 1	96,620.43 €
Capítulo 2	34,061.22 €
Capítulo 3	6,300.00 €
Capítulo 4	981.26 €
Total	137,962.90 €

8.3 Presupuesto final

Al Presupuesto de Ejecución Material (PEM) hay que añadirle unos gastos generales del 12% y un beneficio industrial del 6%, que sumando los tres formarían lo que se llama el Presupuesto de Ejecución por Contrata, además, habría que añadirle unos honorarios del 4% y el cargo del IVA del 21% del Presupuesto de Ejecución por Contrata. Sumando todos estos gastos extras, se obtendría el Presupuesto final.

Tabla 19: Presupuesto final. Fuente: Propia.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)	137,962.90 €
Gastos generales (12%)	16,555.55 €
Beneficio industrial (6%)	8,277.77 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	162,796.23 €
Honorarios (4%)	6,511.85 €
IVA (21%)	34,187.21 €
PRESUPUESTO FINAL	203,495.28 €

El Presupuesto final alcanza un valor de **DOSCIENTOS TRES MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y CINCO EUROS CON VEINTIOCHO CÉNTIMOS.**

A partir de este presupuesto técnico, se deberá de estudiar si el proyecto fuese rentable realizarlo o no.

9 VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

En la viabilidad económica del proyecto se han estudiado diferentes opciones de financiación que puede tener la empresa en caso de realizar el proyecto, se seleccionará la opción que más viable para la empresa en base a los parámetros del VAN y el TIR.

9.1 Ayudas económicas para el proyecto

Las ayudas económicas serán de gran utilidad para reducir costes tanto en equipos como en intereses a pagar al banco, en caso de que solicite un préstamo para poder realizar el proyecto.

9.1.1 Ayudas IVACE 2021

El IVACE (Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial) ofrece una ayuda dirigida a empresas y entidades para el fomento de instalaciones de autoconsumo eléctrico.

La ayuda se basa en un aporte de capital como máximo del 55% del presupuesto, hasta 200.000,00€, si la empresa es una mediana empresa, como es el caso de estudio. La ayuda está destinada a la inversión en equipos y montaje vinculados directamente a las instalaciones de autoconsumo, es decir, la ayuda supondría la financiación completa del Capítulo 1 del presupuesto de este proyecto, ya que este capítulo abarca los módulos, concentradores e inversores y el coste total no supera el 50% del presupuesto total, por lo que se cumplirían todas las condiciones de la ayuda.

A pesar de recibir la ayuda, se supondrán dos opciones de financiación, es decir, se supondrá que la ayuda cubre los costes totales de los equipos del Capítulo 1 (96.620,43€) y otro caso en el que solo se concede el 50% de la ayuda que se podría optar (57.972,26€).

9.1.2 Préstamo del IVF

La ayuda que ofrece el IVF (Instituto Valenciano de Finanzas) es un préstamo con un interés reducido. El préstamo debe de ser como mínimo de 15.000,00€ y como máximo de 2.500.000,00€ al ser una mediana empresa, además no podrá superar el 25% del volumen total de negocios del año anterior ni el doble de los costes salariales anuales.

El préstamo está destinado a una gran variedad de proyectos, en el caso de estudio se trata de un proyecto de instalación fotovoltaica, por lo que dice el artículo 10.3.c: *“Construcción de instalaciones de energía renovable, tanto si su destino es el autoconsumo como el vertido a red, siempre que los proyectos no superen una potencia de 30 MWp”*. Entonces el proyecto se puede financiar con este préstamo.

Las opciones de préstamo son las siguientes:

- De 1 a 3 años con un interés del 0,21%.
- De 3 a 6 años con un interés del 0,71%.

En el caso de estudio se decidirá seleccionar la opción de 3 a 6 años con un interés del 0,71%.

9.1.3 Otras ayudas

El ayuntamiento de Petrer (Alicante), municipio donde se realizaría el proyecto, ofrece dos ayudas de gran interés pero que no se van a contemplar en la viabilidad económica del proyecto. Estas ayudas consisten en:

- Bonificación del 30 % del Impuesto sobre Bienes Inmuebles, según indica el artículo 74.5 del Real Decreto Legislativo 2/2004, para los bienes inmuebles en los que se hayan instalado sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol. Esta bonificación se encuentra detallada en la Ordenanza Fiscal Regulator del Impuesto sobre Bienes Inmuebles del Ayuntamiento de Petrer, en el artículo 4 apartado 4.
- Bonificación del 95% del Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras en las que se incorporen sistemas de aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía solar para autoconsumo. Esta bonificación se encuentra en la Ordenanza Fiscal Regulatora del Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras del Ayuntamiento de Petrer, en el artículo 5 apartado 3.

9.2 Costes de mantenimiento de la instalación

El mantenimiento de los módulos fotovoltaicos es esencial para que el rendimiento de estas sea el óptimo, ya que, según el fabricante las placas pierden un 0,55% de rendimiento cada año.

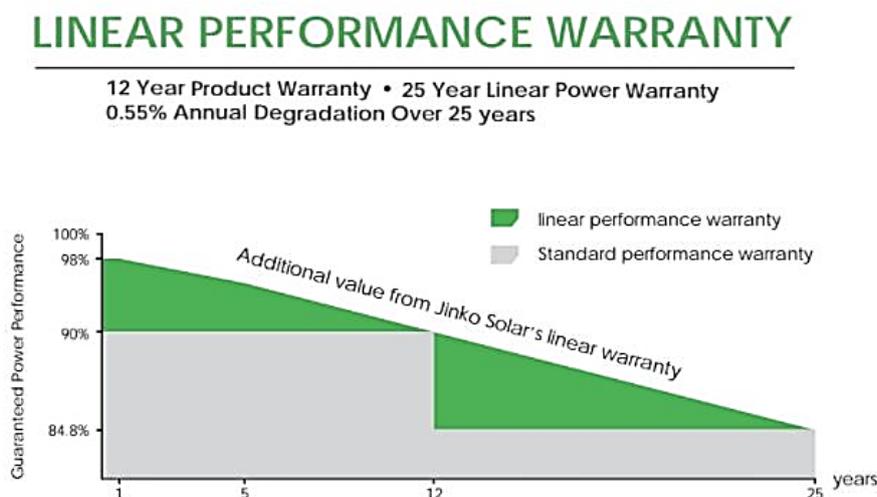


Figura 33: Rendimiento de la placa Solar Jinko a lo largo de 25 años. Fuente: Ficha técnica de la placa

En el coste de mantenimiento de la instalación fotovoltaica estarán incluidos los siguientes servicios al año:

- Cambio de 2 módulos fotovoltaicos cada año, en caso de que produzcan roturas.
- Limpieza de placas 3 veces al año para asegurar su funcionamiento óptimo. La limpieza se debe de realizar evitando rayar o dañar el vidrio, lo que reduciría la producción del panel.

- 3 visitas de 2 horas cada una donde se revisan las placas, los concentradores e inversores, para comprobar que todo funcione correctamente y ver el estado de los cables y conexiones.
- Cambio de piezas defectuosas.

Tabla 20: Coste de mantenimiento de la instalación. Fuente: Propia

U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
	Mantenimiento: Se cambian dos módulos cada año, tres visitas de 2 horas cada una donde se revisan placas, concentradores, inversores y cambio de partes defectuosas y limpieza 3 veces al año			
u	Módulo fotovoltaico	2	192	384
h	Oficial 1º electricidad	6	19.1	114.6
h	Especialista electricidad	6	17.21	103.26
u	Limpieza placas	3	638.33	1914.99
u	Sustitución partes defectuosas	1	63	63
%	Costes complementarios	2	2579.85	51.60
%	IVA	21	2631.45	552.60
	Total			3184.05

Por lo tanto, el coste total de mantenimiento al año es de 3.184,05€.

9.3 Condiciones iniciales de la viabilidad económica

Se deben de conocer todas las condiciones que van a determinar las diferentes opciones de financiación:

- La empresa aportará un capital inicial de 60.000,00€ para financiar parte del proyecto.
- El interés bancario de la empresa es del 4%, por lo que, si en algún caso se contempla financiar parte de los costes mediante un préstamo bancario, será con un interés del 4% y financiado a 25 años.
- Se solicitarán todas ayudas comentadas en el apartado 10.1.
- Los costes de mantenimiento serán de 3.184,05€ al año y fijos todos los años.
- No se considerará ninguna inflación de la moneda.
- En el cálculo del VAN y el TIR se considerará una tasa de descuento del 4%.
- Se considera que la demanda de la empresa se mantiene constante todos los años que dure el proyecto.
- El ahorro energético anual de la empresa asciende a 24.887,64€, se explica más detalladamente en el **Anexo D**.
- Toda la energía producida por la instalación servirá de autoconsumo, si en algún mes se produce excedentes se venderá a un precio de 0,05€/kWh según el RD 244/2019.
- La vida útil de la instalación es de 25 años.

9.4 Casos de financiación de la viabilidad económica

Los casos de financiación considerados en el estudio de la viabilidad económica son los siguientes:

1. No se solicita ninguna ayuda y se financia el proyecto con un préstamo del banco al 4% durante 25 años.
2. Se solicita la ayuda del IVACE y se financia el resto del presupuesto con un préstamo del banco al 4% durante 25 años.
3. Se solicita la ayuda del IVF con la que se financia a 6 años con un interés del 0,71%.
4. Se solicita la ayuda del IVACE y IVF con la que se financia a 6 años con un interés del 0,71%.

A partir del **Anexo D**, se puede realizar una tabla resumen para poder comparar los diferentes casos de financiación y poder seleccionar el más viable económicamente para la empresa, comparando en esta el VAN y el TIR de cada uno de los casos.

Tabla 21: Comparativa de los diferentes casos. Fuente: Propia.

	Caso 1	Caso 2.1	Caso 2.2	Caso 3	Caso 4.1	Caso 4.2
Capital aportado por la empresa (€)	60000	60000	60000	60000	60000	60000
Capital financiado (€)	143495.28	46874.86	85523.03	142495.28/27000	46874.86	85523.03
Interés del préstamo (%)	4.00	4.00	4.00	0.71/4	0.71	0.71
Cuota anual préstamo (€)	9089.04	2969.04	5417.04	24436.08/1710.24	7982.40	14563.80
VAN (€)	-6429.84	185797.72	108906.70	-20293.37	190335.47	117186.70
TIR (%)	4	17	10	3	15	9
Periodo de retorno (años)	No hay	6.61	11.28	No hay	8.17	13.41

Los casos 2.1 y 4.1 se refieren a la opción en la que se reciba el 100% de la ayuda del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial, y los casos 2.2 y 4.2 son en los que se recibe solo el 50% de la ayuda. A la vista de los resultados:

- Tanto el caso 1 como el caso 3 quedarían descartados ya que son casos que no van a ser rentables debido a que su VAN es negativo, por lo que nunca se recuperaría la inversión realizada.
- Cabe mencionar que el VAN de las opciones 2.1, 2.2, 4.1 y 4.2 son bastante parecidos, a pesar de que los intereses del préstamo solicitado sean menores en las opciones 4.1 y 4.2, esto se debe a que en las opciones 2.1 y 2.2 se reciben más ingresos los primeros seis años, que es cuando el dinero vale más en la actualidad debido a la tasa de descuento, por eso, a pesar de que las opciones 2.1 y 2.2 reciban menos dinero a partir del año 6, esto se ve compensado por el dinero ingresado extra en los primeros 6 años. Un claro ejemplo de esto se puede ver en el periodo de retorno de la inversión, las opciones 4.1 y 4.2 tardan más años en recuperar la inversión que las opciones 2.1 y 2.2, esto es debido a lo comentado anteriormente, ya que como las opciones 2.1 y 2.2 ingresan más dinero los primeros años y este dinero vale más, el periodo de retorno es menor.

Conclusión económica:

- El caso seleccionado para financiar el proyecto más favorable sería las opciones 4.1 o 4.2, ya que el VAN es mayor que las opciones 2.1 o 2.2. Es decir, si la empresa decidiera realizar el proyecto, lo más aconsejable sería que solicitase ambas ayudas comentadas anteriormente, porque en el caso de que no le diesen toda la ayuda del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial, el proyecto seguiría siendo rentable económicamente. Esto es debido a que esta ayuda sirve para cubrir los gastos de equipos del Capítulo 1 del presupuesto, que es el capítulo con el presupuesto más elevado.

10 Conclusiones

El objeto del TFG era el diseño de una instalación fotovoltaica sobre cubierta de una empresa situada en Petrer (Alicante) para cubrir la demanda de esta. El interés de la empresa en realizar este proyecto era el de conseguir reducir su factura eléctrica. Tras realizar un estudio de la recurso solar de la zona, de la demanda de la empresa, la superficie útil de la instalación y el diseño de los diferentes componentes de la instalación se ha diseñado una instalación de 141,75 kW que cubre el 46% de la demanda de la empresa, no se consigue cubrir toda la demanda debido a que no hay cubierta suficiente para instalar los paneles necesarios. Como la instalación diseñada es de 141,75 kW, quedará fuera del RD 244/2019 y por tanto la empresa deberá de negociar el precio venta con la comercializadora ya que será una instalación con excedentes sin compensación.

El proyecto se centró en producir la máxima energía aprovechando al máximo la superficie útil de la nave, para ello se seleccionó la inclinación óptima de los paneles para aprovechar al máximo la irradiación solar, se comparó dos paneles fotovoltaicos de diferentes potencias y tamaños para determinar con cual se alcanzaba la máxima potencia instalada. Una vez conocida el número de paneles sobre cubierta ya se seleccionó el resto de los componentes que forman una instalación fotovoltaica (inversor, concentradores, cableado, protecciones eléctricas) y así determinar el presupuesto del proyecto.

En estas condiciones se han valorado diferentes opciones de financiación, con las que se llegó a la conclusión de que para conseguir el máximo beneficio económico con este proyecto se debía de pedir todas las ayudas posibles, para así abaratar los costes más importantes del proyecto como eran los equipos de la instalación fotovoltaica.

Conclusión

El proyecto es viable técnicamente pero económicamente dependerá de la opción de financiación en la que se encuentre la empresa, ya que no se cubre la totalidad de la demanda eléctrica. Por ello, para disminuir el consumo diario se han valorado las siguientes opciones:

1. Alquilar el tejado de la nave colindante para aumentar el número de paneles instalados.
2. Barajar la posibilidad de realizar turnos de noche donde el precio de la energía es más barato.

La empresa no ve viable económicamente realizar turnos de noche ya que supondría un elevado coste económica en términos de salarios. Pero la empresa, ante la reciente subida del precio de la energía, decidió cambiar los periodos de consumo con su comercializadora para de esta forma conseguir reducir el impacto de esta subida en su factura de la luz.

Conclusión personal

Como estudiante de GITI me ha resultado bastante interesante poder haber aplicado algunos conocimientos adquiridos durante el grado, sobre todo la parte de financiación, aunque no se profundice demasiado en el grado, me ha resultado de lo más interesante, debido a la gran

variedad de opciones que puede haber ante una misma situación y al hecho de tratar de elegir la opción con la que mayor rendimiento económico se vaya a obtener.

Además, haber realizado un trabajo de esta magnitud me ha permitido demostrarme a mi mismo que todo el esfuerzo realizado durante el grado ha servido para que las dificultades que han ido apareciendo durante el trabajo las pudiera resolver, sobre todo gracias mi tutora en esos momentos, que me mostraba la importancia de ir paso a paso con cada una de las tareas a realizar.

11 Bibliografía

- ABB. (s.f.). Recuperado el 9 de 02 de 2021, de https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701_CT10.pdf
- Agencia Internacional de la Energía. (s.f.). *IEA*. Recuperado el 3 de 05 de 2021, de <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource>
- AleaSoft ENergy Forecasting. (16 de 01 de 2020). *Elperiódicodelaenergía.com*. Recuperado el 4 de 05 de 2021, de <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>
- AMB Greenpower. (s.f.). *AMB Greenpower*. Recuperado el 2 de 04 de 2021, de <https://www.ambgreenpower.com/producto/cuadro-5-strings-stc5-100a-accac0007/>
- AutoSolar. (s.f.). *AutoSolar*. Recuperado el 15 de 04 de 2021, de <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-200kva-riello-sirio-k200>
- AutoSolar. (s.f.). *AutoSolar*. Recuperado el 15 de 03 de 2021, de https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-400w-perc-monocristalino-era?gclid=CjwKCAjwxuuCBhATEiwAIIz0dwBJUdIn5YZNylr6qug-0LzdGET9yK6X9z_Y6nWO5RK68TaO5XLxoC3sQQAvD_BwE
- Boletín Oficial del Estado. (2002). *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión*.
- Comisión Europea. (2001). *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM - PVGIS*. Recuperado el 1 de 04 de 2021, de <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- Comisión Europea. (s.f.). *Web oficial de la Unión Europea*. Recuperado el 10 de 05 de 2021, de https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_es
- Comisión Europea. (s.f.). *Web oficial de la Unión Europea*. Recuperado el 10 de 05 de 2021, de https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es
- Corrales, P. (2019). *Branded.eldiario*. Recuperado el 15 de 05 de 2021, de <https://branded.eldiario.es/energias-renovables-unica-opcion/>
- CYPE Ingenieros S.A. (s.f.). *Generador de Precios*. Recuperado el 25 de 05 de 2021, de <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>
- ENDURANCE MOTIVE. (2018). *ENDURANCE MOTIVE*. Recuperado el 10 de 4 de 2019, de <http://endurancemotive.com>: <http://endurancemotive.com/ventajas-2-2>
- Enerdata. (s.f.). *Enerdata*. Recuperado el 7 de 05 de 2021, de <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>

- Fas-Electricidad S.A. (s.f.). Recuperado el 06 de 06 de 2021, de <https://faselectricidad.com/producto/fusible-cilindrico-gpv-10x38-20a-1000v-c-c/>
- Fas-Electricidad S.A. (s.f.). *Fas Electricidad*. Recuperado el 21 de 05 de 2021, de <https://faselectricidad.com/>
- Instituto Valenciano de Competividad Empresarial. (21 de 06 de 2021). Recuperado el 8 de 06 de 2021, de <https://www.ivace.es/index.php/es/ayudas/energia/fomento-de-las-instalaciones-de-autoconsumo-de-energia-electrica/54849-ayudas-destinadas-al-fomento-de-instalaciones-de-autoconsumo-electrico-para-empresas-y-entidades-2021>
- Instituto Valenciano de Finanzas. (s.f.). *Instituto Valenciano de Finanzas*. Recuperado el 10 de 06 de 2021, de <https://prestamos.ivf.es/prestamos/linea-financiacion-bonificada-ivf-liquidez-covid19-2/>
- José Roger Folch, M. R. (2010). *Tecnología Eléctrica*. Síntesis.
- Mengual, V. (2021). *Blog Solarnub Energía Fotovoltaica*. Recuperado el 23 de 04 de 2021, de <https://blog.solarnub.com/paneles-solares-mas-eficientes-2021/>
- Ministerio de Hacienda. (s.f.). *Sede Electrónica del Catastro*. Recuperado el 21 de 06 de 2021, de <https://www.sedecatastro.gob.es/>
- Monera, F. (16 de 02 de 2015). *Suelo Solar*. Recuperado el 7 de 05 de 2021, de <https://suelosolar.com/noticias/autoconsumo/espana/16-2-2015/breve-historia-energia-solar-fotovoltaica>
- Naciones Unidas. (s.f.). *Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo*. Recuperado el 5 de 05 de 2021, de <https://www1.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>
- PowerSun. (s.f.). *PowerSun*. Recuperado el 2 de 04 de 2021, de <https://powersun.com/phoenix-combiner-box-sol-sc-24st-1-15f-00003131>
- Schneider Electric. (s.f.). *Schneider Electric*. Recuperado el 7 de 05 de 2021, de <https://www.se.com/es/es/product/LV433856/circuit-breaker-compact-nsx250-4p-50ka---micrologic-4.2-vigi-250a/?range=1887-compact-nsx&node=12069425884-componentes-sueltos&selected-node-id=12069427052&parent-subcategory-id=4230>
- Suministros del sol. (s.f.). Recuperado el 15 de 03 de 2021, de <https://suministrodelsol.com/es/paneles-solares/1015-jinko-tiger-pro-530w-JKM530M-7TL4-V.html>
- TEM Electronic Components. (s.f.). *TEM*. Recuperado el 10 de 06 de 2021, de <https://www.tme.eu/es/details/df-373245/fusibles-nh/df-electric/373245/>

PLIEGO DE CONDICIONES

El presente Pliego de Condiciones tiene por objetivo cumplimentar lo ya descrito en la Memoria precedente, señalar los criterios que se han tenido en cuenta al redactar el Proyecto y establecer las condiciones que se deberán de cumplir durante la ejecución de la instalación.

Para el cableado eléctrico, el entubado, protecciones y los ensayos se seguirán las siguientes normas:

- Las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), según el Real Decreto 842/2002 por el que se aprueba el REBT.
- Normas UNE 60364-4-43:2013, UNE-EN 60269-6:2012, norma UNE-60364-4-43, UNE-HD 60364-7-712:2017 por las que se estableces las condiciones que se deben de cumplir para proteger la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos en las instalaciones fotovoltaicas.
- Norma UNE-EN 62446-1:2017 para los ensayos, documentación y mantenimiento en sistemas fotovoltaicos.

PRESUPUESTO

El presupuesto consiste en medir los recursos humanos y ofimáticos que han sido empleado para la realización del estudio y desarrollo del proyecto.

Presupuesto recursos humanos

El presupuesto de recursos humanos consiste en las horas de dedicación tanto del Ingeniero Técnico Industrial, de la tutora encargada del proyecto y de las reuniones con la empresa de estudio.

Tabla 22: Presupuesto recursos humanos. Fuente: Propia.

U.M	Descripción unidad de obra	Precio (€)	Rendimiento	Importe (€)
h	Ingeniero técnico industrial	11.25	300	3375
h	Tutora UPV	20	50	1000
h	Reuniones con la empresa	15	8	120
	Total			4495

Presupuesto ofimática

En este presupuesto se deben de añadir todo los coste relacionados con la ofimática, es decir, todos los programas y softwares que se han empleado para el estudio.

Tabla 23: Presupuesto ofimática. Fuente: Propia.

Descripción unidad de obra	Periodo de amortización	Periodo amortizado	Precio (€)	Importe (€)
MSI PE60 7RD	48 meses	6 meses	1140	142.5
Windows 10	12 meses	6 meses	145	72.5
AutoCAD	12 meses	6 meses	291	145.5
Arquimedes	12 meses	6 meses	119	59.5
Microsoft Office 365 Empresa estándar	12 meses	6 meses	126	63
Total				483

Presupuesto total

Tras medir todos los diferentes gastos implicados en la ejecución del estudio, faltaría por añadir el IVA del 21% y de esta forma se obtendría el presupuesto total de la ingeniería del estudio.

Tabla 24: Presupuesto total. Fuente: Propia.

Unidad de obra	Importe (€)
Recursos humanos	4495
Ofimática	483
IVA (21%)	1045.38
Total	6023.38

El presupuesto total de la ingeniería asciende a la cantidad de SEIS MIL VEINTITRÉS EUROS CON TREINTA Y OCHO CÉNTIMOS

ANEXOS

ANEXO A: CONSUMO ELÉCTRICO Y COSTE DE LAS FACTURAS DE LA EMPRESA

Gracias a las facturas proporcionadas por la empresa, se puede hacer una comparativa del consumo de la empresa a lo largo del año 2019. Se realizó una tabla con toda la información disponible en las facturas:

Tabla 1: Coste total, consumo de energía y coste la energía. Fuente: Propia.

	Coste Total Factura (€)	Término de energía (KWh)	Coste del término de energía (€)	Coste del término de energía con IVA (€)
Enero	9134.21	51045.00	4610.85	5579.13
Febrero	8102.37	44049.00	3999.71	4839.65
Marzo	7327.95	41577.00	3827.66	4631.47
Abril	10417.10	54075.00	5090.76	6159.82
Mayo	7935.16	38588.00	3628.04	4389.93
Junio	10358.10	53073.00	4979.85	6025.62
Julio	9278.87	37237.00	3479.70	4210.44
Agosto	3090.69	7075.00	641.40	776.09
Septiembre	8850.81	39681.00	3706.87	4485.31
Octubre	6646.81	35419.00	3318.58	4015.48
Noviembre	8831.11	47589.00	4349.38	5262.75
Diciembre	8070.86	37931.00	3449.48	4173.87

De la tabla se pueden sacar las siguientes gráficas que serán de ayuda para facilitar la comparación:

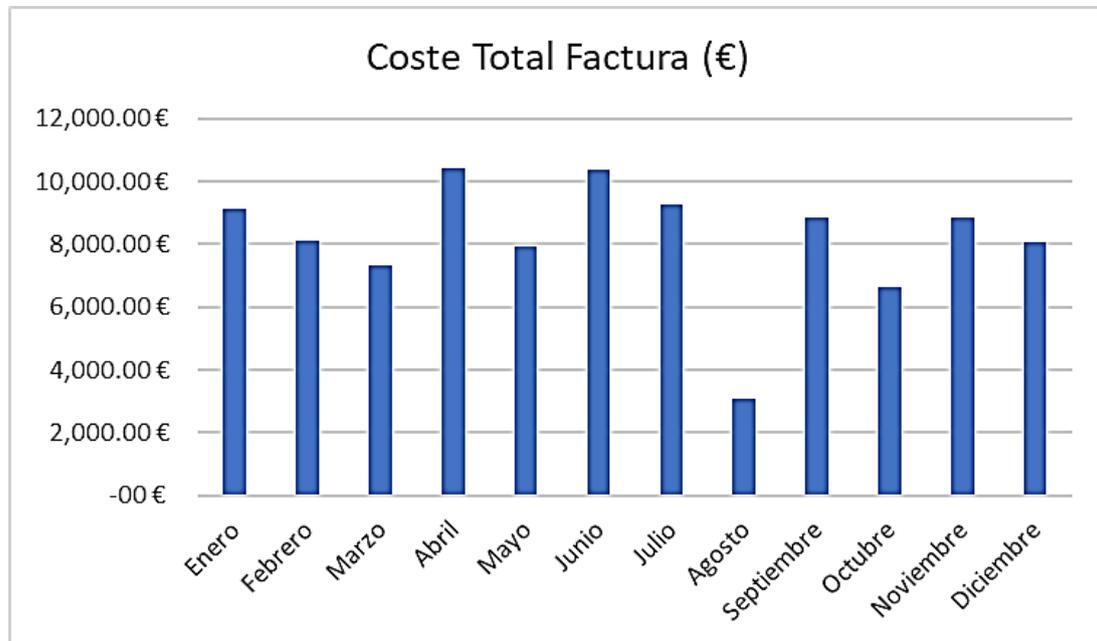


Figura 1: Coste de la factura de la empresa. Fuente: Propia.

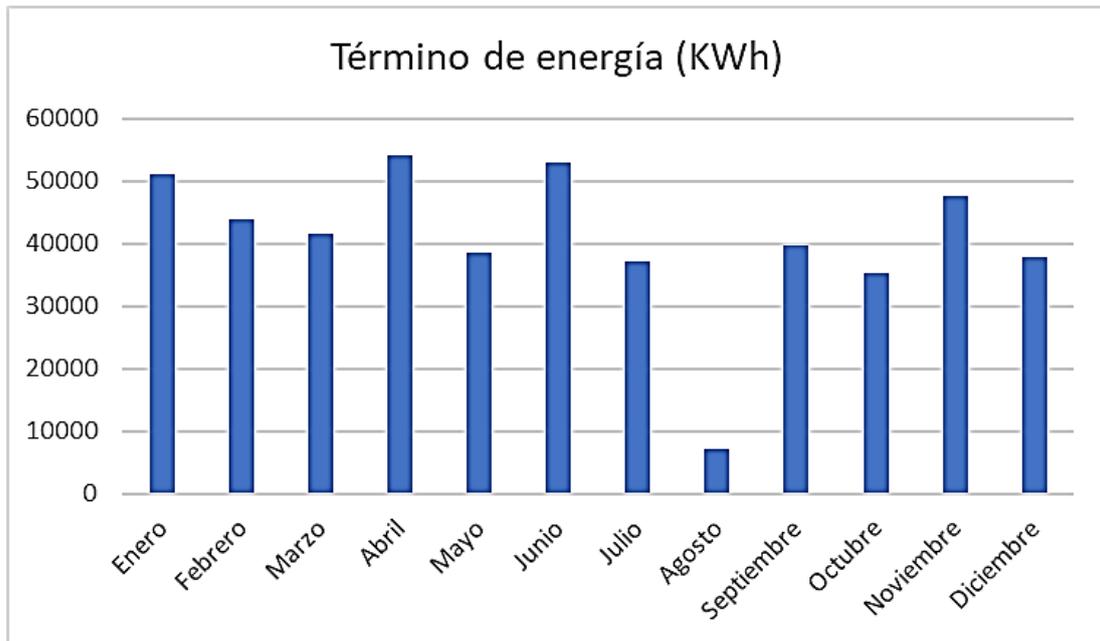


Figura 2: Consumo energético de la empresa. Fuente: Propia.

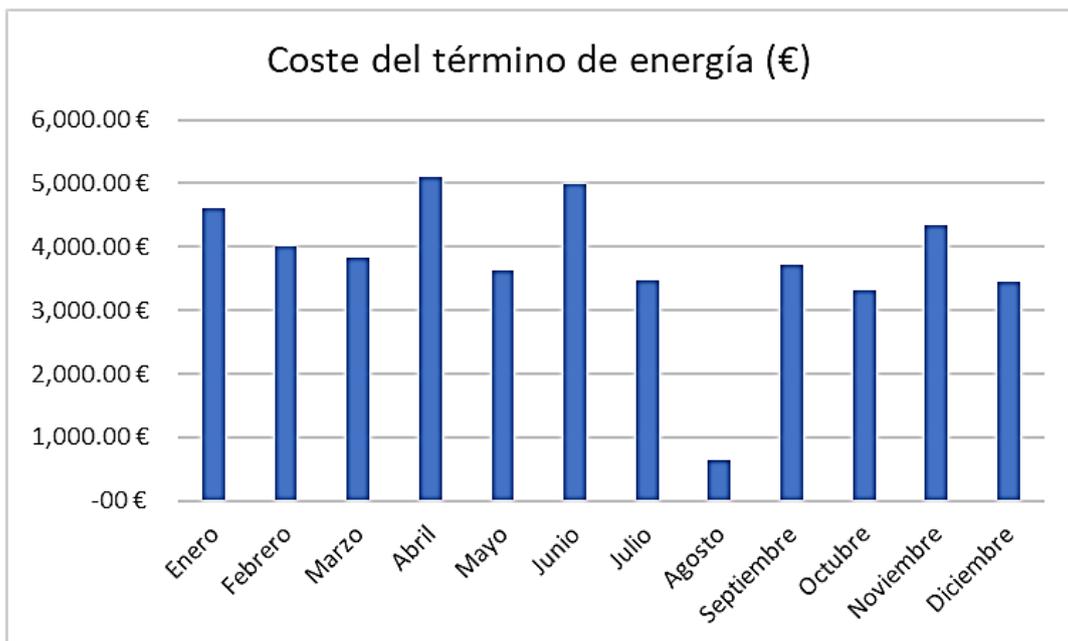


Figura 3: Coste del término de energía sin IVA. Fuente: Propia.

Al ser una fábrica, su consumo se centra principalmente durante horas diurnas, esto se puede comprobar acudiendo al desglose horario de la empresa a través de la página web de la distribuidora, en este caso de Iberdrola. Este desglose del consumo entre horas diurnas y nocturnas se ve reflejado en la siguiente figura.

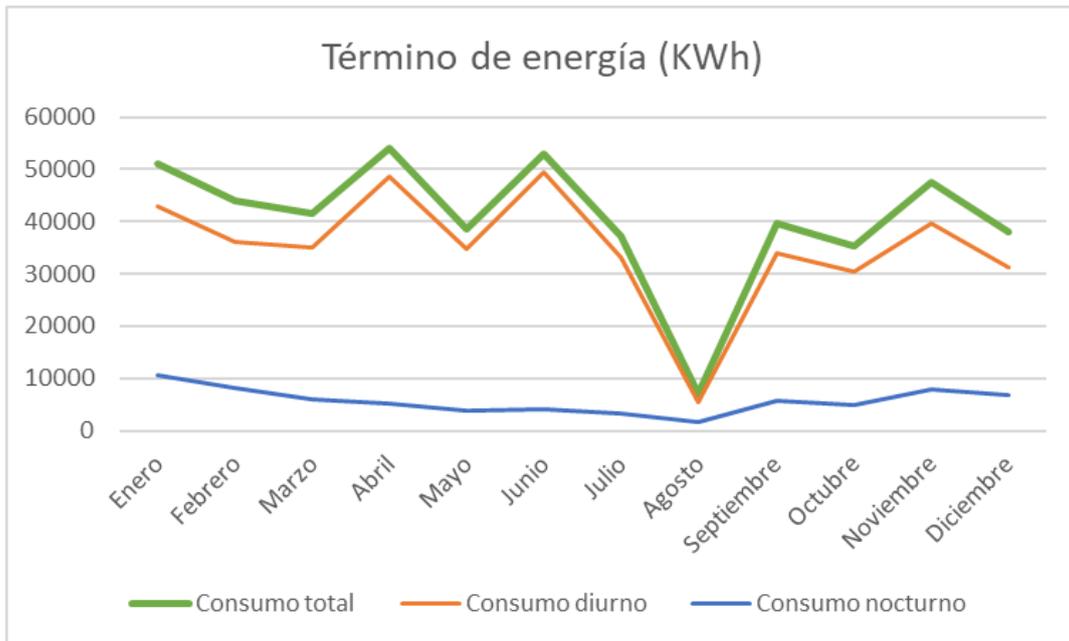


Figura 4: Comparación del consumo de la empresa en horas diurnas y nocturnas. Fuente: Propia.

ANEXO B: CÁLCULOS DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO

Criterio térmico

Las secciones calculadas por el criterio térmico se han calculado siguiendo la norma UNE HD 60364 5.523. Las secciones de los diferentes tramos se reflejan en la tabla siguiente:

Tabla 2: Secciones de los distintos tramos por el criterio térmico. Fuente: Propia.

	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad nominal (A)	Ka	Kt	Ib (A)	Ib/k (A)	Tipo de cable	Sección por criterio térmico (mm ²)	Itabla (A)	Iz (A)
String 1-CS1.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 2-CS1.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 3-CS1.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 4-CS1.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 5-CS1.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 1-CS2.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 2-CS2.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 3-CS2.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 4-CS2.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 5-CS2.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 1-CS3.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 2-CS3.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 3-CS3.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 4-CS3.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 5-CS3.1	6955	531.44	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 1-CS4.1	7490	572.32	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 2-CS4.1	7490	572.32	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 3-CS4.1	7490	572.32	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 4-CS4.1	7490	572.32	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
String 5-CS4.1	7490	572.32	13.77	0.88	0.91	17.21	21.49	Multipolar	1.5	26	20.82
CS1.1-CS1.2	34775	531.44	68.85	0.88	0.91	86.06	107.47	Multipolar	25	149	119.32
CS2.1-CS1.2	34775	531.44	68.85	0.88	0.91	86.06	107.47	Multipolar	25	149	119.32
CS3.1-CS1.2	34775	531.44	68.85	0.88	0.91	86.06	107.47	Multipolar	25	149	119.32
CS4.1-CS1.2	37450	572.32	68.85	0.88	0.91	86.06	107.47	Multipolar	25	149	119.32
CS1.2-Inversor	141775	572.32	275.40	0.88	0.91	344.25	429.88	Multipolar	150	473	378.78
Inversor-REE	141775	400	204.63	1	0.96	255.79	266.45	Multipolar	150	271	260.16

Criterio caída de tensión

Las secciones calculadas por el criterio térmico se han calculado siguiendo la norma UNE HD 60364 5.523. Las secciones de los diferentes tramos se reflejan en la tabla siguiente:

Tabla 3: Secciones de los distintos tramos por el criterio de caída de tensión. Fuente: Propia.

	Metros de cable (m)	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Sección criterio de caída de tensión (mm ²)	Sección por caída de tensión normalizada (mm ²)	ε (%)	ε acumulada (%)
String 1-CS1.1	42.73	6955	531.44	13.09	8.40	10	0.42	0.42
String 2-CS1.1	29.37	6955	531.44	13.09	5.77	6	0.48	0.48
String 3-CS1.1	29.53	6955	531.44	13.09	5.80	6	0.48	0.48
String 4-CS1.1	17.60	6955	531.44	13.09	3.46	4	0.43	0.43
String 5-CS1.1	39.47	6955	531.44	13.09	7.76	10	0.39	0.39
String 1-CS2.1	25.52	6955	531.44	13.09	5.02	6	0.42	0.42
String 2-CS2.1	35.35	6955	531.44	13.09	6.95	10	0.35	0.35
String 3-CS2.1	36.21	6955	531.44	13.09	7.11	10	0.36	0.36
String 4-CS2.1	24.93	6955	531.44	13.09	4.90	6	0.41	0.41
String 5-CS2.1	42.88	6955	531.44	13.09	8.43	10	0.42	0.42
String 1-CS3.1	21.14	6955	531.44	13.09	4.15	6	0.35	0.35
String 2-CS3.1	37.44	6955	531.44	13.09	7.36	10	0.37	0.37
String 3-CS3.1	34.03	6955	531.44	13.09	6.69	10	0.33	0.33
String 4-CS3.1	27.45	6955	531.44	13.09	5.39	6	0.45	0.45
String 5-CS3.1	42.12	6955	531.44	13.09	8.28	10	0.41	0.41
String 1-CS4.1	20.98	7490	572.32	13.09	3.83	4	0.48	0.48
String 2-CS4.1	39.23	7490	572.32	13.09	7.16	10	0.36	0.36
String 3-CS4.1	23.32	7490	572.32	13.09	4.25	6	0.35	0.35
String 4-CS4.1	28.37	7490	572.32	13.09	5.18	6	0.43	0.43
String 5-CS4.1	26.46	7490	572.32	13.09	4.83	6	0.40	0.40
CS1.1-CS1.2	11.32	34775	531.44	65.45	6.95	10	0.56	1.04
CS2.1-CS1.2	5.92	34775	531.44	65.45	3.64	4	0.73	1.08
CS3.1-CS1.2	4.19	34775	531.44	65.45	2.57	4	0.51	0.86
CS4.1-CS1.2	16.96	37450	572.32	65.45	9.67	10	0.77	1.13
CS1.2-Inversor	11.68	141775	572.32	261.80	100.86	120	0.17	1.25
Inversor-REE	8.10	141775	400	261.80	9.55	10	1.43	2.68

ANEXO C: PRESUPUESTO TÉCNICO DEL PROYECTO

En este anexo se detallarán con detalle capítulo a capítulo cada una de las unidades de obra.

Capítulo 1: Instalación fotovoltaica

Tabla 4: Unidad de obra 1 del capítulo 1. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.1	u	Módulo fotovoltaico Solar Jinko Tiger Pro JKM535M-7TL4-V. Módulo monocristalino de 535 W de potencia. Grado de protección IP68. Totalmente instalado y comprobado			
	u	Panel fotovoltaico	1.00	192.00	192.00
	h	Oficial 1º Electricista	1.00	19.10	19.10
	h	Ayudante electricista	1.00	17.21	17.21
	%	Coste Directo Complementario	2.00	228.31	4.57
	Total				232.88

Tabla 5: Unidad de obra 2 del capítulo 1. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.2	u	Concentrador AMB Greenpower STC5 100A. Concentrador de 5 strings en paralelos con protección IP55; con protección contra sobretensiones clase 2 hasta 1000 Vdc; seccionador hasta 1000 Vdc y 100A; fusibles de 16A.			
	u	Concentrador	1.00	313.00	313.00
	h	Oficial 1º Electricista	0.40	19.10	7.64
	%	Coste Directo Complementario	2.00	320.64	6.41
	Total				327.05

Tabla 6: Unidad de obra 3 capítulo 1. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.3	u	Concentrador Phoenix SOL-SC-24ST-1-15F-00003131. Concentrador de 24 strings en paralelo con corriente máxima de 12.5A por string con protección IP65; con protección contra sobretensiones de clase 2 hasta 4500 Vdc; seccionador hasta 1500 Vdc y 315A; fusibles de 15A.			
	u	Concentrador	1.00	947.35	947.35
	h	Oficial 1º Electricista	0.40	19.10	7.64
	%	Coste Directo Complementario	2.00	954.99	19.10
	Total				974.09

Tabla 7: Unidad de obra 4 capítulo 1. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.4	u	Inversor Riello Sirio K200. Inversor de potencia de entrada 200 kVa. Tensión máxima de entrada de 800 Vdc y corriente de entrada de 650 Acc. Tensión de salida de 400 Vac. Seccionador en el lado CC e interruptor magnetotérmico en el lado CA. Totalmente instalado y comprobado			
	u	Inversor	1.00	31978.57	31978.57
	h	Oficial 1º Electricista	0.40	19.10	7.64
	%	Coste Directo Complementario	2.00	31986.21	639.72
	Total				32625.93

Capítulo 2: Cableado y canales

Tabla 8: Unidad de obra 1 capítulo 2. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.1	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x4 mm². Instalación de cable de cobre de línea monofásica formada por un cable RV-K multiconductor (fase+neutro) de 0,6/1 kV de tensión, formado por conductores de 4 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, colocado en tubo totalmente instalada.			
	m	Cable RV-K monofásico de 4 mm ²	1.02	1.04	1.06
	h	Oficial 1º Electricista	0.04	19.10	0.76
	h	Ayudante electricista	0.04	17.21	0.69
	%	Coste Directo Complementario	2.00	2.51	0.05
	Total				2.56

Tabla 9: Unidad de obra 2 capítulo 2. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.2	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x6 mm². Instalación de cable de cobre de línea monofásica formada por un cable RV-K multiconductor (fase+neutro) de 0,6/1 kV de tensión, formado por conductores de 6 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, colocado en tubo totalmente instalada.			
	m	Cable RV-K monofásico de 6 mm ²	1.02	1.48	1.51
	h	Oficial 1º Electricista	0.05	19.10	0.99
	h	Ayudante electricista	0.05	17.21	0.89
	%	Coste Directo Complementario	2.00	3.40	0.07
	Total				3.47

Tabla 10: Unidad de obra 3 capítulo 2. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.3	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x10 mm². Instalación de cable de cobre de línea monofásica formada por un cable RV-K multiconductor (fase+neutro) de 0,6/1 kV de tensión, formado por conductores de 10 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, colocado en tubo totalmente instalada.			
	m	Cable RV-K monofásico de 10 mm ²	1.02	2.46	2.51
	h	Oficial 1º Electricista	0.03	19.10	0.61
	h	Ayudante electricista	0.03	17.21	0.55
	%	Coste Directo Complementario	2.00	3.67	0.07
	Total				3.74

Tabla 11: Unidad de obra 4 capítulo 2. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.4	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x25 mm². Instalación de cable de cobre de línea monofásica formada por un cable RV-K multiconductor (fase+neutro) de 0,6/1 kV de tensión, formado por conductores de 25 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, colocado en tubo totalmente instalada.			
	m	Cable RV-K monofásico de 25 mm ²	1.02	5.72	5.83
	h	Oficial 1º Electricista	0.04	19.10	0.76
	h	Ayudante electricista	0.04	17.21	0.69
	%	Coste Directo Complementario	2.00	7.29	0.15
	Total				7.43

Tabla 12: Unidad de obra 5 capítulo 2. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.5	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 2x150 mm². Instalación de cable de cobre de línea monofásica formada por un cable RV-K multiconductor (fase+neutro) de 0,6/1 kV de tensión, formado por conductores de 150 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, colocado en tubo totalmente instalada.			
	m	Cable RV-K monofásico de 150 mm ²	1.02	32.62	33.27
	h	Oficial 1º Electricista	0.12	19.10	2.29
	h	Ayudante electricista	0.12	17.21	2.07
	%	Coste Directo Complementario	2.00	37.63	0.75
	Total				38.38

Tabla 13: Unidad de obra 6 capítulo 2. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.6	m	Cable RV-K 0,6/1 KV 4x150 mm². Instalación de cable de cobre de línea trifásica formada por un cable RV-K multiconductor (3 fases+neutro) de 0,6/1 kV de tensión, formado por conductores de 150 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, colocado en tubo totalmente instalada.			
	m	Cable RV-K monofásico de 150 mm ²	4.08	32.67	133.29
	h	Oficial 1º Electricista	0.76	19.10	14.44
	h	Ayudante electricista	0.76	17.21	13.01
	%	Coste Directo Complementario	2.00	160.74	3.21
	Total				163.96

Tabla 14: Unidad de obra 7 capítulo 2. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.7	m	Bandeja perforada aislante. Bandeja de rejilla de PVC de dimensiones 60x300 mm. Buen comportamiento a la corrosión y agentes químicos según la norma ISO/TR 10358, buen comportamiento frente a los rayos UV según la norma ANSI/UL 568 y aislante según la norma EN 61537.			
	m	Bandeja perforada aislante 60x300 mm	1.00	24.86	24.86
	h	Oficial 1º Electricista	0.23	19.10	4.39
	m	Tapa de 300 mm	1.00	14.89	14.89
	h	Ayudante electricista	0.09	17.21	1.55
	%	Coste Directo Complementario	2.00	45.69	0.91
	Total				46.61

Tabla 15: Unidad de obra 8 capítulo 2. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.8	m	Tubo curvable corrugado PE DN=90mm. Tubo curvable corrugado de polietileno, de doble capa, lisa la interior y corrugada la exterior, de 90 mm de diámetro nominal, aislante y no propagador de la llama, resistencia al impacto de 20 J, resistencia a compresión de 450 N, montado como canalización enterrada utilizado para la protección de los cables que van desde el inversor al transformador.			
	m	Tubo curvable corrugado PE 90mm	1.02	1.60	1.63
	h	Oficial 1º Electricista	0.03	19.10	0.63
	h	Ayudante electricista	0.02	17.21	0.34
	%	Coste Directo Complementario	2.00	2.61	0.05
	Total				2.66

Capítulo 3: Protecciones

Tabla 16: Unidad de obra 1 capítulo 3. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.1	u	Fusible Cilíndrico gPV 10x38 20A 1000V C.C DF Electric. Fusible de 20A para protección de cortocircuitos de líneas o equipos en instalaciones fotovoltaicas. Poder de corte de 30 kA.			
	u	Fusible	1.00	6.00	6.00
	h	Oficial 1º Electricista	0.20	19.10	3.82
	u	Portafusible	1.00	1.86	1.86
	%	Coste Directo Complementario	2.00	9.82	0.20
	Total				11.88

Tabla 17: Unidad de obra 2 capítulo 3. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.2	u	Fusible Cilíndrico gPV NH1 100A 1000V C.C DF Electric. Fusible de 100A para protección de cortocircuitos de líneas o equipos en instalaciones fotovoltaicas. Poder de corte de 30 kA.			
	u	Fusible	1.00	54.00	54.00
	h	Oficial 1º Electricista	0.20	19.10	3.82
	u	Portafusible	1.00	23.39	23.39
	%	Coste Directo Complementario	2.00	57.82	1.16
	Total				82.37

Tabla 18: Unidad de obra 3 capítulo 3. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.3	u	Disyuntor NSX250 250A. Interruptor automático de caja moldeado o disyuntor de 250A y 800V de corriente alterna de funcionamiento, con 3 polos , 50 kA de corte y protección diferencial de 30 mA 3 A. Incluye instalación			
	u	Interruptor automático	1.00	5019.79	5019.79
	h	Oficial 1º Electricista	0.20	19.10	3.82
	%	Coste Directo Complementario	2.00	5023.61	100.47
	Total				5124.08

Tabla 19: Unidad de obra 4 capítulo 3. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.4	u	Electrodo de toma a tierra. Pica vertical de cobre desnudo de 2.5 m de longitud, Profundidad de 0.8 m y 14mm de diámetro. Incluye instalación			
	u	Electrodo 2.5m	2.50	9.18	22.95
	h	Oficial 1º Electricista	0.50	19.10	9.55
	h	Ayudante electricista	0.50	17.21	8.61
	%	Coste Directo Complementario	2.00	41.11	0.82
	Total				41.93

Capítulo 4: Obra civil

Tabla 20: Unidad de obra 1 capítulo 4. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.1	u	Arqueta 57x57x125 cm. Arqueta de 57x57x125 cm, con paredes de 15 cm de espesor de hormigón HM-20/P/20/I >=200 kg/m3 de cemento apto para clase de exposición I y solera de ladrillo perforado de 290x140x100 mm para revestir de categoría I según la norma UNE-EN-771-1, sobre lecho de arena. Sin excavación incluida.			
	h	Oficial 1a de obra pública	1.25	18.48	23.10
	h	Peón	1.25	16.35	20.44
	t	Arena 0-3,5 mm	0.03	17.00	0.48
	u	Molde metálico para encofrado de arqueta 57x57x125 cm	1.01	1.49	1.50
	u	Ladrillo perforado	18.00	0.18	3.24
	m3	Hormigón HM-20/P/20/I	0.65	59.55	38.65
	%	Coste Directo Complementario	2.00	87.40	1.75
	Total				89.15

Tabla 21: Unidad de obra 2 capítulo 4. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.2	u	Hornacina. Instalación de hornacina ya montada de dimensiones 2000x1000x800 mm cuyo coste de fabricación y materiales viene ya incluido en el precio del producto, para albergar el inversor en la fachada de la nave sobre una base de hormigón HNE-20/B/20/IIa de 1000x800x100 mm.			
	h	Oficial 1a obra pública	1.00	18.48	18.48
	h	Peón Construcción	1.00	16.35	16.35
	u	Hornacina	1.00	353.36	353.36
	m3	Excavación de hueco con medios metálicos	0.08	8.21	0.66
	m3	Relleno de hueco con HNE-20/B/20/IIa desde camión	0.08	71.27	5.70
	%	Coste Directo Complementario	2.00	394.55	7.89
	Total				402.44

Tabla 22: Unidad de obra 3 capítulo 4. Fuente: Propia.

Número	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.3	m	Zanja 60x125 cm. Zanja de dimensiones 60 cm de ancho y 125 cm de profundidad para la instalación de los cables que van desde el inversor hasta el transformador. Incluye la excavación, el transporte, relleno y compactación de la zanja.			
	h	Oficial 1a obra pública	1.00	18.48	18.48
	h	Peón Construcción	1.00	16.35	16.35
	m3	Transporte de tierras a instalación de gestión de residuos	0.11	4.05	0.45
	m3	Excavación de zanja con medios metálicos	0.75	6.87	5.15
	m3	Relleno y compactación de la zanja con tierras propias	0.70	5.39	3.77
	m3	Relleno de zanja con hormigón HNE-20/B/20 desde camión	0.06	71.27	4.28
	%	Coste Directo Complementario	2.00	48.48	0.97
	Total				49.45

ANEXO D: VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

Ahorro anual

Gracias a la instalación de los módulos fotovoltaicos, cada mes la empresa se ahorra una gran cantidad de dinero. En la tabla 24 se muestran los costes de las facturas de la empresa cada mes del año 2019, el consumo de energía en kWh y el coste del término de energía con y sin IVA.

Con la ecuación (1) se conoce que la producción de los módulos es de 871,88 kWh/año, y sabiendo que en cubierta se dispone de 265 módulos, la producción mensual de la instalación solar se puede apreciar en la tabla 47:

Tabla 23: Producción mensual de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia.

	Producción de la instalación (kWh)
Enero	15651.47
Febrero	15216.70
Marzo	19675.81
Abril	20054.84
Mayo	22373.57
Junio	23120.47
Julio	24536.24
Agosto	23566.38
Septiembre	19932.21
Octubre	17802.99
Noviembre	14703.91
Diciembre	14414.06

Una vez conocida la producción mes a mes de la instalación, lo que produce cada mes se le descontará al coste del término de energía con IVA ya que dejará de consumir esa cantidad y no pagará por ella, si en algún mes se produce un exceso, el exceso se vendrá a 0,05€/kWh.

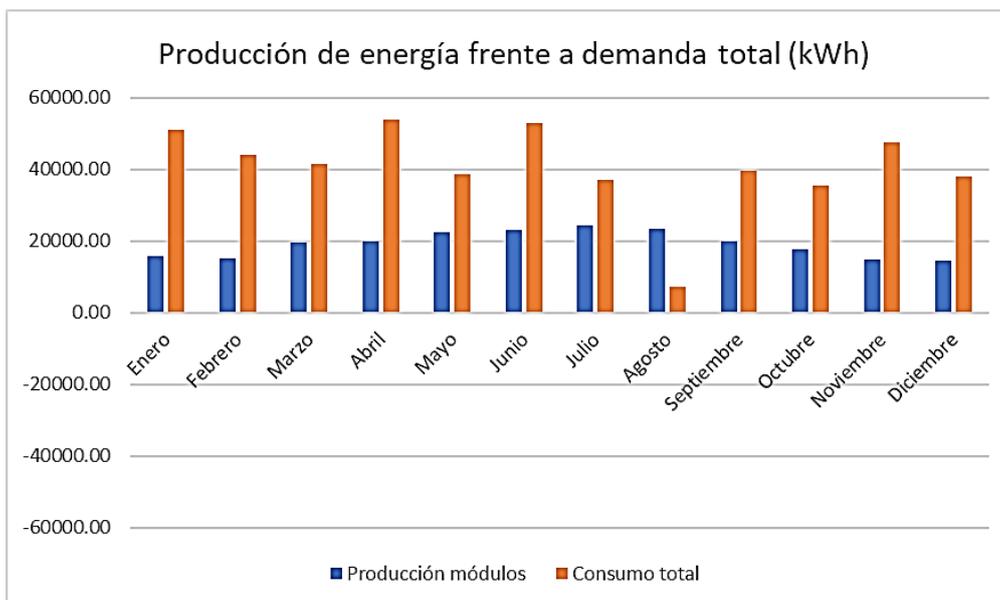


Figura 5: Producción de la instalación frente al consumo de la empresa. Fuente: Propia.

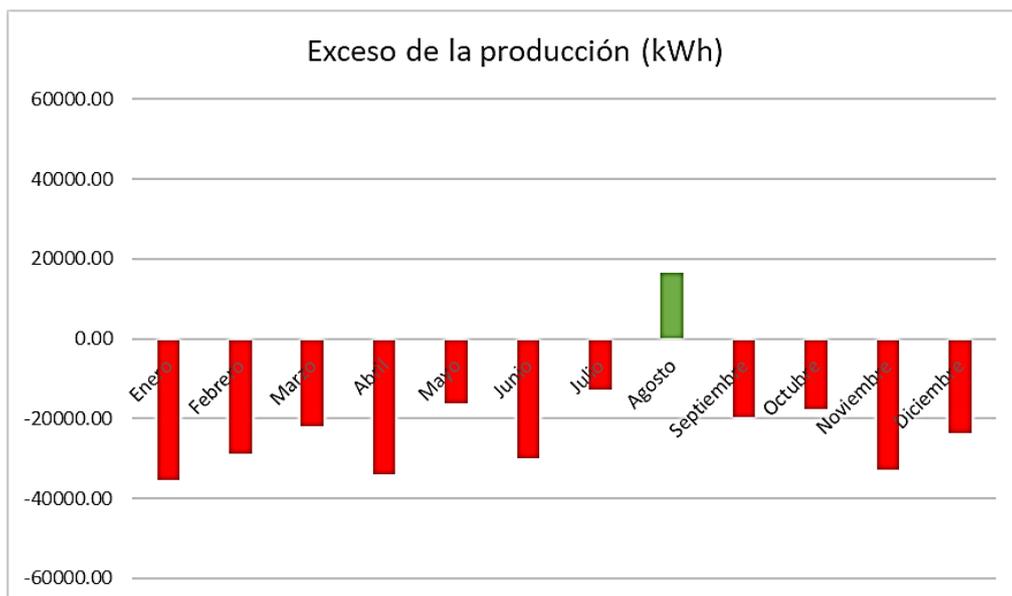


Figura 6: Exceso mes a mes de la instalación. Fuente: Propia

La empresa necesitará estar conectada a red ya que la instalación no cubre toda la demanda de esta. El único mes donde hay excesos es en agosto, por lo tanto, ese mes se ahorran todo el término de energía de la factura y el exceso se venderá a un precio de 0,05€/kWh. El ahorro mes a mes se refleja en la tabla 48:

Tabla 24: Producción de la instalación, excesos, porcentaje cubierto de la demanda e ingresos generados. Fuente: Propia.

	Producción de la instalación (kWh)	Demanda total (kWh)	Exceso (kWh)	Porcentaje cubierto (%)	Ingresos generados (€)
Enero	15651.47	51045.00	-35393.53	30.66	1710.68
Febrero	15216.70	44049.00	-28832.30	34.54	1671.85
Marzo	19675.81	41577.00	-21901.19	47.32	2191.79
Abril	20054.84	54075.00	-34020.16	37.09	2284.50
Mayo	22373.57	38588.00	-16214.43	57.98	2545.31
Junio	23120.47	53073.00	-29952.53	43.56	2624.97
Julio	24536.24	37237.00	-12700.76	65.89	2774.34
Agosto	23566.38	7075.00	16491.38	100.00	1600.66
Septiembre	19932.21	39681.00	-19748.79	50.23	2253.02
Octubre	17802.99	35419.00	-17616.01	50.26	2018.34
Noviembre	14703.91	47589.00	-32885.09	30.90	1626.07
Diciembre	14414.06	37931.00	-23516.94	38.00	1586.10

El ahorro anual es de 24.887,64€.

Casos de financiación

Para cada caso se va a realizar un estudio con el que se calculará los ingresos esperados durante los 25 años que durará el proyecto. A partir de esos ingresos se determinará si el caso es rentable o no mediante el VAN y el TIR. Para calcular el VAN y el TIR se debe de conocer los flujos de caja de cada año:

$$FC_{\text{año}} = \frac{\text{Ingreso}}{(1+d)^{\text{año}}} \quad (28)$$

Siendo:

- $FC_{\text{año}}$: Flujo de caja de cada año en €.

-**Ingreso**: Ingreso o ahorro anual que obtiene la empresa en €.

-**d**: Tasa de descuento, se considerará del 4%.

-**año**: Año al que se refiere el flujo de caja.

El VAN es uno de los métodos más usados en el análisis de inversiones. Consiste en sumar todos los flujos de caja durante el periodo que dura el proyecto y restarle el desembolso inicial para realizarlo. Si el valor es positivo significa que el proyecto es rentable, cuanto mayor sea ese valor más rentable será, lo mismo pasa si el valor es negativo, que el proyecto no sería rentable. Para calcular el VAN se emplea la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{\text{año}=1}^{\text{año}=25} \frac{\text{Ingreso}}{(1+d)^{\text{año}}} \quad (29)$$

Siendo:

- I_0 : Desembolso inicial que realiza la empresa en €.

El TIR se calcula igualando la fórmula del VAN a 0 y despejando la tasa de descuento, ya que el TIR representa la tasa de descuento a partir de la cual el proyecto dejaría de ser rentable. Es decir, si el TIR es inferior a la tasa de descuento entonces el proyecto no es rentable. Se calcula de la siguiente manera:

$$VAN = -I_0 + \sum_{\text{año}=1}^{\text{año}=25} \frac{\text{Ingreso}}{(1+d)^{\text{año}}} = 0 \quad (29)$$

Otro parámetro importante en la viabilidad es saber en a partir de qué año se empezaría a obtener beneficios del proyecto, lo que se llama como periodo de retorno, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$PR = T + \frac{I_0 - FC_s}{FC_{T+1}} \quad (30)$$

Siendo:

-**T**: Año anterior del que se recupera la inversión (VAN pasa a ser positivo).

-**FC_s**: Suma de todos los flujos de caja hasta el año T (incluido) en €.

-**FC_{T+1}**: Flujo de caja del año siguiente del año T en €.

- Caso 1: Se financia todo mediante un préstamo bancario a 25 años al 4%

La empresa aporta un capital inicial de 60.000,00€ por lo si se resta esa cantidad al presupuesto final se deberá de financiar 143.495,28€ con un interés del 4% a 25 años, por lo que la cuota anual a pagar por el préstamo es de 9.089,04€.

Tabla 25: Costes, ingresos y ahorro del caso 1. Fuente: Propia.

Año	Costes mantenimiento (€)	Ahorro término de energía (€)	Cuota anual préstamo (€)	Ahorro anual (€)
0	0	0	0	0
1	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
2	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
3	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
4	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
5	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
6	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
7	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
8	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
9	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
10	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
11	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
12	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
13	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
14	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
15	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
16	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
17	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
18	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
19	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
20	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
21	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
22	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
23	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
24	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55
25	3184.05	24887.64	9089.04	12614.55

La tabla muestra los ingresos producidos por la instalación (ahorro término de energía), los costes de mantenimiento y las cuotas anuales del préstamo. Operando esas cantidades se obtiene el ahorro de cada año, que ascendería a 12.614,55€.

A partir de los ahorros anuales se puede calcular los flujos de caja para cada año, el VAN, el TIR y el periodo de retorno del proyecto.

Tabla 26: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.

Periodo	Ingresos (€)	Flujo de caja (€)	Balance (€)
0	-203495.28	-203495.28	-203495.28
1	12614.55	12129.37	-191365.91
2	12614.55	11662.86	-179703.06
3	12614.55	11214.29	-168488.77
4	12614.55	10782.97	-157705.80
5	12614.55	10368.24	-147337.57
6	12614.55	9969.46	-137368.11
7	12614.55	9586.02	-127782.09
8	12614.55	9217.33	-118564.76
9	12614.55	8862.81	-109701.95
10	12614.55	8521.94	-101180.02
11	12614.55	8194.17	-92985.85
12	12614.55	7879.01	-85106.84
13	12614.55	7575.97	-77530.87
14	12614.55	7284.59	-70246.28
15	12614.55	7004.41	-63241.87
16	12614.55	6735.01	-56506.86
17	12614.55	6475.97	-50030.89
18	12614.55	6226.89	-43804.00
19	12614.55	5987.40	-37816.60
20	12614.55	5757.11	-32059.49
21	12614.55	5535.69	-26523.80
22	12614.55	5322.78	-21201.02
23	12614.55	5118.05	-16082.97
24	12614.55	4921.21	-11161.77
25	12614.55	4731.93	-6429.84

El ingreso en el periodo 0 hace referencia a la inversión inicial que deberá de hacer la empresa. Los flujos de caja se calculan mediante la Ecuación (28). El VAN del caso 1, a partir de la Ecuación (29) es de -6.429,84€ por lo que el proyecto no sería rentable y no se recuperaría la inversión. Además, el TIR es del 4% por lo que también es un indicativo de que no sería rentable realizar el proyecto con esta financiación.

- Caso 2: Se recibe la ayuda del IVACE y el resto se financia al 4% con un préstamo al banco.

En este caso, se solicita la ayuda del Instituto Valenciano de Competencia Empresarial (IVACE), la cual supondría la financiación de todos los equipos que forman la instalación fotovoltaica (módulos, inversor, concentradores). Lo máximo que se podría recibir de ayuda serían 96.520,43€, pero se van a considerar dos opciones: una opción donde se reciba el 100% de la ayuda y otra donde solo se reciba el 50% para ser más realistas.

En el caso de que se reciba el 100% de la ayuda, se recibiría 96.520,43€ de la ayuda y la empresa aporta un capital inicial de 60.000,00€, por lo que la cantidad que hay que financiar a través del banco es de 46.874,86€ con un interés del 4% a 25 años, por lo que la cuota anual a pagar por este préstamo sería de 2.969,94€.

Tabla 27: Costes, ingresos y ahorros del caso 2 y 100% de la ayuda. Fuente: Propia.

Año	Costes mantenimiento (€)	Ahorro término de energía (€)	Cuota anual préstamo (€)	Ahorro anual (€)
0	0	0	0	0
1	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
2	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
3	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
4	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
5	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
6	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
7	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
8	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
9	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
10	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
11	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
12	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
13	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
14	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
15	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
16	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
17	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
18	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
19	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
20	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
21	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
22	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
23	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
24	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55
25	3184.05	24887.64	2969.04	18734.55

El ahorro anual de este caso, tras restarle a los ingresos los costes de mantenimiento y la cuota anual del préstamo, sería de 18.734,55€. A partir de los ahorros anuales se puede calcular los flujos de caja para cada año, el VAN, el TIR y el periodo de retorno del proyecto.

Tabla 28: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.

Periodo	Ingresos (€)	Flujo de caja (€)	Balance (€)
0	-106874.86	-106874.86	-106874.86
1	18734.55	18013.99	-88860.87
2	18734.55	17321.14	-71539.73
3	18734.55	16654.94	-54884.79
4	18734.55	16014.37	-38870.42
5	18734.55	15398.43	-23471.99
6	18734.55	14806.18	-8665.80
7	18734.55	14236.72	5570.91
8	18734.55	13689.15	19260.06
9	18734.55	13162.64	32422.71
10	18734.55	12656.39	45079.09
11	18734.55	12169.60	57248.70
12	18734.55	11701.54	68950.24
13	18734.55	11251.48	80201.72
14	18734.55	10818.73	91020.46
15	18734.55	10402.63	101423.09
16	18734.55	10002.53	111425.61
17	18734.55	9617.81	121043.43
18	18734.55	9247.90	130291.33
19	18734.55	8892.21	139183.54
20	18734.55	8550.20	147733.74
21	18734.55	8221.35	155955.09
22	18734.55	7905.14	163860.23
23	18734.55	7601.10	171461.33
24	18734.55	7308.75	178770.08
25	18734.55	7027.64	185797.72

El ingreso en el periodo 0 hace referencia a la inversión inicial que deberá de hacer la empresa. Los flujos de caja se calculan mediante la Ecuación (28). El VAN del caso 2 recibiendo el 100% de la ayuda, a partir de la Ecuación (29), es de 185.797,72€ por lo que la inversión sería rentable. El TIR de la inversión es del 17%, otro indicativo de que sería rentable realizar la inversión. Para conocer el tiempo en que se recuperaría la inversión, habría que emplear la Ecuación (30):

$$PR = T + \frac{I_0 - FC_s}{FC_{T+1}} = 6 + \frac{8665,80}{14236,72} = 6,61 \text{ años} \quad (30)$$

En el caso de que solo se reciba el 50% de la ayuda, se recibiría 57.972,26€ de la ayuda y la empresa aporta un capital inicial de 60.000,00€, por lo que la cantidad que hay que financiar a través del banco es de 85.523,03€ con un interés del 4% a 25 años, por lo que la cuota anual a pagar por este préstamo sería de 5.417,04€.

Tabla 29: Costes, ingresos y ahorros del caso 2 y 50% de la ayuda. Fuente: Propia.

Año	Costes mantenimiento (€)	Ahorro término de energía (€)	Cuota anual préstamo (€)	Ahorro anual (€)
0	0	0	0	0
1	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
2	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
3	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
4	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
5	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
6	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
7	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
8	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
9	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
10	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
11	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
12	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
13	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
14	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
15	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
16	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
17	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
18	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
19	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
20	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
21	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
22	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
23	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
24	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55
25	3184.05	24887.64	5417.04	16286.55

El ahorro anual de este caso, tras restarle a los ingresos los costes de mantenimiento y la cuota anual del préstamo, sería de 16.286,55€. A partir de los ahorros anuales se puede calcular los flujos de caja para cada año, el VAN, el TIR y el periodo de retorno del proyecto.

Tabla 30: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.

Periodo	Ingresos (€)	Flujo de caja (€)	Balance (€)
0	-145523.03	-145523.03	-145523.03
1	16286.55	15660.14	-129862.89
2	16286.55	15057.83	-114805.06
3	16286.55	14478.68	-100326.38
4	16286.55	13921.81	-86404.57
5	16286.55	13386.35	-73018.22
6	16286.55	12871.49	-60146.72
7	16286.55	12376.44	-47770.29
8	16286.55	11900.42	-35869.87
9	16286.55	11442.71	-24427.16
10	16286.55	11002.61	-13424.55
11	16286.55	10579.43	-2845.12
12	16286.55	10172.53	7327.41
13	16286.55	9781.28	17108.69
14	16286.55	9405.07	26513.76
15	16286.55	9043.34	35557.10
16	16286.55	8695.52	44252.62
17	16286.55	8361.08	52613.70
18	16286.55	8039.50	60653.20
19	16286.55	7730.29	68383.48
20	16286.55	7432.97	75816.45
21	16286.55	7147.08	82963.53
22	16286.55	6872.20	89835.73
23	16286.55	6607.88	96443.61
24	16286.55	6353.73	102797.34
25	16286.55	6109.36	108906.70

El ingreso en el periodo 0 hace referencia a la inversión inicial que deberá de hacer la empresa. Los flujos de caja se calculan mediante la Ecuación (28). El VAN del caso 2 recibiendo el 50% de la ayuda, a partir de la Ecuación (29), es de 108.906,70€ por lo que la inversión sería rentable. El TIR de la inversión es del 10%, otro indicativo de que sería rentable realizar la inversión. Para conocer el tiempo en que se recuperaría la inversión, habría que emplear la Ecuación (30):

$$PR = T + \frac{I_0 - FCs}{FC_{T+1}} = 11 + \frac{2845,12}{10171,53} = 11,28 \text{ años (30)}$$

- Caso 3: Financiar todo con el préstamo del IVF a 6 años al 0,71%

Se financia el proyecto mediante la ayuda del Instituto Valenciano de Finanzas (IVF), que consiste en un préstamo a 6 años con un interés del 0,71%. La empresa aporta un capital inicial de 60.000,00€ por lo que el capital a financiar al 0,71% es de 143.495,28€, la cuota anual a pagar durante los 6 años es de 24.436,08€. Pagar esta cuota supondría tener un ahorro anual negativo los primeros 6 años, lo cual debería de ser aportado por la empresa. Ante esta situación se decide pedir un préstamo al banco de 27.000,00€ a 25 años al 4%, para poder pagar el préstamo del IVF y pagar la cuota anual del nuevo préstamo, que ascendería a 1.710,24€.

Tabla 31: Costes, ingresos y ahorros del caso 3. Fuente: Propia.

Año	Costes mantenimiento (€)	Ahorro término de energía (€)	Cuota anual préstamo (€)	Ahorro anual (€)	Aporte préstamo banco (€)	Cuota anual préstamo banco (€)	Ahorro anual (€)
0	0	0	0	0	0	0	0.00
1	3184.05	24887.64	24436.08	-2732.49	27000	1710.24	22557.27
2	3184.05	24887.64	24436.08	-2732.49	0	1710.24	-4442.73
3	3184.05	24887.64	24436.08	-2732.49	0	1710.24	-4442.73
4	3184.05	24887.64	24436.08	-2732.49	0	1710.24	-4442.73
5	3184.05	24887.64	24436.08	-2732.49	0	1710.24	-4442.73
6	3184.05	24887.64	24436.08	-2732.49	0	1710.24	-4442.73
7	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
8	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
9	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
10	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
11	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
12	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
13	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
14	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
15	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
16	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
17	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
18	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
19	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
20	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
21	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
22	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
23	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
24	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35
25	3184.05	24887.64	0.00	21703.59	0	1710.24	19993.35

El ahorro anual de este caso, tras restarle a los ingresos los costes de mantenimiento y la cuota anual del préstamo, sería positivo el primer año, pero ese dinero deberá de servir para poder pagar los ahorros negativos de los siguientes 5 años, después del año 6, el ahorro anual será de 19.993,35€. A partir de los ahorros anuales se puede calcular los flujos de caja para cada año, el VAN, el TIR y el periodo de retorno del proyecto.

Tabla 32: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.

Periodo	Ingresos (€)	Flujo de caja (€)	Balance (€)
0	-230495.28	-230495.28	-230495.28
1	22557.27	21689.68	-208805.61
2	-4442.73	-4107.56	-212913.16
3	-4442.73	-3949.57	-216862.74
4	-4442.73	-3797.67	-220660.40
5	-4442.73	-3651.60	-224312.01
6	-4442.73	-3511.16	-227823.17
7	19993.35	15193.30	-212629.87
8	19993.35	14608.94	-198020.92
9	19993.35	14047.06	-183973.86
10	19993.35	13506.79	-170467.08
11	19993.35	12987.30	-157479.78
12	19993.35	12487.78	-144991.99
13	19993.35	12007.49	-132984.51
14	19993.35	11545.66	-121438.85
15	19993.35	11101.60	-110337.25
16	19993.35	10674.61	-99662.64
17	19993.35	10264.05	-89398.59
18	19993.35	9869.28	-79529.32
19	19993.35	9489.69	-70039.63
20	19993.35	9124.70	-60914.92
21	19993.35	8773.75	-52141.17
22	19993.35	8436.30	-43704.87
23	19993.35	8111.83	-35593.04
24	19993.35	7799.83	-27793.21
25	19993.35	7499.84	-20293.37

El ingreso en el periodo 0 hace referencia a la inversión inicial que deberá de hacer la empresa. Los flujos de caja se calculan mediante la Ecuación (28). El VAN del caso 3, a partir de la Ecuación (29) es de -20.293,37€ por lo que el proyecto no sería rentable y no se recuperaría la inversión. Además, el TIR es del 3% por lo que también es un indicativo de que no sería rentable realizar el proyecto con esta financiación.

En el anterior caso cabe destacar porque el VAN es menor que el primero caso, cuando en el caso 1 se solicita la misma cantidad y además a un interés mayor, lo que provoca que se deba de pagar más dinero, esto se debe a que en el caso 1 se recibe mucho más dinero los primeros 6 años que el caso 3, y ese dinero tiene un valor mayor actualmente que el dinero que se recibe en los años posteriores debido a la tasa de descuento.

- Caso 4: Se recibe la ayuda del IVACE y el resto se financia al 0,71% con el préstamo del IVF.

En este caso, se solicita la ayuda del Instituto Valenciano de Competencia Empresarial (IVACE), la cual supondría la financiación de todos los equipos que forman la instalación fotovoltaica (módulos, inversor, concentradores), y el préstamo del Instituto Valenciano de Finanzas (€). Lo máximo que se podría recibir de ayuda serían 96.520,43€, pero se van a considerar dos opciones: una opción donde se reciba el 100% de la ayuda y otra donde solo se reciba el 50% para ser más realistas.

En el caso de que se reciba el 100% de la ayuda, se recibiría 96.520,43€ de la ayuda y la empresa aporta un capital inicial de 60.000,00€, por lo que la cantidad que hay que financiar a través del banco es de 46.874,86€ con un interés del 0,71% a 6 años, por lo que la cuota anual a pagar por este préstamo sería de 7.982,40€.

Tabla 33: Costes, ingresos y ahorros del caso 4 y 100% de la ayuda. Fuente: Propia.

Año	Costes mantenimiento (€)	Ahorro término de energía (€)	Cuota anual préstamo (€)	Ahorro anual (€)
0	0	0	0	0
1	3184.05	24887.64	7982.40	13721.19
2	3184.05	24887.64	7982.40	13721.19
3	3184.05	24887.64	7982.40	13721.19
4	3184.05	24887.64	7982.40	13721.19
5	3184.05	24887.64	7982.40	13721.19
6	3184.05	24887.64	7982.40	13721.19
7	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
8	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
9	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
10	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
11	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
12	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
13	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
14	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
15	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
16	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
17	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
18	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
19	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
20	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
21	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
22	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
23	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
24	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
25	3184.05	24887.64	0.00	21703.59

El ahorro anual de este caso, tras restarle a los ingresos los costes de mantenimiento y la cuota anual del préstamo, sería de 13.721,19€ los 6 primeros años y de 21.703,59€ los siguientes años. A partir de los ahorros anuales se puede calcular los flujos de caja para cada año, el VAN, el TIR y el periodo de retorno del proyecto.

Tabla 34: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.

Periodo	Ingresos (€)	Flujo de caja (€)	Balance (€)
0	-106874.86	-106874.86	-106874.86
1	13721.19	13193.45	-93681.41
2	13721.19	12686.01	-80995.40
3	13721.19	12198.08	-68797.32
4	13721.19	11728.93	-57068.39
5	13721.19	11277.81	-45790.57
6	13721.19	10844.05	-34946.52
7	21703.59	16492.94	-18453.58
8	21703.59	15858.60	-2594.98
9	21703.59	15248.65	12653.67
10	21703.59	14662.17	27315.83
11	21703.59	14098.24	41414.07
12	21703.59	13556.00	54970.07
13	21703.59	13034.61	68004.68
14	21703.59	12533.28	80537.96
15	21703.59	12051.23	92589.19
16	21703.59	11587.72	104176.91
17	21703.59	11142.04	115318.95
18	21703.59	10713.50	126032.45
19	21703.59	10301.44	136333.89
20	21703.59	9905.23	146239.13
21	21703.59	9524.26	155763.39
22	21703.59	9157.95	164921.34
23	21703.59	8805.72	173727.05
24	21703.59	8467.03	182194.09
25	21703.59	8141.38	190335.47

El ingreso en el periodo 0 hace referencia a la inversión inicial que deberá de hacer la empresa. Los flujos de caja se calculan mediante la Ecuación (28). El VAN del caso 3 recibiendo el 100% de la ayuda, a partir de la Ecuación (29), es de 190.335,47€ por lo que la inversión sería rentable. El TIR de la inversión es del 15%, otro indicativo de que sería rentable realizar la inversión. Para conocer el tiempo en que se recuperaría la inversión, habría que emplear la Ecuación (30):

$$PR = T + \frac{I_0 - FC_s}{FC_{T+1}} = 6 + \frac{8665,80}{14236,72} = 8,17 \text{ años (30)}$$

En el caso de que solo se reciba el 50% de la ayuda, se recibiría 57.972,26€ de la ayuda y la empresa aporta un capital inicial de 60.000,00€, por lo que la cantidad que hay que financiar a través del banco es de 85.523,03€ con un interés del 0,71% a 6 años, por lo que la cuota anual a pagar por este préstamo sería de 14.563,80€.

Tabla 35: Costes, ingresos y ahorros del caso 4 y 50% de la ayuda. Fuente: Propia.

Año	Costes mantenimiento (€)	Ahorro término de energía (€)	Cuota anual préstamo (€)	Ahorro anual (€)
0	0	0	0	0
1	3184.05	24887.64	14563.80	7139.79
2	3184.05	24887.64	14563.80	7139.79
3	3184.05	24887.64	14563.80	7139.79
4	3184.05	24887.64	14563.80	7139.79
5	3184.05	24887.64	14563.80	7139.79
6	3184.05	24887.64	14563.80	7139.79
7	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
8	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
9	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
10	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
11	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
12	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
13	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
14	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
15	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
16	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
17	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
18	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
19	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
20	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
21	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
22	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
23	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
24	3184.05	24887.64	0.00	21703.59
25	3184.05	24887.64	0.00	21703.59

El ahorro anual de este caso, tras restarle a los ingresos los costes de mantenimiento y la cuota anual del préstamo, sería de 7.139,79€ los primeros 6 años y de 21.703,59€ los siguientes años. A partir de los ahorros anuales se puede calcular los flujos de caja para cada año, el VAN, el TIR y el periodo de retorno del proyecto.

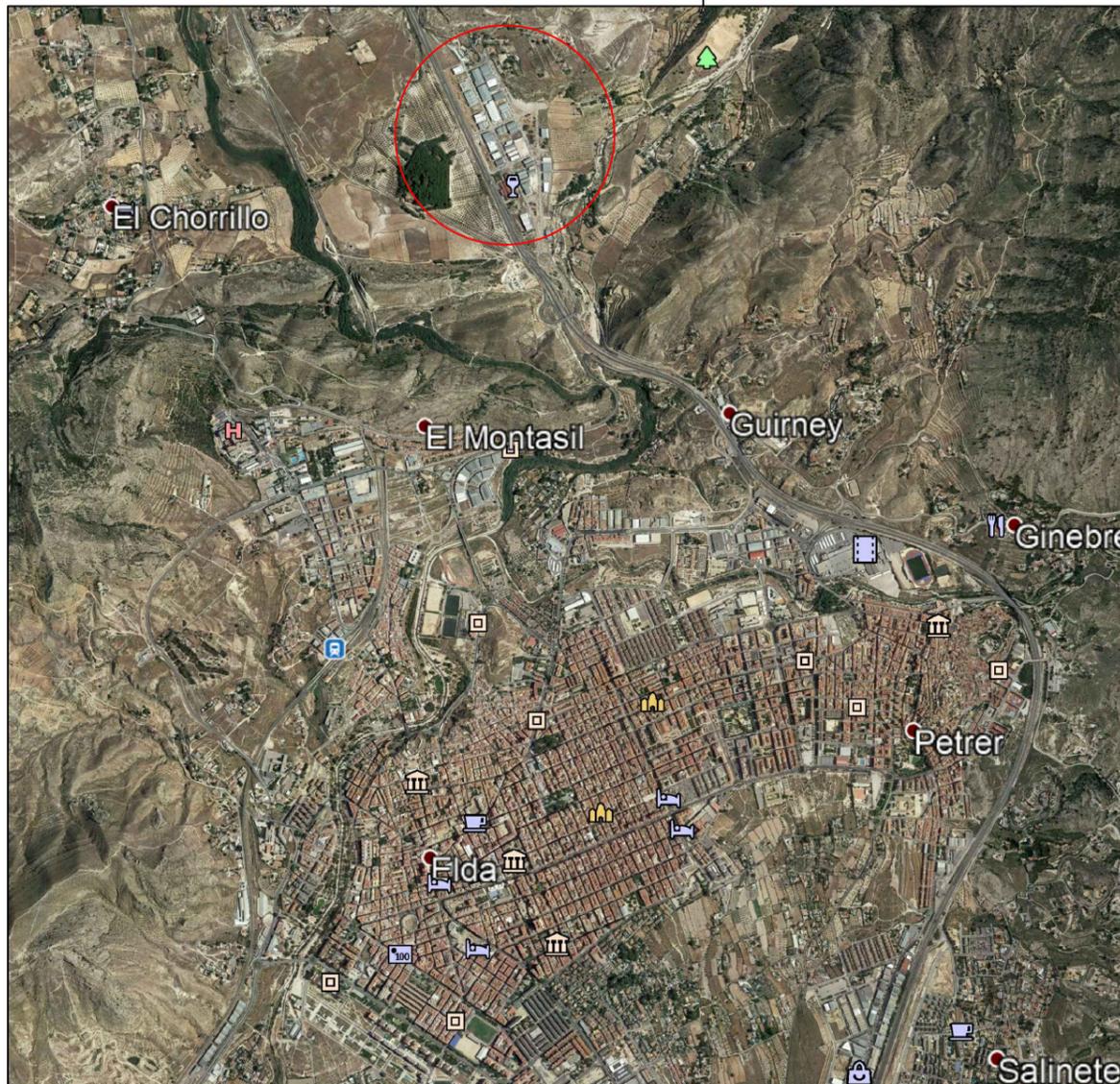
Tabla 36: Flujos de caja y balance de la inversión. Fuente: Propia.

Periodo	Ingresos (€)	Flujo de caja (€)	Balance (€)
0	-145523.03	-145523.03	-145523.03
1	7139.79	6865.18	-138657.85
2	7139.79	6601.13	-132056.72
3	7139.79	6347.24	-125709.47
4	7139.79	6103.12	-119606.35
5	7139.79	5868.38	-113737.97
6	7139.79	5642.68	-108095.29
7	21703.59	16492.94	-91602.35
8	21703.59	15858.60	-75743.75
9	21703.59	15248.65	-60495.10
10	21703.59	14662.17	-45832.94
11	21703.59	14098.24	-31734.70
12	21703.59	13556.00	-18178.70
13	21703.59	13034.61	-5144.09
14	21703.59	12533.28	7389.19
15	21703.59	12051.23	19440.42
16	21703.59	11587.72	31028.14
17	21703.59	11142.04	42170.18
18	21703.59	10713.50	52883.68
19	21703.59	10301.44	63185.12
20	21703.59	9905.23	73090.36
21	21703.59	9524.26	82614.62
22	21703.59	9157.95	91772.56
23	21703.59	8805.72	100578.28
24	21703.59	8467.03	109045.32
25	21703.59	8141.38	117186.70

El ingreso en el periodo 0 hace referencia a la inversión inicial que deberá de hacer la empresa. Los flujos de caja se calculan mediante la Ecuación (28). El VAN del caso 4 recibiendo el 50% de la ayuda, a partir de la Ecuación (29), es de 117.186,70€ por lo que la inversión sería rentable. El TIR de la inversión es del 9%, otro indicativo de que sería rentable realizar la inversión. Para conocer el tiempo en que se recuperaría la inversión, habría que emplear la Ecuación (30):

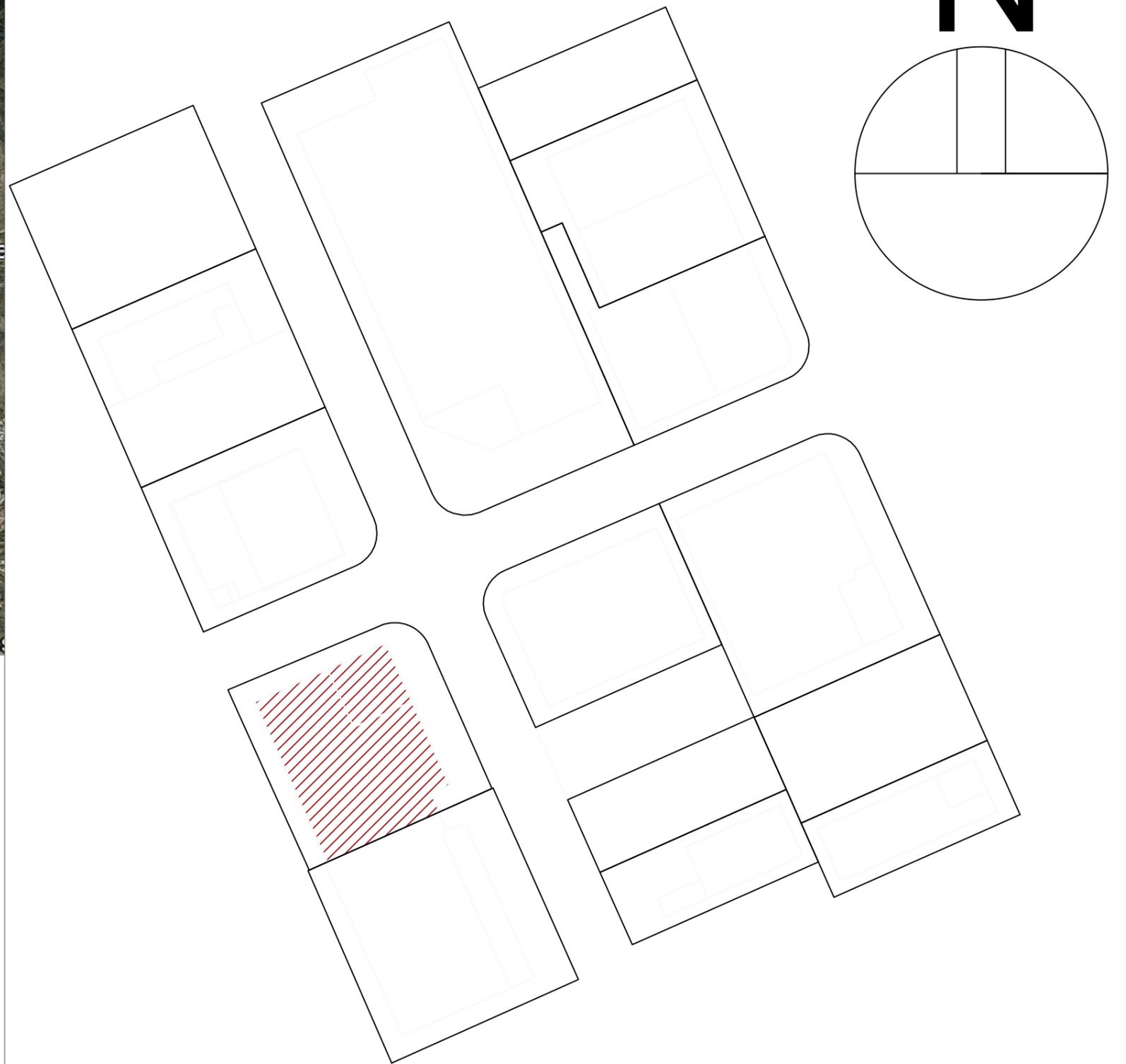
$$PR = T + \frac{I_0 - FC_s}{FC_{T+1}} = 11 + \frac{2845,12}{10171,53} = 13,41 \text{ años} \quad (30)$$

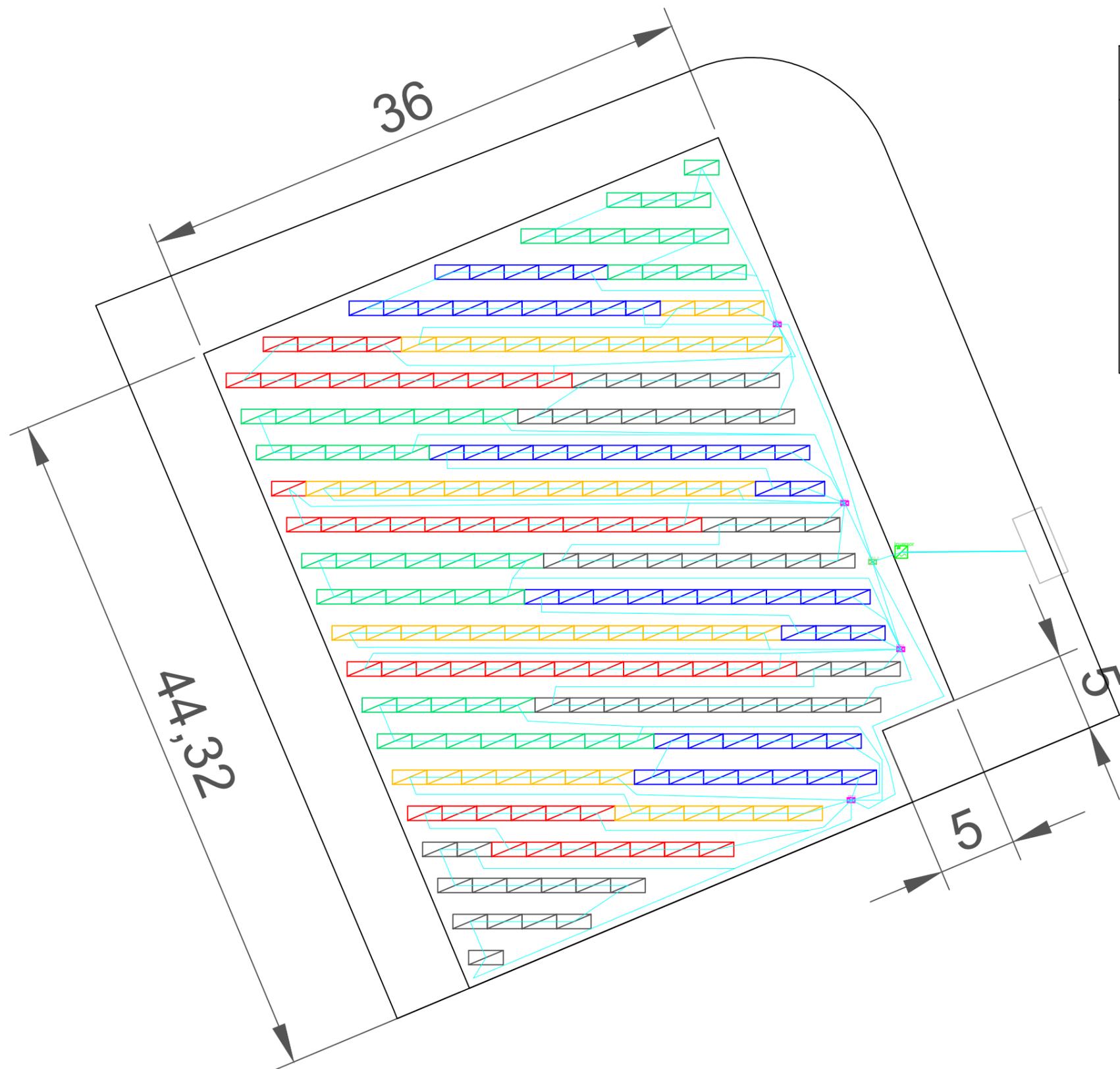
PLANOS



Situación general Escala 1:25.000

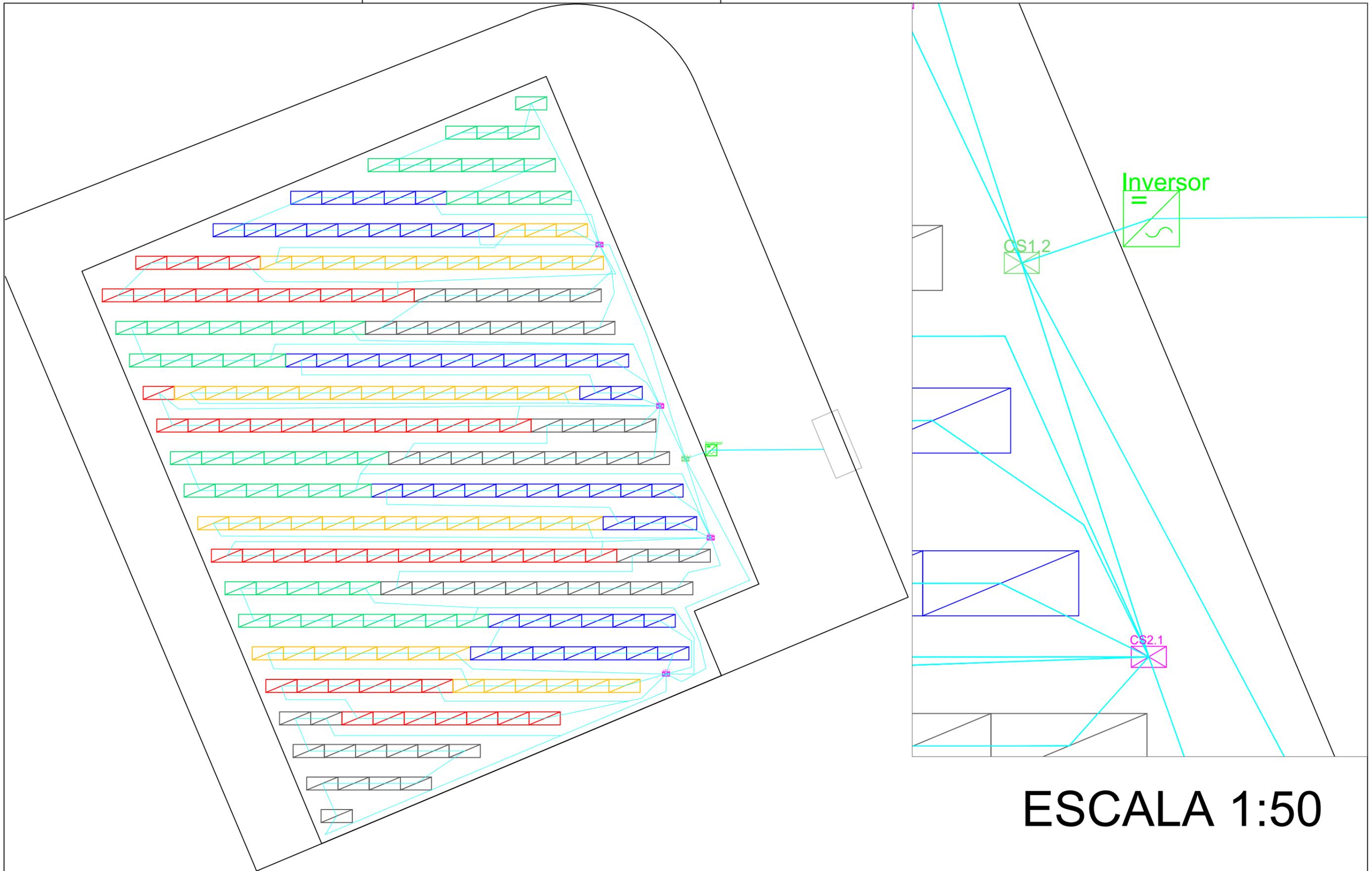
Creaciones Stuart S.W
 Carrer Primer de Maig nº15
 Latitud: 38.506335°
 Longitud: -0.792294
 Ref. catastral:
 2644101XH9624S0001FS





LEYENDA	
	CONCENTRADOR
	INVERSOR
	C.T Y ACOMETIDA A RED

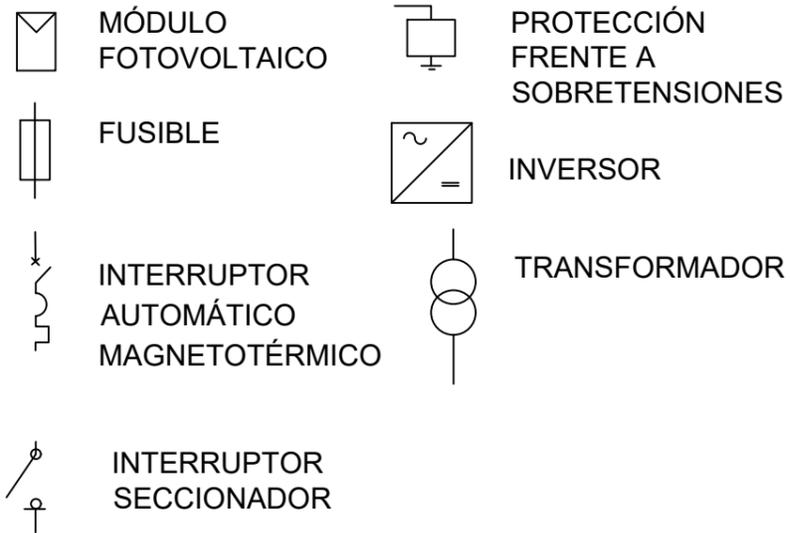
Las cotas están realizadas en metros



ESCALA 1:50

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA	Proyecto: Diseño de una instalación fotovoltaica de 142 kW para el consumo de una empresa situada en Petrer (Alicante)	Plano: Distribución de los concentradores, inversor y cableado de la instalación	Fecha: Junio 2021	Nº Plano: 3
		Autor: Raúl Martínez Mira	Escala: 1:250	

LEYENDA



PROTECCIONES

CONCENTRADOR PRIMER NIVEL:

- FUSIBLE DE 20A
- PROTECCIÓN FRENTE A SOBRETENSIONES CLASE 2 HASTA 1000 Vdc
- INTERRUPTOR SECCIONADOR DE 1000V Y 100A

CONCENTRADOR SEGUNDO NIVEL:

- FUSIBLE DE 100A
- PROTECCIÓN FRENTE A SOBRETENSIONES CLASE 2 HASTA 4500 Vdc
- INTERRUPTOR SECCIONADOR DE 1500V Y 315A

INVERSOR

- SECCIONADOR EN LA ENTRADA
- INTERRUPTOR AUTOMÁTICO MAGNETOTÉRMICO DE CAJA MOLDEADA EN LA SALIDA

