



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIA

# ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA CUBRIR LA DEMANDA DE UNA NAVE DE CONSTRUCCIÓN DE COMPONENTES NAVALES EN PALMA DE MALLORCA

AUTOR: LUIS CABOT SANCHO

TUTOR: JOSÉ FELIPE VIILLANUEVA LÓPEZ

Selección NOMBRE DEL COTUTOR

Curso Académico: 2020-21

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi familia por su apoyo incondicional, a José Felipe Villanueva López por orientarme a lo largo de la realización de este TFG, al equipo docente por los conocimientos y los valores que me han inculcado. También agradecer a BARCO PROYECTOS NÁUTICOS S.L. por facilitarme los datos necesarios.

## RESUMEN

El siguiente Trabajo de Fin de Grado (TFG) trata sobre el estudio de viabilidad de una instalación de placas fotovoltaicas para el autoconsumo de una nave industrial. Dicha nave está ubicada en el polígono industrial de Can Valero, Palma de Mallorca.

Previo a los cálculos para el dimensionado de la instalación, se hará un recorrido por la historia de las energías renovables y su situación actual a nivel mundial y nacional. Además, se explicarán los principios de la tecnología que hay detrás de los paneles fotovoltaicos y la legislación existente sobre este tipo de instalaciones.

Para la realización del estudio se analizará la radiación solar que recibe y el consumo energético resultante de la actividad que se realiza en el interior de la nave. Con todos estos datos se diseñará la instalación fotovoltaica, que estará ubicada en la cubierta de la misma.

Finalmente, se realizará un presupuesto con el fin de dirimir la viabilidad o inviabilidad del proyecto, así como un balance energético para determinar el porcentaje de energía eléctrica consumida que ha sido generada por las placas fotovoltaicas y conocer el ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub>.

Este TFG surge por el interés en una tecnología que, junto con la energía eólica, se está erigiendo como una de las opciones más fiables de cara al cambio que se está llevando en el sector energético, la transición de los combustibles fósiles a las fuentes renovables.

## **ABSTRACT**

The following Bachelor's Thesis (TFG) deals with the feasibility study of a photovoltaic installation for self-consumption in an industrial unit. This industrial unit is located in the industrial estate Can Valero, Palma de Mallorca.

Prior to the calculations for the sizing of the installation, there will be a tour through the history of renewable energies and their current situation at global and national level. In addition, the principles of the technology behind photovoltaic panels and the existing legislation on this type of installation will be explained.

To carry out the study, the solar radiation it receives and the energy consumption resulting from the activity carried out inside the building will be analyzed. With all these data, the photovoltaic installation will be designed, which will be located on its roof.

Finally, a budget will be executed in order to determine the viability or unfeasibility of the project, as well as an energy balance to determine the percentage of electrical energy consumed that has been generated by the photovoltaic panels and to know the savings in CO2 emissions.

This TFG arises from the interest in a technology that, together with wind power, is emerging as one of the most reliable options in the face of the change that is taking place in the energy sector, the transition from fossil fuels to renewable sources.

## RESUM

En el següent Treball Final de Grau (TFG) tracta sobre l'estudi de viabilitat d'una instal·lació de plaques fotovoltaïques per a l'autoconsum d'una nau industrial. Aquesta nau està ubicada al polígon industrial de Can Valero, Palma de Mallorca.

Previ al càlculs per al dimensionament de la instal·lació, es farà un recorregut per la història de les energies renovables i la seva situació actual a nivell mundial i nacional. A més, s'explicaran els principis de la tecnologia que hi ha darrera els panells fotovoltaïcs i la legislació existent sobre aquest tipus d'instal·lacions.

Per a la realització de l'estudi s'analitzarà la radiació solar que rep i el consum energètic resultant de l'activitat que es realitza dins la nau. Amb totes aquestes dades es dissenyarà la instal·lació fotovoltaïca, que estarà ubicada a la coberta de la mateixa.

Finalment, es realitzarà un pressupost amb la finalitat de dirimir la viabilitat o inviabilitat del projecte, així com un balanç energètic per determinar el percentatge d'energia elèctrica consumida que ha estat generada per les plaques y conèixer l'estalvi en emissions de CO<sub>2</sub>.

Aquest TFG sorgeix per l'interès en una tecnologia que, junt amb l'energia eòlica, s'està erigint com una de les opcions més fiables de cara al canvi que s'està produint en el sector energètic, la transició del combustibles fòssils a les fonts renovables.

# ÍNDICE

## DOCUMENTOS DEL TFG

- Memoria
- Presupuesto
- Anexos
- Planos

## ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN .....	16
2. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA .....	17
2.1. Historia de las energías renovables .....	17
2.1.1. Orígenes .....	17
2.1.2. Energías alternativas .....	17
2.2. Historia de la Energía Solar .....	18
2.2.1. Energía solar pasiva .....	18
2.2.2. Energía solar térmica .....	19
2.2.3. Energía solar fotovoltaica .....	20
2.3. Situación global .....	20
2.3.1. Cambio de tendencia .....	21
2.3.2. Objetivos de Desarrollo Sostenible .....	21
2.3.3. Perspectiva energía fotovoltaica .....	22
2.4. Situación Nacional .....	23
2.4.1. Análisis sector energético español .....	23
2.4.2. Fотовoltaica en España .....	25
3. LEGISLACIÓN .....	27
3.1. Normativa Europea .....	27
3.1.1. Plan Verde Europeo .....	27
3.2. Normativa Española .....	28

3.2.1. Real Decreto del Autoconsumo .....	28
3.3. Normativa Autonómica .....	30
<b>4. TECNOLOGÍA .....</b>	<b>32</b>
4.1. La Radiación Solar .....	32
4.2. Célula Solar .....	33
4.2.1. Materiales .....	33
4.2.2. Generación corriente eléctrica .....	33
4.3. Variación de la energía producida .....	34
4.3.1. Efecto de la irradiancia .....	34
4.3.2. Efecto de la temperatura .....	35
4.3.3. Efecto del sombreado .....	36
4.4. Retos .....	36
4.4.1. Mejora de la eficiencia .....	36
4.4.2. Menor impacto visual .....	37
<b>5. EMPRESA .....</b>	<b>38</b>
5.1. Actividad .....	38
5.2. Ubicación .....	38
5.3. Consumo energético .....	39
5.3.1. Importe factura eléctrica .....	40
5.4. Superficie disponible .....	41
<b>6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>42</b>
6.1. Elementos de la instalación .....	42
6.1.1. Paneles fotovoltaicos .....	42
6.1.2. Inversores .....	44
6.1.3. Cableados .....	45
6.1.4. Concentradores de strings .....	47
6.2. Alternativas .....	48
6.3. Radiación solar en la zona .....	49
6.4. Propuesta 1: Cubrir la demanda .....	54
6.4.1. Cálculo teórico y estimación .....	54
6.4.2. Simulación con RetScreen .....	58
6.5. Propuesta 2: Cubrir la potencia contratada .....	60

6.5.1. Cálculo teórico y estimación .....	60
6.5.2. Simulación con RetScreen .....	62
6.6. Propuesta 3: Ocupar todo el espacio disponible .....	64
6.6.1. Cálculo teórico y estimación .....	64
6.6.2. Simulación con RetScreen .....	67
6.7. Resumen de las propuestas .....	69
6.8. Condiciones contractuales .....	70
<b>7. SELECCIÓN PROPUESTA .....</b>	<b>71</b>
7.1. Estudio viabilidad económica .....	71
7.2. Elección propuesta .....	73
<b>8. DISEÑO INSTALACIÓN FINAL .....</b>	<b>74</b>
8.1. Separación entre módulos .....	74
8.2. Dimensionado del cableado .....	75
8.3. Diseño de la puesta a tierra .....	75
<b>9. CONCLUSIÓN .....</b>	<b>77</b>
<b>10. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>78</b>

## **ÍNDICE DEL PRESUPUESTO**

1. INTRODUCCIÓN .....	81
2. PRESUPUESTO .....	81
2.1. Unidades de obra .....	81
2.2. Presupuesto de ejecución material .....	83
2.3. Presupuesto final .....	83

## **ÍNDICE DE ANEXOS**

ANEXO I: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA .....	85
ANEXO II: PRESUPUESTOS ESTIMADOS .....	86
ANEXO III: TABLAS ESTUDIO VIABILIDAD ECONÓMICA .....	91

## ÍNDICE FIGURAS DE LA MEMORIA

Figura 1: Representación de los buques del Antiguo Egipto. Fuente: todoababor.es .....	17
Figura 2: Evolución anual precio medio barril de crudo fijado por la OPEP. Fuente: statista.com .....	18
Figura 3: Ejemplo de vivienda bioclimática. Fuente: ovacen.com .....	19
Figura 4: Planta solar termoeléctrica PS20. Fuente: diariodesevilla.es .....	19
Figura 5: Evolución de consumo de energía y porcentajes. Fuente: Statistical Review of World Energy 2020, BP. ....	21
Figura 6: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Naciones Unidas. ....	22
Figura 7: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada y acumulada. Fuente: IRENA. ....	22
Figura 8: Evolución del coste de la producción de energía fotovoltaica. Fuente: IRENA. ...	23
Figura 9: Dependencia energética en España. Fuente: Appa. ....	24
Figura 10: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular, año 2020. Fuente: REE. ....	24
Figura 11: Evolución de la generación eléctrica peninsular renovable y no renovable. Fuente: REE. ....	25
Figura 12: Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional 2003-2019. Fuente: REE. ....	26
Figura 13: <i>Potencia solar fotovoltaica de cada CC.AA. sobre la potencia fotovoltaica nacional (%)</i> . Fuente: REE. ....	26
Figura 14: <i>Plan Verde Europeo</i> . Fuente: Comisión Europea. ....	27
Figura 15: <i>Distribución de la irradiación global en España</i> . Fuente: PVGIS. ....	32
Figura 16: <i>Tipos de células solares fotovoltaicas</i> . Fuente: Apuntes Tec. Energética. ....	33
Figura 17: <i>Funcionamiento de una célula fotovoltaica</i> . Fuente: Libro Fotovoltaica ABB. ...	34
Figura 18: <i>Variación de la energía producida según la irradiancia</i> . Fuente: Libro Fotovoltaica ABB. ....	34
Figura 19: <i>Disminución de la tensión según la temperatura</i> . Fuente: energías-renovables.com .....	35

Figura 20: <i>Ejemplo instalación para evitar sombreado.</i> Fuente: Libro Fotovoltaica ABB. ...	36
Figura 21: <i>Localización de la empresa.</i> Fuente: propia. ....	39
Figura 22: <i>Evolución del consumo energético en un año.</i> Fuente: propia. ....	39
Figura 23: <i>Evolución del importe energético en un año.</i> Fuente: propia. ....	40
Figura 24: <i>Dimensión y orientación de las cubiertas.</i> Fuente: propia. ....	41
Figura 25: <i>Irradiación global horizontal anual incidente en Mallorca.</i> Fuente: Global Solar Atlas. ....	49
Figura 26: <i>Irradiación mensual en la ubicación a estudiar en 2016.</i> Fuente: PVGIS. ....	50
Figura 27: <i>Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración óptima Propuesta 1.</i> Fuente: Excel – PVGIS. ....	57
Figura 28: <i>Distribución mensual de la generación y consumo de energía, configuración coplanaria Propuesta 1.</i> Fuente: Excel – PVGIS. ....	58
Figura 29: <i>Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración óptima Propuesta 2.</i> Fuente: Excel - PVGIS. ....	62
Figura 30: <i>Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración coplanaria Propuesta 2.</i> Fuente: Excel - PVGIS. ....	62
Figura 31: <i>Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración óptima Propuesta 3.</i> Fuente: Excel - PVGIS. ....	67
Figura 32: <i>Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración óptima Propuesta 3.</i> Fuente: Excel – PVGIS. ....	67
Figura 33: <i>Parámetros cálculo separación módulos.</i> Fuente: TFG Julián Rivero. ....	74
Figura 34: <i>Esquema instalación con un solo inversor.</i> Fuente: Cuaderno Fotovoltaica ABB. ....	75

## ÍNDICE TABLAS DE LA MEMORIA

Tabla 1: <i>Paneles solares más eficientes 2021.</i> Fuente: SOLARNUB. ....	43
Tabla 2: <i>Comparativa características paneles solares.</i> Fuente: Fichas técnicas (Anexo I). ....	44

Tabla 3: <i>Comparativa características inversores solares</i> . Fuente: Fichas técnicas (Anexo I). .....	45
Tabla 4: <i>Características concentradores de strings</i> . Fuente: Fichas técnicas (Anexo I). .....	48
Tabla 5: <i>Energía e irradiación de instalación fotovoltaica genérica, optimizando inclinación y dirección</i> . Fuente: PVGIS. ....	51
Tabla 6: <i>Energía e irradiación de instalación fotovoltaica genérica, coplanaria a la Cubierta 1</i> . Fuente: PVGIS. ....	52
Tabla 7: <i>Energía e irradiación de instalación fotovoltaica genérica, coplanaria a la Cubierta 2</i> . Fuente: PVGIS. ....	53
Tabla 8: <i>Resumen características configuraciones propuestas</i> . Fuente: propia. ....	54
Tabla 9: <i>Resumen configuración Propuesta 1</i> . Fuente: propia. ....	56
Tablas 10 y 11: <i>Estimación PVGIS para configuración óptima (A) y coplanaria (B), Propuesta 1</i> . Fuente: PVGIS. ....	57
Tabla 12: <i>Cálculo energía anual, configuración óptima Propuesta 1</i> . Fuente: RetScreen. .	59
Tabla 13: <i>Cálculo energía anual, configuración coplanaria Propuesta 1</i> . Fuente: RetScreen. .....	59
Tabla 14: <i>Resumen configuración Propuesta 2</i> . Fuente: Propia. ....	60
Tablas 15 y 16: <i>Estimación PVGIS para configuración óptima (A) y coplanaria (B), Propuesta 2</i> . Fuente: PVGIS. ....	61
Tabla 17: <i>Cálculo energía anual, configuración óptima Propuesta 2</i> . Fuente: RetScreen. .	63
Tabla 18: <i>Cálculo energía anual, configuración coplanaria Propuesta 2</i> . Fuente: RetScreen. .....	63
Tabla 19: <i>Resumen Propuesta 3</i> . Fuente: Propia. ....	65
Tabla 20: <i>Estimación PVGIS para configuración óptima, Propuesta 3</i> . Fuente: PVGIS. ....	66
Tabla 21 y 22: <i>Estimación PVGIS configuración con paneles coplanarios, Cubierta 1 (A) y Cubierta 2 (B), Propuesta 3</i> . Fuente: PVGIS. ....	66
Tabla 23: <i>Cálculo energía anual, configuración óptima Propuesta 3</i> . Fuente: RetScreen. .	68
Tabla 24: <i>Cálculo energía anual, configuración coplanaria, Cubierta 1 - Propuesta 3</i> . Fuente: RetScreen. ....	68

Tabla 25: <i>Cálculo energía anual, configuración coplanaria, Cubierta 2 - Propuesta 3.</i> Fuente: RetScreen. ....	69
Tabla 26: <i>Resumen de las propuestas presentadas.</i> Fuente: Propia. ....	69
Tablas 27: <i>Resumen estudio viabilidad económica.</i> Fuente: Propia. ....	73

## ÍNDICE TABLAS DEL PRESUPUESTO

Tabla P.1: Cuadro de precios descompuestos, módulo fotovoltaico con estructura para conf. óptima. Fuente: propia y CYPE. ....	81
Tabla P.2: <i>Cuadro de precios descompuesto, inversor solar 10kW.</i> Fuente: propia y CYPE. ....	81
Tabla P.3: <i>Cuadro de precios descompuestos, pica de 3,2 m.</i> Fuente: propia y CYPE. ....	82
Tabla P.4: <i>Cuadro de precios descompuestos, cable 2,5 mm2.</i> Fuente: propia y CYPE. ....	82
Tabla P.5: <i>Cuadro de precios descompuestos, cable puesta a tierra 2,5 mm2.</i> Fuente: propia y CYPE. ....	82
Tabla P.6: <i>Presupuesto de ejecución material.</i> Fuente: propia. ....	83
Tabla P.7: <i>Presupuesto final.</i> Fuente: propia. ....	83

## ÍNDICE TABLAS DE LOS ANEXOS

Tabla II.1 : Tabla II.1: <i>Cuadro de precios descompuestos, módulo fotovoltaico con estructura para conf. óptima.</i> Fuente: propia y CYPE. ....	86
Tabla II.2: <i>Cuadro de precios descompuestos, módulo fotovoltaico con estructura para conf. Coplanaria.</i> Fuente: propia y CYPE. ....	86
Tabla II.3: <i>Cuadro de precios descompuesto, inversor solar 8kW.</i> Fuente: propia y CYPE. .	87
Tabla II.4: <i>Cuadro de precios descompuesto, inversor solar 10kW.</i> Fuente: propia y CYPE. ....	87
Tabla II.5: <i>Cuadro de precios descompuesto, inversor solar 30kW.</i> Fuente: propia y CYPE. ....	87
Tabla II.6: <i>Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 1 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	88
Tabla II.7: <i>Presupuesto final Propuesta 1 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	88

Tabla II.8: <i>Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 1 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	88
Tabla II.9: <i>Presupuesto final Propuesta 1 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	88
Tabla II.10: <i>Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 2 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	88
Tabla II.11: <i>Presupuesto final Propuesta 2 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	89
Tabla II.12: <i>Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 2 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	89
Tabla II.13: <i>Presupuesto final Propuesta 2 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	89
Tabla II.14: <i>Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 3 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	89
Tabla II.15: <i>Presupuesto final Propuesta 3 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	89
Tabla II.16: <i>Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 3 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	90
Tabla II.17: <i>Presupuesto final Propuesta 3 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	90
Tabla III.1: <i>Coste energético sin instalación fotovoltaica.</i> Fuente: propia. ....	91
Tabla III.2: <i>Generación y consumo Propuesta 1 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. .	91
Tabla III.3: <i>Información financiera Propuesta 1 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. .	91
Tabla III.4: <i>Análisis viabilidad económico Propuesta 1 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	92
Tabla III.5: <i>Generación y consumo Propuesta 1 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. .....	92
Tabla III.6: <i>Información financiera Propuesta 1 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. .....	92
Tabla III.7: <i>Análisis viabilidad económico Propuesta 1 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	93
Tabla III.8: <i>Generación y consumo Propuesta 2 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. .	93

Tabla III.9: <i>Información financiera Propuesta 2 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. .	93
Tabla III.10: <i>Análisis viabilidad económico Propuesta 2 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	94
Tabla III.11: <i>Generación y consumo Propuesta 2 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	94
Tabla III.12: <i>Información financiera Propuesta 2 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	94
Tabla III.13: <i>Análisis viabilidad económico Propuesta 2 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	95
Tabla III.14: <i>Generación y consumo Propuesta 3 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	95
Tabla III.15: <i>Información financiera Propuesta 3 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	95
Tabla III.16: <i>Análisis viabilidad económico Propuesta 3 – Configuración óptima.</i> Fuente: propia. ....	96
Tabla III.17: <i>Generación y consumo Propuesta 3 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	96
Tabla III.18: <i>Información financiera Propuesta 3 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	96
Tabla III.19: <i>Análisis viabilidad económico Propuesta 3 – Configuración coplanaria.</i> Fuente: propia. ....	97

# MEMORIA

## 1. INTRODUCCIÓN

La comunidad global está viviendo una gran transformación, una transformación que no ha hecho más que acelerarse debido a una pandemia global que seguimos sufriendo. Esta misma pandemia ha hecho que dejemos en segundo plano un reto mayor que tendremos que afrontar en los próximos años, el Cambio Climático, y en el que el sector energético será uno de los grandes protagonistas.

El impacto de las emisiones producidas por el uso de combustibles fósiles y el agotamiento de estos, ha provocado el interés por las energías renovables. Estados y compañías energéticas, están realizando grandes inversiones para perfeccionar e implementar estas tecnologías, siendo las más relevantes actualmente la eólica y la solar.

Durante estos años, gracias a las inversiones en I+D, se ha logrado el abaratamiento de los componentes y el aumento de su rendimiento. Es por esto que cada vez más particulares han decidido poner en funcionamiento sus propias instalaciones.

Con esto, el autor de este TFG tiene la intención, desde el nivel de un estudiante de Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, de demostrar la validez de estas tecnologías, en este caso la fotovoltaica, determinando el ahorro económico y de emisiones de CO<sub>2</sub> que implicaría su uso en un caso concreto de una nave de fabricación de componentes para barcos.

## 2. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

### 2.1. Historia de las energías renovables

#### 2.1.1. Orígenes

Intentar establecer una fecha exacta en la que el ser humano empezó a usar los recursos naturales e inagotables para transformarlos en un bien útil, sigue siendo una tarea imposible a día de hoy. Los primeros antecedentes que encontramos son las embarcaciones a vela, que haciéndose valer de la fuerza del viento, conseguían desplazarse grandes distancias. Diversos hallazgos arqueológicos ubican los orígenes de la vela en el Antiguo Egipto (Figura 1).

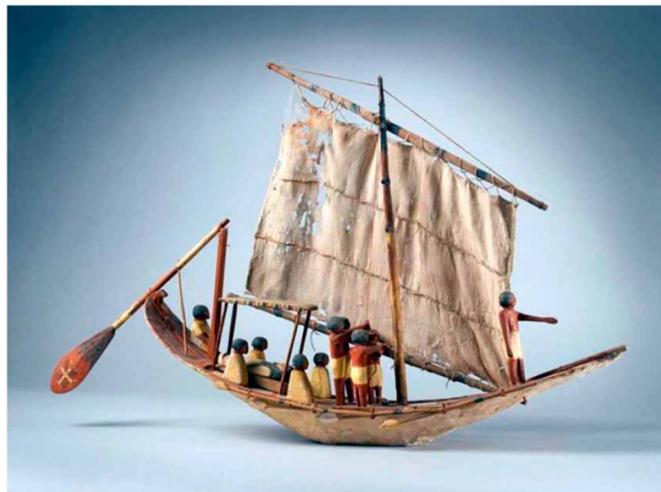


Figura 1: Representación de los primeros buques del Antiguo Egipto. Ashmolean Museum, Oxford.  
Fuente: todoababor.es

Posteriormente hubo un gran avance tecnológico en Europa con la aparición de los molinos de viento y los molinos de agua, asentando las bases de la energía hidráulica. Además, se empiezan diseñar los edificios con la intención de aprovechar al máximo las horas de luz.

El desarrollo de estas tecnologías se vio frenado en la Revolución Industrial por la aparición de los combustibles fósiles y el mejor rendimiento de los motores térmicos, que en aquella época se suponían, eran recursos ilimitados.

#### 2.1.2. Energía alternativas

En el siglo XX, se empieza a reflexionar sobre el impacto negativo del uso de los combustibles fósiles, pero no es hasta los años 70 que no se decide actuar. Como consecuencia de la guerra del Yom Kipur y del embargo de petróleo por parte de los países árabes, en 1975 la Agencia Internacional de la Energía, y muchos otros países, vieron la necesidad de buscar alternativas al petróleo, el carbón y el gas natural, y comenzó un proceso mundial de búsqueda de esas alternativas. En la Figura 2 podemos ver el impacto que tuvo la Crisis del petróleo en el precio de este a partir de ese año.



Figura 2: Evolución anual precio medio barril de crudo fijado por la OPEP. Fuente: Statista.com

En los años posteriores se populariza el término Energía Renovable, suponiendo un punto de inflexión en las energías contaminantes, frente a aquellas denominadas limpias. En un principio eran llamadas energías alternativas, por encontrarse en baja producción y en un estado muy bajo de desarrollo.

Gracias a la evolución tecnológica de los últimos años las energías renovables han dejado de ser una alternativa. A día de hoy son un proyecto viable y que apunta a un mejor futuro.

## 2.2. Historia de la Energía Solar

La energía solar como tal tiene su origen con el nacimiento del Sol, hace unos 5.000 millones de años. Desde la formación de la Tierra el Sol ha estado proporcionando luz y calor a nuestro planeta, y así seguirá hasta que se apague dentro de miles de millones de años.

No obstante, nos queremos referir a la historia del aprovechamiento por parte del ser humano de la energía solar. Gran cantidad de las civilizaciones antiguas más avanzadas, como la egipcia y la griega, ya manifestaron la importancia del Sol. Sin embargo, no es hasta el siglo XVIII que encontramos los primeros sistemas de energía con el Sol como fuente.

### 2.2.1. Energía solar pasiva

La tecnología solar pasiva consiste en el conjunto de técnicas dirigidas a aprovechar la energía directa procedente del Sol sin transformarla, para su utilización inmediata.

Se conoce que fueron los griegos los primeros en usar la energía solar pasiva de una forma consciente. Desde el año 400 a.C. los griegos ya empezaron a hacer sus casas teniendo en cuenta los rayos solares.



Figura 3: *Ejemplo de vivienda bioclimática.* Fuente: ovacen.com

Actualmente, a la aplicación de estos principios se le conoce como arquitectura bioclimática. Esta se centra en el diseño y construcción de edificios teniendo en cuenta las condiciones climatológicas del lugar, y se enfoca en el aprovechamiento de los recursos naturales (Figura 3).

### **2.2.2. Energía solar térmica**

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la radiación solar para producir calor, aprovechándose para distintas aplicaciones como: obtención de agua caliente y precalentamiento de agua de proceso, calefacción, refrigeración, climatización de piscinas y producción de electricidad.

En el año 1865 el inventor francés Augustin Mouchot creó la primera máquina que convertía la energía solar en mecánica. El mecanismo consistía en generar vapor mediante un colector solar y accionar un motor mediante su presión.

Actualmente para la obtención de electricidad a partir de la energía solar térmica, también conocida como solar termoelectrica, se sigue el mismo principio. En centrales con un gran número de colectores, el calor captado se transfiere a un fluido de trabajo que, pasando a través de una turbina, acoplada a un generador, produce electricidad. Existen tres tipos de centrales: de colectores Cilíndrico – Parabólicos, de Torre (Figura 4) y de Disco – Parabólicos.



Figura 4: *Planta solar termoelectrica PS20.* Fuente: diariodesevilla.es

### **2.2.3. Energía solar fotovoltaica**

En 1839 aparece la energía solar fotovoltaica en la historia de la energía solar. Ese año, el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico al experimentar con una pila electrolítica, con electrodos de platino, en la que observó el incremento de corriente que causaba la exposición a la luz solar.

La primera celda solar fue diseñada y construida por Charles Fritts en 1883 con una eficiencia del 1%, y que utilizaba el selenio como semiconductor con una capa delgada de oro. Su elevado costo provocó que se utilizara para otros fines. En el año 1953 se descubre la célula solar de silicio, que producía suficiente electricidad y era lo suficientemente eficiente para hacer funcionar pequeños dispositivos eléctricos.

Las células solares se utilizaron en los satélites de EEUU y la Unión Soviética lanzados a partir de finales de los 50. Sin embargo, con la aparición de los combustibles fósiles, la energía solar perdió importancia. Aunque se sigue investigando no es hasta el boom de las renovables que vuelve a recobrar cierta popularidad.

## **2.3. Situación global**

El mundo se encuentra en una difícil situación energética: por una parte, existe cada vez mayor demanda de energía y, por otra, las actuales fuentes tienen en su mayoría recursos limitados y su uso representa repercusiones ambientales indeseables. El crecimiento demográfico y económico en el mundo trae consigo que consumamos más energía, y las formas tradicionales en que la generamos, en su mayoría a través de los combustibles fósiles, nos da como resultado importantes efectos (globalmente negativos) sobre el bienestar humano. (Pinilla, 2019)

Los recursos naturales de nuestro planeta se usan a un ritmo acelerado, y si no se toman medidas al respecto, las condiciones de vida de los que vengan después que nosotros serán mucho peor a las que tenemos hoy en día. (Pinilla, 2019).

Con ese fin, en la Comisión Mundial del Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas, de la Asamblea de las Naciones Unidas, celebrada en 1987, se utilizó el término “Desarrollo sostenible”, un proceso de crecimiento económico y social que satisface las necesidades presentes y no compromete la capacidad de generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

En la Figura 5 podemos ver el aumento del consumo global en los últimos 25 años y la evolución del porcentaje de la electricidad según su origen.

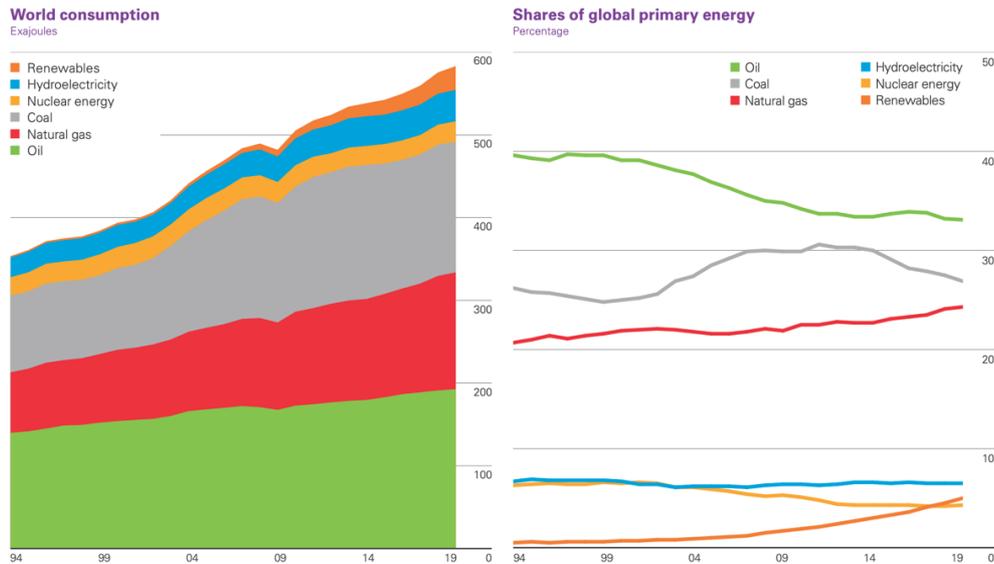


Figura 5: Evolución del consumo de energía y porcentajes.  
Fuente: Statistical Review of World Energy 2020, BP

### 2.3.1. Cambio de tendencia

A lo largo de las sucesivas Conferencias de las Partes, conocidas como COP, se han ido introduciendo nuevos elementos en la arquitectura internacional de las negociaciones sobre el cambio climático. Dichos elementos permiten afrontar retos concretos como la financiación de la mitigación y la adaptación al cambio climático o la transferencia tecnológica.

El Protocolo de Kioto supuso el primer compromiso a nivel global para poner freno a las emisiones responsables del calentamiento global y sentó las bases para futuros acuerdos internacionales sobre cambio climático. (Iberdrola, s.f.).

Los Acuerdos de París, de la COP21, y su posterior desarrollo en la COP22, de Marrakech, significan la apuesta definitiva por el desarrollo de las energías renovables, como herramienta fundamental en la lucha contra el cambio climático. Ello, unido a la propuesta de la Unión Europea de conseguir que en 2030 se alcance el 27% en el consumo de energía con energías renovables, hace que el sector renovable vea con esperanzas el futuro. La apuesta por un futuro basado en energías renovables se materializó en 2015 con la instalación de 150.000 nuevos MW renovables en todo el mundo, con un crecimiento anual del 4,8% en Europa y del 9% en el resto de países. (APPA, s.f.)

### 2.3.2. Objetivos de Desarrollo Sostenible

El 25 de septiembre de 2015, la Asamblea General de la ONU adoptó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, un plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, que también tiene la intención de fortalecer la paz universal y el acceso a la justicia. (Naciones Unidas, 2015).

En la agenda se plantean 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), Figura 6, para diferentes áreas de desarrollo social, económico y medioambiental que deben considerarse con un enfoque integrado, así como los procesos que pueden acompañarlos y fomentarlos de manera sostenible, que salvaguarde el planeta y garantice el bienestar de las personas y una distribución equitativa del desarrollo a lo largo del tiempo.



Figura 6: *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Fuente: Naciones Unidas.

### 2.3.3. *Perspectiva energía fotovoltaica*

Desde el 2000 hasta el momento presente, numerosos países, como Alemania y España en primer lugar y posteriormente Estados Unidos, Italia, China, India y Japón, comenzaron a incentivar el uso de las energías renovables en general y de la solar fotovoltaica en particular mediante el pago de primas por la electricidad producida. La Figura 7 muestra la evolución de la potencia fotovoltaica instalada y acumulada en el mundo durante el período 2010-2020.

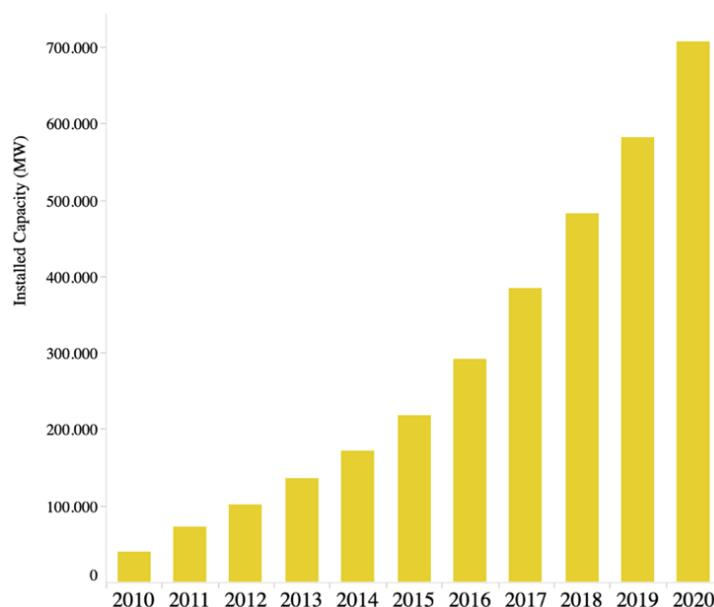


Figura 7: *Evolución de la potencia fotovoltaica instalada y acumulada*. Fuente: IRENA.

La energía fotovoltaica ha alcanzado en los últimos años la característica de tecnología global. Ya no es solo una apuesta europea, sino una realidad creciente a escala mundial, lo que permitirá continuar de forma ininterrumpida con la reducción de costes experimentada en las últimas décadas. Evolución que podemos ver en la Figura 8.

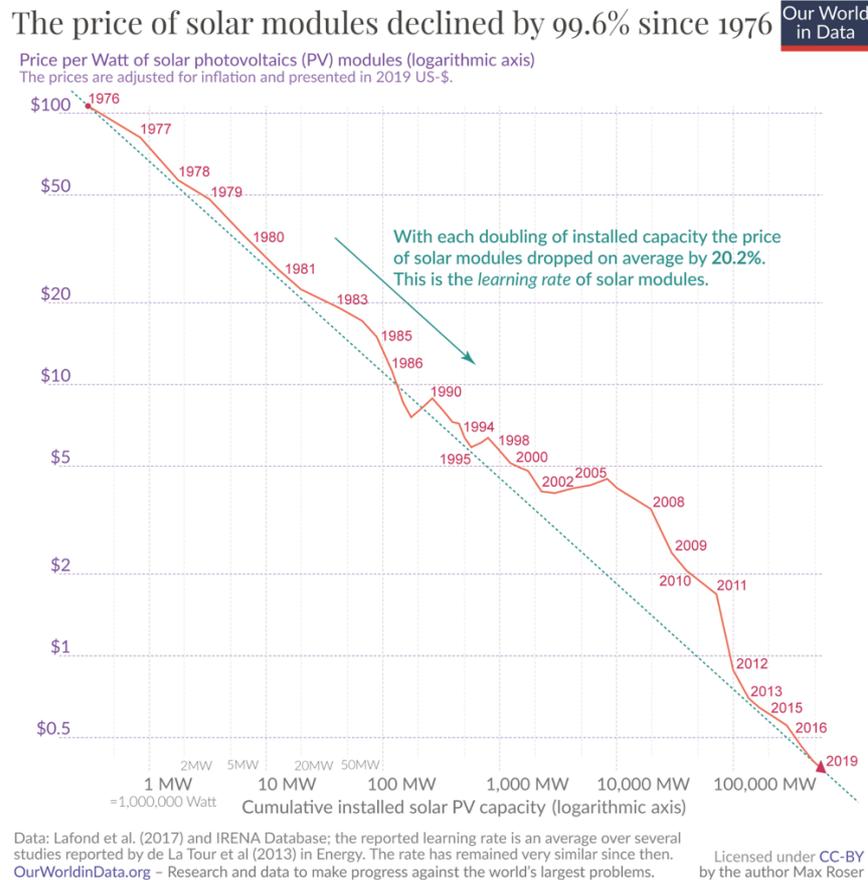


Figura 8: Evolución del coste por Watt del módulo fotovoltaico.  
Fuente: IRENA.

## 2.4. Situación Nacional

### 2.4.1. Análisis sector energético español

España siempre se ha caracterizado por su altísima dependencia energética de los combustibles fósiles, la cual registró su máximo histórico en 2008, cuando llegó a alcanzar el 81,3%. Gracias a la generación con energías renovables, la dependencia fue disminuyendo año tras año hasta los años 2012 y 2013, cuando la dependencia se redujo al 70,2%. Debido a la moratoria renovable esta disminución se interrumpió, manteniéndose en el entorno del 73% los años siguientes, a excepción de 2016. En 2017, debido a la fuerte sequía, la dependencia se disparó hasta el 73,9%, cifra que se ha moderado en 2018, año en el que la dependencia energética se situó en el 73,4% (APPA, s.f.). En la Figura 9 podemos ver la evolución de la dependencia de España, comparada con el resto de países de la Unión Europea.

Fuente: Eurostat, MITECO, CARBUNION y APPA Renovables

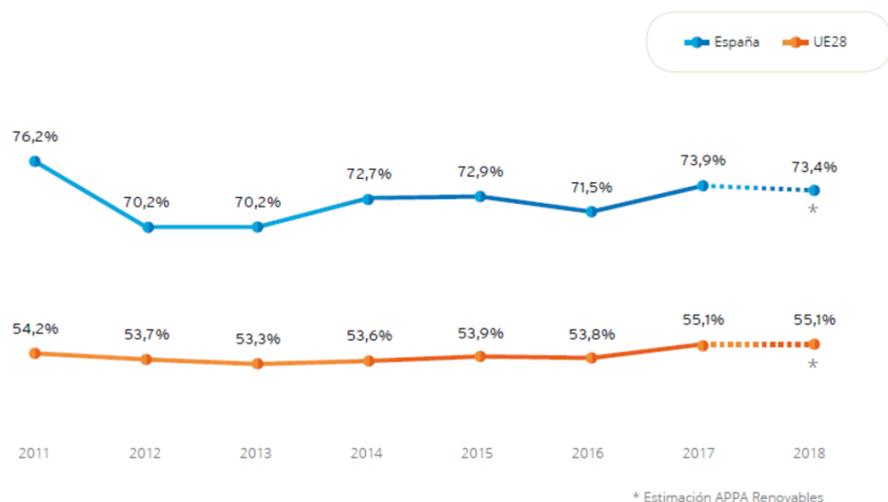


Figura 9: Dependencia energética en España. Fuente: Appa.

Con el objetivo de cumplir los compromisos derivados de los Acuerdos de la COP21 de París, celebrados a primeros de diciembre de 2015, España ha dado un paso hacia delante. A 31 de diciembre de 2019, las tecnologías renovables en su conjunto cubrieron el 37,8% de la demanda eléctrica peninsular. Al igual que en los últimos años, la energía renovable con una mayor contribución a la cobertura de la demanda nacional fue la eólica con un 20,9%, seguida de la hidráulica con un 9,7%, la solar fotovoltaica con un 3,5% y la solar termoeléctrica con el 2%. La biomasa, el biogás, la hidroeléctrica y las energías marinas, agrupadas dentro de “otras renovables”, aportaron el 1,7%.

En 2020, el incremento de la cobertura de la demanda de energía eléctrica por parte de las energías renovables aun ha sido mayor, alcanzando el 44,8%. Siendo líder la energía eólica, con un 22,2%, y seguida de la hidráulica y la fotovoltaica, situándose en cotas del 12,6% y 6,1% respectivamente.



Figura 10: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular, año 2020. Fuente: REE, Avance del Informe del sistema eléctrico español 2020.

En relación a la generación eléctrica. Las energías renovables han aumentado su cuota en el conjunto de la generación eléctrica peninsular, pasando del 38,9 % en 2019 hasta alcanzar el récord histórico del 45,5 % en 2020. Por tecnologías, destacan la eólica con un 22,5 % de la producción eléctrica total, seguidas de la hidráulica y la solar fotovoltaica con un 12,8 % y un 6,2 %, respectivamente. Durante el año 2020 se han batido varios máximos de generación eólica y fotovoltaica. (REE, 2021).

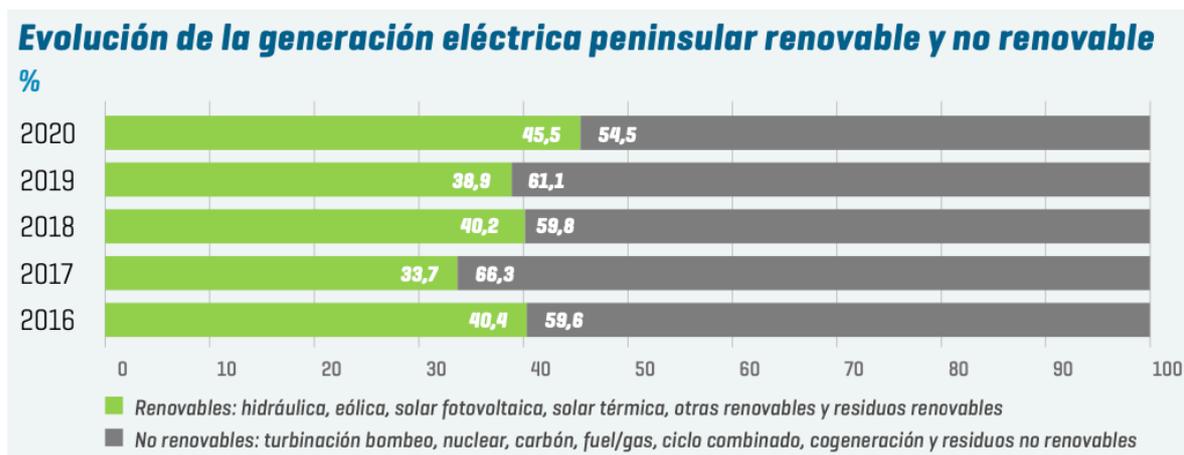


Figura 11: Evolución de la generación eléctrica peninsular y renovable y no renovable.

Fuente: REE, Avance del Informe del sistema eléctrico español 2020.

#### 2.4.2. Fotovoltaica en España

España es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de Sol, por ello y gracias a una legislación favorable, se situó inicialmente entre uno de los primeros países a nivel mundial en investigación, desarrollo y aprovechamiento de la energía solar. España fue en 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2.706 MW instalados en solo un año. Sin embargo, regulaciones legislativas posteriores frenaron la implantación de esta tecnología.

Después de cinco años en los que el crecimiento de potencia solar fotovoltaica se había estabilizado, con incrementos que apenas superaban el 0,5%, en el 2019, alcanzamos la cifra histórica de casi 9.000 MW instalados, lo que supone un incremento respecto al año 2018 de casi un 90%. El incremento de 4.201 MW nuevos instalados es el más elevado de la historia, superando a la cifra récord de los 2.733 MW nuevos de potencia del año 2008, que han permanecido apenas invariables desde 2013 hasta 2019. (REE, 2019).

En 2020 la potencia solar fotovoltaica instalada alcanzó los 11.259 MW (REE, 2020).

### Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional

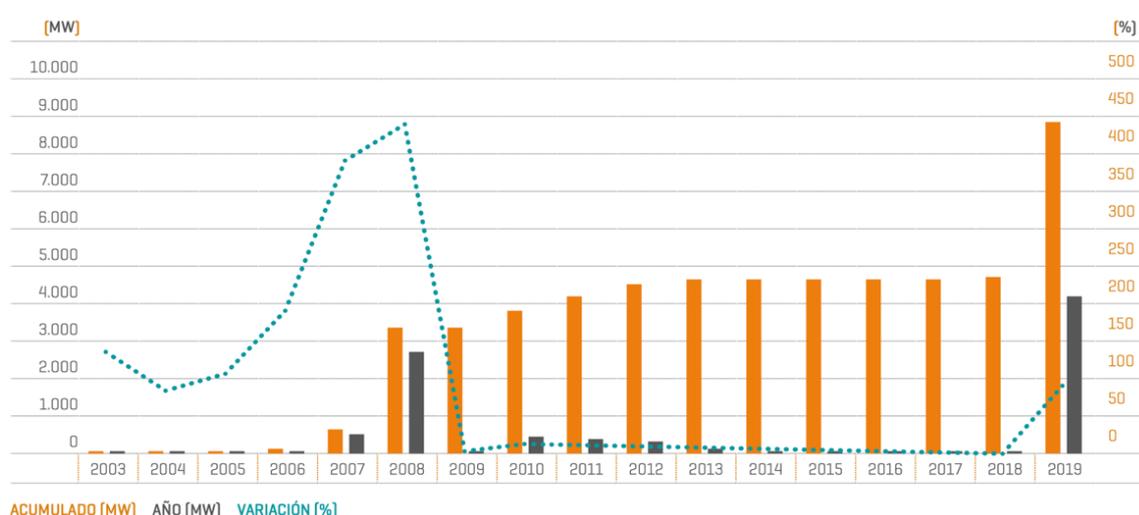
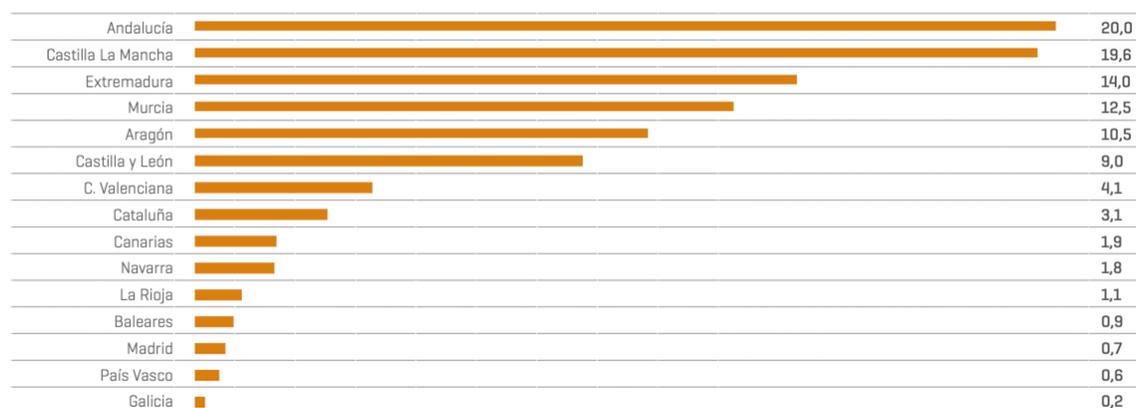


Figura 12: Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional 2003-2019.  
Fuente: REE, Las Energía Renovables en el sistema eléctrico español 2019.

A nivel de Comunidades Autónomas, Andalucía es la región con más potencia solar fotovoltaica instalada con más de un 20% de toda la potencia nacional, seguida de muy de cerca por Castilla-La Mancha y algo más lejos Extremadura y Murcia. Solo estas cuatro comunidades suman el 66% de la potencia fotovoltaica instalada en España. Por el contrario, destacan las comunidades de la cornisa cantábrica, todas ellas por debajo del 0,6% respecto al conjunto nacional. (REE, 2019).

### Potencia solar fotovoltaica de cada comunidad autónoma sobre la potencia fotovoltaica nacional (%)



No se incluye Cantabria, Asturias y Melilla ya que su participación en esta tecnología es muy pequeña y no se aprecia a efectos del gráfico.

Figura 13: Potencia solar fotovoltaica de cada CC.AA. sobre la potencia fotovoltaica nacional (%).  
Fuente: REE, Las Energía Renovables en el sistema eléctrico español 2019.

### 3. LEGISLACIÓN

El sector energético es intensivo en inversiones y se mueve en el largo plazo. Estas particularidades necesitan de una regulación estable, predecible y duradera. Sin embargo, los últimos años se han caracterizado por los cambios regulatorios y la inseguridad jurídica. (APPA, s.f.).

#### 3.1. Normativa Europea

La legislación europea relativa a la promoción de las energías renovables ha evolucionado notablemente en los últimos años. Los líderes de la Unión establecieron en 2009 el objetivo de una cuota del 20 % de energías renovables en el consumo de energía total de la Unión a más tardar en 2020, y en 2018 se acordó que este objetivo fuera del 32 % para 2030. El futuro marco de actuación para el periodo posterior a 2030 está en proceso de debate. (Parlamento Europeo, 2020).

##### 3.1.1. Plan Verde Europeo

La Unión Europea aspira a ser climáticamente neutra en 2050, asumiendo el liderazgo mundial en la reducción de emisiones netas de CO2. Para ello en 2019 se elaboró el Pacto Verde Europeo, un plan de acción para impulsar un uso eficiente de los recursos mediante el paso a una economía limpia y circular, y restaurar la biodiversidad y reducir la contaminación. El plan describe las inversiones necesarias y las herramientas de financiación disponibles.

Para que este compromiso político se convirtiera en una obligación legal, el 4 de marzo de 2020 se propuso una Ley Europea del Clima. De esta forma la UE busca aumentar la seguridad y confianza de las empresas, trabajadores, inversores y consumidores en el compromiso de la UE y reforzar la transparencia.

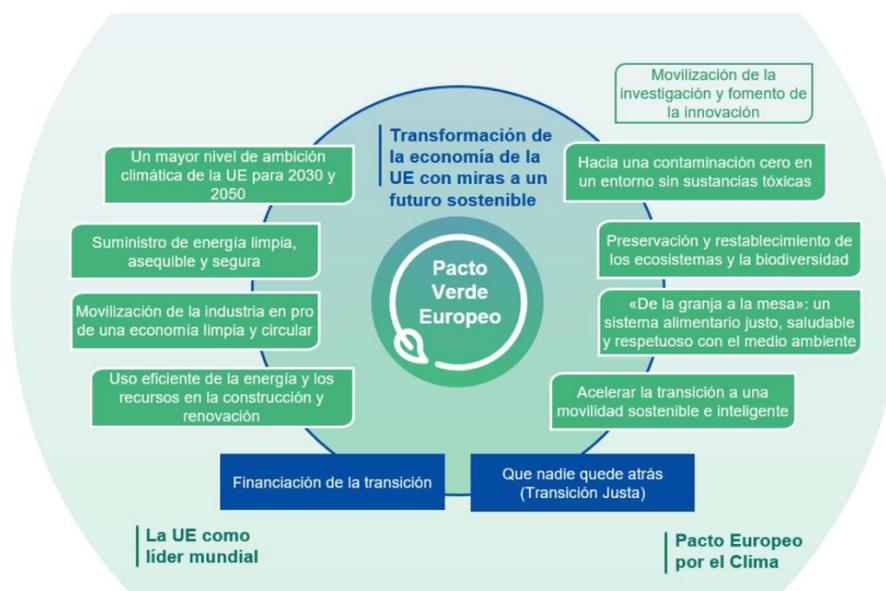


Figura 14: *Plan Verde Europeo*. Fuente: Comisión Europea.

## 3.2. Normativa Española

La política energética en España ha avanzado a lo largo de estos ejes comunes de manera armonizada con los países europeos y al mismo tiempo se ha singularizado para dar respuesta a los principales retos que han caracterizado tradicionalmente el sector energético español, que de manera resumida pueden sintetizarse en los siguientes:

- *Un consumo energético por unidad de producto interior bruta más elevado.*
- *Elevada dependencia energética.*
- *Elevadas emisiones de gases de efecto invernadero.*

Para dar respuesta a estos retos , la política energética en España se ha dirigido hacia la liberalización y el fomento de la transparencia en los mercados, el desarrollo de las infraestructuras energéticas y la promoción de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética. Siendo el desarrollo de las energías renovables una apuesta prioritaria.

### 3.2.1. Real Decreto del Autoconsumo

Con el cambio de Gobierno en 2019, se derogó el famoso “impuesto al Sol”. Regulación aprobada por la administración anterior, que supuso un freno al desarrollo de la energía fotovoltaica y agravó el sector de las renovables en España.

Para revertir esa situación se ha sustituido en anterior Real Decreto, por otro Real Decreto, conocido como Real Decreto de Autoconsumo (Real Decreto 244/2019) que elimina trabas burocráticas, impuestos y fija la normativa para el autoconsumo. Estos son los principales aspectos (Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, IDAE):

- **Modalidades de autoconsumo:**

- Autoconsumo SIN excedentes

- Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte que disponen de un sistema anti vertido tal que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de transporte o de distribución. Para autoconsumo colectivo SIN excedentes existe la posibilidad de acogerse a compensación de excedentes

- Autoconsumo CON excedentes

- Autoconsumo CON excedentes ACOGIDA A COMPENSACIÓN

- El consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita, pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que esta energía no sea suficiente para satisfacer su consumo eléctrico.

Cuando no se consume la totalidad de la energía procedente de la instalación de autoconsumo ésta puede inyectarse a la red y, en cada periodo de facturación (máximo un mes), la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o al precio acordado con la comercializadora, aplicándose posteriormente los beneficios a los que puedan acogerse (bono social) y los peajes e impuestos que procedan. En ningún caso el resultado podrá ser negativo.

Es necesario que se cumplan todas estas condiciones:

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- iii. En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- v. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

○ Autoconsumo CON excedentes NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN

Pertenece a esta modalidad todos los autoconsumos con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico.

- *Reglamentación del autoconsumo colectivo.*
- *Para la fotovoltaica la potencia instalada será la potencia máxima del inversor.*
- *Se permite que el consumidor y el propietario de la instalación sean diferentes.*
- *Simplificación de tramitación:* inscripción automática en el Registro de Autoconsumo para ciertos casos.
- *Establece los equipos de medida a instalar.*
- *Establece el régimen económico:* varias posibilidades en función del tipo de autoconsumo.

### 3.3. Normativa Autonómica

Las Islas Baleares, por el hecho insular, son especialmente vulnerables al cambio climático, destacando una exposición significativa al peligro de sequía meteorológica e hidrológica. Además, es la comunidad autónoma con más dependencia energética y menos implementación de renovables.

Por ese motivo, la Consejería de Transición Energética, Sectores Productivos y Memoria Democrática; anunció a principios de 2021 una convocatoria pública de subvenciones para el fomento de la creación de comunidades de energías renovables locales para autoconsumo. Las detalles de esta convocatoria son:

- **Actuaciones subvencionables**

Son subvencionables las inversiones en nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica mediante fotovoltaica hasta 99 kW de potencia nominal destinadas a un autoconsumo colectivo, y que se ubiquen tanto la instalación de producción como las instalaciones de consumo asociadas dentro del municipio que solicita la ayuda.

- **Beneficiarios**

Pueden ser beneficiarias de estas ayudas las administraciones locales, sus entidades públicas dependientes, las asociaciones empresariales privadas i las entidades sin ánimo de lucro que promuevan una comunidad de energías renovables para autoconsumo.

- **Presentación de solicitudes**

El plazo para presentar las solicitudes se inicia el 11 de enero de 2021 y finaliza el 31 de mayo de 2021, o hasta el posible agotamiento, dentro de este periodo, de la cuantía económica asignada a esta convocatoria.

- **Cuantía de las ayudas**

Se establece una cuantía de subvención total de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Subvención (€)} = \text{Inv} * b_i * (P_i/100) \quad (1)$$

Donde:

- *Inv*: Inversión máxima admisible de la planta de producción de energía eléctrica. En el caso de instalaciones fotovoltaicas, el valor de inversión máxima admisible es de 1,80 €/Wp para instalaciones hasta 25 kWp, y de 1,5 €/Wp para el resto.
- *b<sub>i</sub>*: valor entre 0 y 1 del coeficiente de reparto de cada consumidor participante. En nuestro caso será 1.
- *P<sub>i</sub>*: porcentaje de subvención, varía en función del tipo del consumidor participante en la comunidad de energías renovables. En este caso será un 40% al tratarse de una pequeña o mediana empresa.

Además de esta subvención, existen otras ayudas que pueden variar según el municipio, estas consistirían en:

- *Bonificaciones del IBI (impuesto sobre bienes inmuebles)*
- *Bonificaciones del ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras)*
- *Reducción del IRPF*

## 4. TECNOLOGÍA

### 4.1. La Radiación Solar

La radiación solar es el conjunto de ondas electromagnéticas emitidas por el Sol, con diferentes frecuencias y, por tanto, con distintas energías. La representación de la energía de la radiación en función de la longitud de onda, o de la frecuencia, se le denomina espectro. (Apuntes Tecnología Energética, s.f.)

De media solo el 53% de la radiación que incide sobre la capa externa de la atmósfera alcanza la superficie terrestre (radiación global). Podemos distinguir la radiación en tres tipos:

- *Radiación directa*: la que tiene una trayectoria sin interrupciones. Se puede distinguir ya que es la que proyecta sombras sobre los cuerpos en los que incide.
- *Radiación difusa*: la que procede del resto de la bóveda celeste y se produce como consecuencia de fenómenos de reflexión y refracción de la radiación por los componentes atmosféricos.
- *Albedo*: radiación que llega por el choque de elementos colindantes, especialmente mar y nieve.

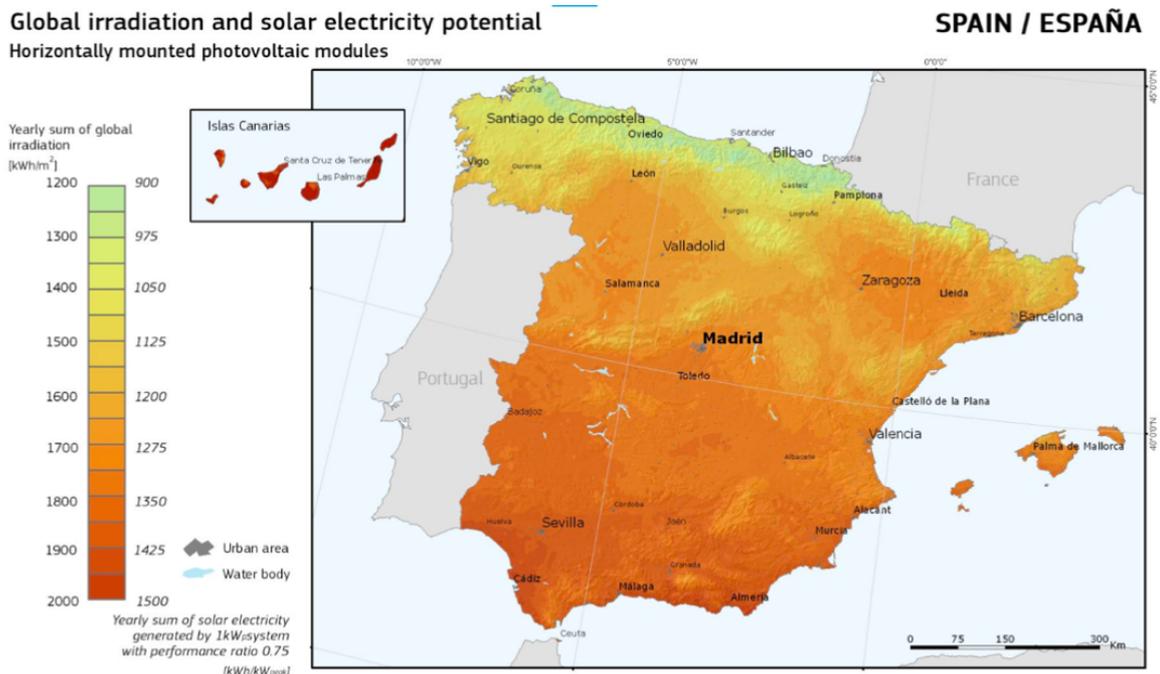


Figura 15: Distribución de la irradiación global en España. Fuente: PVGIS

En la Figura 15 se puede ver la irradiación global en toda España. Siendo la irradiación, la energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado normalmente una hora o un día. Se expresa en MJ/m<sup>2</sup> o kWh/m<sup>2</sup>.

## 4.2. La Célula Solar

La generación fotovoltaica consiste en la obtención de energía eléctrica a partir de la luz sobre un material de determinadas características, de tal forma que al incidir la luz sobre él produzca una corriente de electrones.

Este efecto, denominado fotoeléctrico, permite transformar en tanto la radiación directa como la difusa, en energía eléctrica continua. Es en la célula fotovoltaica donde se lleva a cabo dicha conversión.

### 4.2.1. Materiales

Los materiales más adecuados son los semiconductores, actualmente los paneles de silicio cristalino son los más utilizados, aunque existen otras tecnologías. En la Figura 16 se pueden comparar los distintos materiales con sus características.

	TIPOS DE CÉLULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS						
	SILICIO CRISTALINO		CAPA DELGADA			ORGÁNICAS	GaAs
	MONOCRISTALINO	POLICRISTALINO	SILICIO AMORFO	CdTe	CIS		
Rendimiento	14% - 17%	12% - 14%	7% - 10%	10%	12%	3%-5%	32,50%
Ventajas	Alto rendimiento. Tecnología fiable. Estable.	Menor costo. Fabricación más sencilla. Mejor ocupación del espacio	Flexible. Buen rendimiento con baja radiación. Menor costo	Bajo costo	Muy estable	Baja contaminación en la producción de energía	Alta resistencia a altas temperaturas
Desventajas	Muy costoso. Complejo. Gran cantidad de material necesario.	Complejidad. Sensibilidad a las impurezas.	Bajo rendimiento. Deterioro inicial	Toxicidad. Disponibilidad del material	Toxicidad	En desarrollo	Toxicidad. Disponibilidad del material.

Figura 16: Tipos de células solares fotovoltaicas. Fuente: Apuntes Tec. Energética.

Los átomos de silicio tienen una valencia atómica de 4, por lo que se forma un enlace covalente en cada uno de los átomos de silicio adyacentes. Cuando el cristal se encuentra a temperatura ambiente, algunos electrones pueden saltar a la banda de conducción, dejando el correspondiente hueco a la banda de valencia.

En la práctica, se añaden impurezas (dopaje) a los cristales para aumentar el número de electrones o huecos. Cada célula está formada por dos láminas de silicio; una está dopada con menos electrones de valencia, exceso de carga positiva, (P) y otra con más electrones (N).

### 4.2.2. Generación corriente eléctrica

Los fotones procedentes de la fuente luminosa inciden sobre la superficie de la capa N y liberan electrones de los átomos de silicio, los cuales, atraviesan la capa de semiconductor, pero no pueden volver.

La capa N adquiere una diferencia de potencial respecto a la capa P, la unión p-n crea un diodo que permite el flujo de corriente en un solo sentido a través de dicha unión cuando se conecta una carga a la célula (Figura 17).

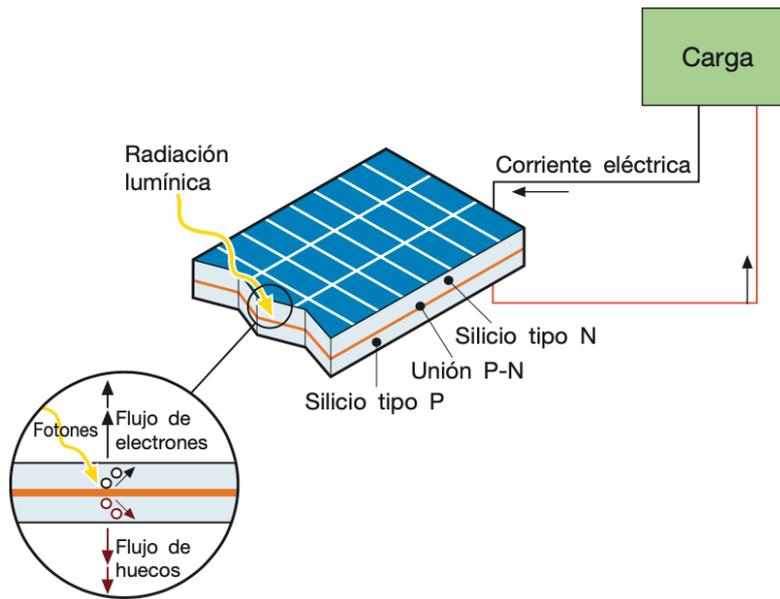


Figura 17: Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Libro Fotovoltaica ABB.

### 4.3. Variación de la energía producida

Los factores principales que afectan a la energía eléctrica producida por una instalación FV son: la irradiancia incidente, la temperatura de los módulos y el sombreado.

#### 4.3.1. Efecto de la irradiancia

En la Figura 18 se muestra el cambio de la curva característica V-I de células FV en función de la irradiancia incidente. Cuando la irradiancia desciende, la corriente FV generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión sin carga es mínima.

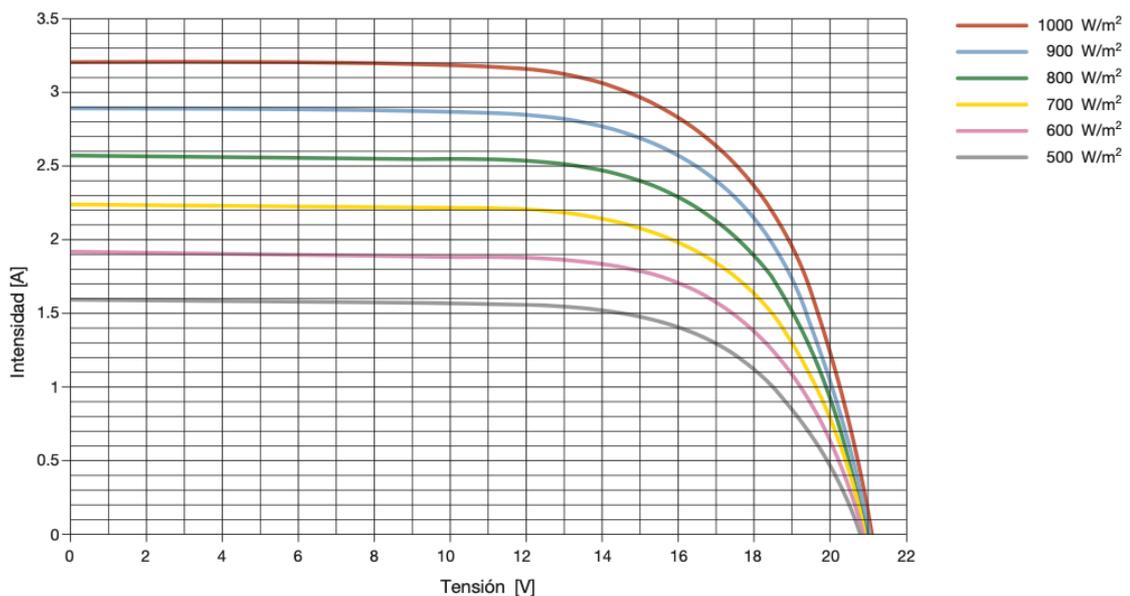


Figura 18: Variación de la energía producida según la irradiancia. Fuente: ABB Cuaderno técnico.

En realidad, la eficiencia de conversión no se ve afectada por la variación de la irradiancia dentro del intervalo de operación estándar de las células, lo que significa que la eficiencia de conversión es la misma en un día claro y en otro nublado. (Cuaderno técnico ABB, s.f.)

Así pues, la reducción de la energía generada con un cielo nublado se debe no a una caída de la eficiencia, sino a una generación reducida de la intensidad a causa de la menor irradiancia solar. (Cuaderno técnico ABB, s.f.)

#### 4.3.2. Efecto de la temperatura

Al contrario de lo que ocurre en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos aumenta la intensidad producida permanece prácticamente inalterada, mientras que la tensión disminuye y con ellos se produce una reducción en los rendimientos.

La temperatura de la célula posee un efecto importante sobre el valor de la tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ , que es el máximo valor de tensión en extremos de la célula y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga), y lo podemos ver sobre la curva I-V, según muestra la Figura 19. Así, al aumentar la temperatura, la tensión de circuito abierto disminuye del orden de unos pocos milivoltios por cada grado centígrado que aumenta la temperatura (2,3 mV/°C para el silicio).

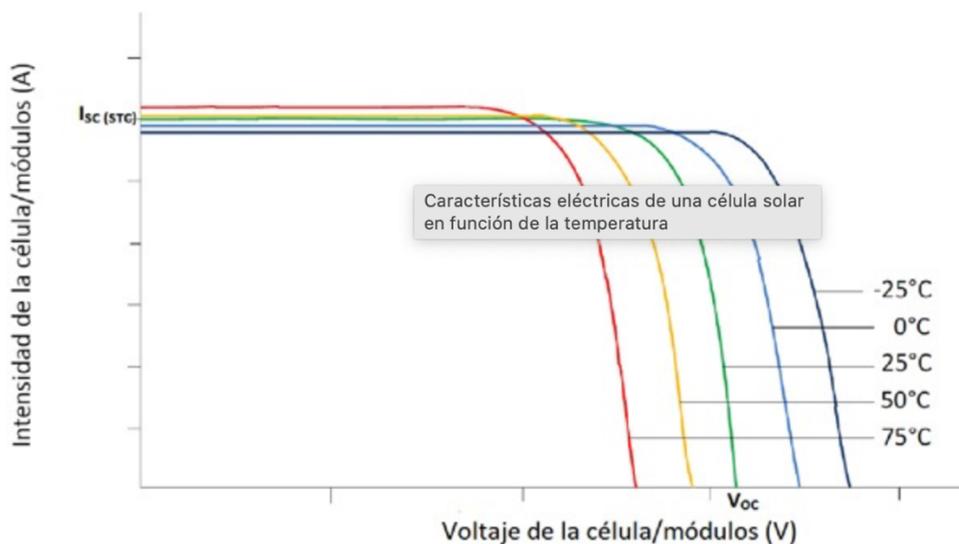


Figura 19: Disminución de la tensión según la temperatura.  
Fuente: energías-renovables.com

Además, como consecuencia de esta variación de  $V_{oc}$ , a medida que aumenta la temperatura, provoca a su vez, que la eficiencia de la célula haga lo propio: disminuir al aumentar la temperatura (se reduce entre el 0,4 y 0,5% por °C en las células de silicio).

Por tanto, para evitar una reducción excesiva del rendimiento conviene tener bajo control la temperatura de funcionamiento manteniendo los paneles bien ventilados. Para limitar las variaciones de temperatura en los mismos. En este sentido es posible reducir las pérdidas de energía por efecto de la temperatura (en comparación con los 25°C en condiciones estándar) a un valor entorno al 7% (Cuaderno técnico ABB, s.f.).

### 4.3.3. Efecto del sombreado

Considerando el área ocupada por los módulos de una planta FV, es posible que sobre parte de ellos se proyecte la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, nubes o paneles FV instalados cerca. (Cuaderno técnico ABB, s.f.)

A la sombra, una célula FV constituida por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de células y esto puede causar la perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo. (Cuaderno técnico ABB, s.f.)

Para evitar que el sombreado en una o varias células ponga en peligro la producción de toda una cadena, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass que conectan las partes del módulo dañadas o en sombra. De esta forma se garantiza el funcionamiento del módulo, aunque se reduzca su eficiencia. En teoría sería necesario insertar un diodo de bypass en paralelo con cada célula individual, pero esto tendría un claro impacto negativo en la relación coste/beneficio. Por ello, normalmente se instalan de 2 a 4 diodos en cada módulo (Figura 20). (Cuaderno técnico ABB, s.f.)

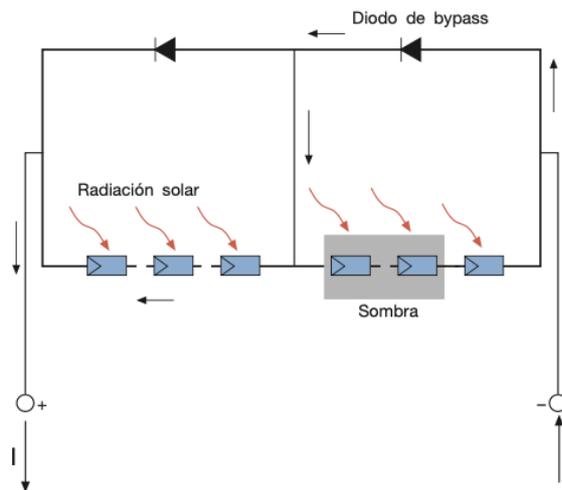


Figura 20: Ejemplo instalación para evitar sombreado. Fuente: ABB Cuaderno técnico.

## 4.4. Retos

### 4.4.1. Mejora de la eficiencia

Durante los últimos años, investigadores de todo el mundo han trabajado en formas de mejorar la eficiencia de los paneles solares. Sin embargo, hay límites teóricos que en la práctica no es posible superar. Una mayor eficiencia supone más wattios por metro cuadrado.

Calificaremos como paneles de eficiencia estándar aquellos que estén entre un 16-17% de eficiencia y de alta eficiencia los que superen el 19%. Actualmente el panel con mayor eficiencia cuenta con un 22,6%.

Como alternativa se han empezado a utilizar nuevos materiales, como la perovskita un reemplazo potencial para el silicio tradicionalmente utilizado en los paneles. La perovskita tiene curiosas propiedades estructurales y electrónicas por su composición. Es más eficaz absorbiendo ondas de luz verdes, azuladas y ultravioletas. Por otra parte, es más fácil fabricar paneles con perovskita, lo que puede reducir el coste de los paneles solares.

Un grupo de investigadores de la EPFL ha creado un nuevo panel solar con una eficiencia del 25,6% y 450 horas operativas con células solares de perovskita.

#### **4.4.2. Menor impacto visual**

Se prevé que tarde o temprano la mayoría de tejados de edificios y viviendas estén cubiertas por paneles fotovoltaicos. Esto puede ser un problema para los edificios históricos, donde por legislación y para mantener la estética no se permiten las instalaciones fotovoltaicas tradicionales.

Como alternativa, en los últimos tiempos se ha empezado a hablar de los tejados solares. Una tecnología basada en el concepto de la integración arquitectónica (*Building Integrated Photovoltaics*, BIPV ). Los tejados solares se comportan exactamente igual a una instalación fotovoltaica convencional, evitando un impacto estético negativo. Cada teja funciona como un pequeño panel solar.

A día de hoy ya hay empresas como Tesla que comercializan este tipo de producto, aunque a día de hoy aun no resulta atractivo debido a que no sale rentable.

## 5. EMPRESA

### 5.1. Actividad

La empresa objeto de este estudio es una empresa del sector de la ingeniería naval que se dedica a la solución de problemas de mecánica, hidráulica, tubería, ingeniería y construcción naval. La empresa en cuestión se llama BARCO PROYECTOS NÁUTICOS S.L.

Se trata de una empresa centrada en barcos de grandes esloras, embarcaciones que no se fabrican en serie y en la que la mayoría de las piezas son personalizadas; siendo su especialidad todo lo relacionado con los mecanizados.

Para poder desarrollar su actividad la empresa dispone de una nave industrial donde dispone de una gran variedad de máquinas:

- *Cortadora cizalla.*
- *Plegadora.*
- *Taladro vertical.*
- *Compresor móvil.*
- *Soldadura eléctrica.*
- *Muela.*
- *Curvadora de tubos.*
- *Pulidora.*
- *Fresadora.*
- *Sierra (2 Uds.).*
- *Torno.*
- *Rectificadora (2 Uds.).*

A esto habría que añadirle los equipos de oficina, algún pequeño electrodoméstico en la zona de descanso y, los equipos de ventilación y acondicionamiento del local.

### 5.2. Ubicación

BARCO PROYECTOS NÁUTICOS S.L. dispone de dos sedes, una nave en el polígono y las oficinas, ambas ubicadas en Palma de Mallorca. La nave se ubica en el polígono industrial de Can Valero a cinco minutos del astillero (Figura 21). Las oficinas, se encuentran dentro del complejo STP Shipyard Palma, en el Moll Vell, aunque estas no serán objeto de este trabajo.

En los alrededores de la nave todo son grandes zonas de aparcamiento y construcciones de altura similar, sin ninguna que destaque por encima de las demás. A pesar de lindar pared con pared con la nave vecina, ligeramente de mayor altura, esta se encuentra al norte. Por lo tanto, la posibilidad de sombras en la cubierta donde realizaremos la instalación es nula.



Figura 21: Localización de la empresa. Fuente: Propia.

### 5.3. Consumo energético

Los datos de consumo de la empresa GRUPO BARCO que se utilizarán en este TFG, corresponden a facturas obtenidas directamente de la plataforma de la compañía eléctrica, facilitadas por uno de los socios de la empresa.

Actualmente, todo el consumo energético de la empresa es suministrado por la red eléctrica, con una potencia contratada de **10,392 kW**.

Dado que la empresa no cuenta con un contador moderno que recoge toda la información, para realizar el análisis del consumo se han descargado las facturas de la plataforma online (cada factura recoge los datos de dos meses), se ha calculado el coste diario de cada factura, para después ponderar por los días laborables de cada mes. De esta forma hemos podido obtener una aproximación del consumo mes a mes (Figura 22).

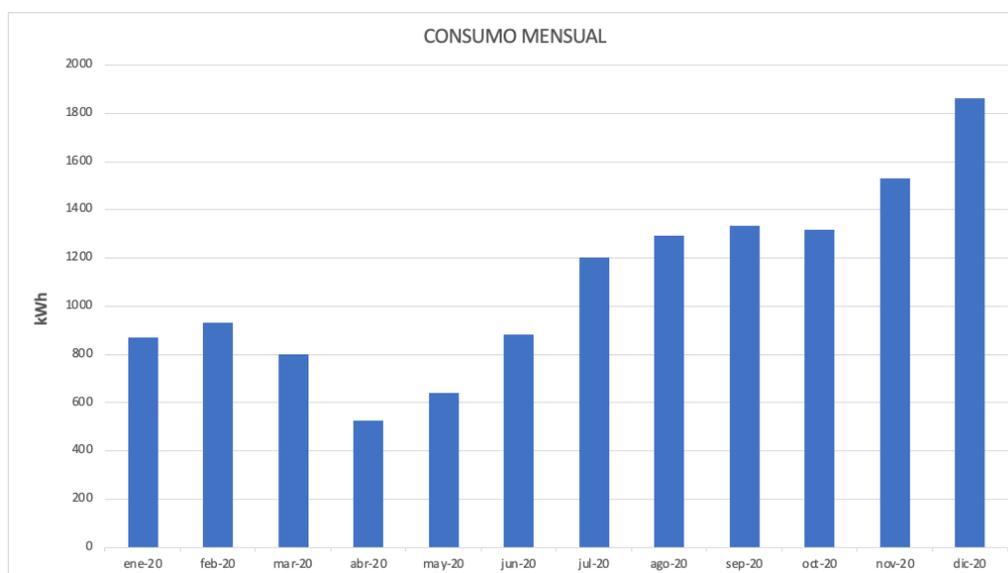


Figura 22: Evolución del consumo energético en un año. Fuente: propia.

En la Figura 22 podemos ver que los meses en los que el consumo energético es mayor son noviembre y diciembre. Esto se debe a que la temporada de reparación de barcos comprende los meses entre octubre y abril (contraria a la temporada de verano), con un parón en enero vacaciones. Comentar también que debido a la Covid-19 la temporada se atrasó hasta junio, por lo que durante los meses de verano tenemos consumos propios de primavera; y que la empresa está creciendo, motivo por el cual el consumo tenderá a aumentar.

El total de energía consumida es de **13,2 MWh/año** en el período que hemos tomado. Podemos estimar un consumo de potencia promedio de **6,3 kW** durante las horas de trabajo, con puntas cerca de los **10 kW**.

Otra cosa a tener en cuenta para el estudio es el factor de simultaneidad, porcentaje del tiempo en que la generación fotovoltaica coincide con la actividad de la empresa. Como el horario de trabajo coincide con las horas de Sol y los fines de semana no se trabaja, el factor introducido es del **72%**.

### 5.3.1. *Importe factura eléctrica*

Respecto a la factura eléctrica, después de analizar los recibos proporcionados por la empresa, se obtiene que el importe promedio mensual es de **300 €** aproximadamente, lo que supone un coste anual aproximado de **3.600 €** en energía eléctrica. En la Figura 23 se muestra el importe correspondiente a cada mes. Los valores mostrados incluyen los peajes, coste por potencia contratada e impuestos correspondientes.

Para obtener la evolución mensual del coste energético, se ha seguido el mismo proceso que con el consumo: se ha calculado el importe diario de cada factura según los días laborables comprendidos en cada factura, para posteriormente ponderar por los días laborables de cada mes. Debido a esto hay meses en los que el consumo es menor, pero el importe es mayor (septiembre y octubre).

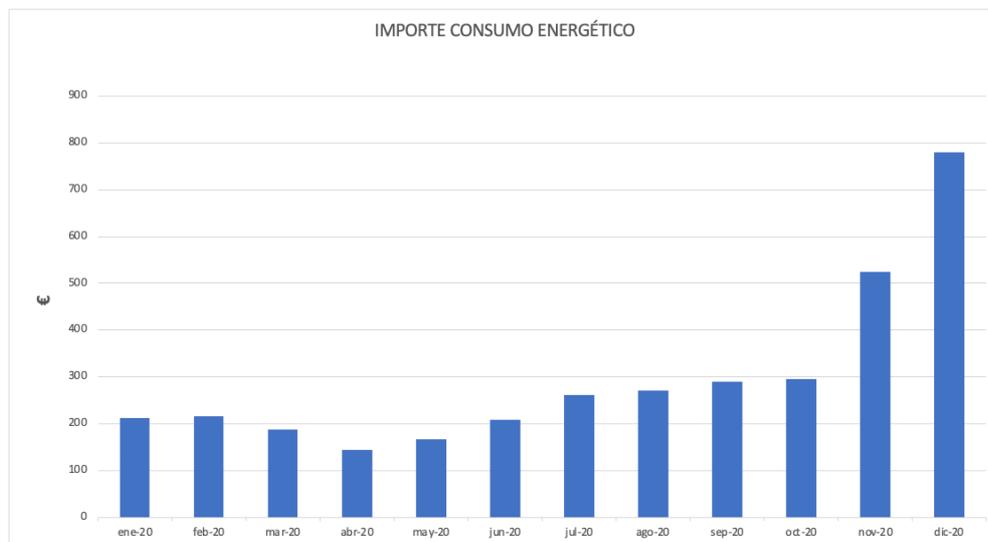


Figura 23: *Evolución del importe energético en un año.* Fuente: propia.

## 5.4. Superficie disponible

Con la ayuda de Google Earth y del plano realizado a partir de otro cedido por BARCO PROYECTOS NÁUTICOS S.L. (Anexo XX), se ha hecho una estimación de la superficie total de la cubierta, aproximadamente 600 m<sup>2</sup>. En la Figura 24 se puede apreciar su forma y su distribución superficial.

La cubierta posee un ligero ángulo de inclinación para desagüe de precipitaciones. Con la ayuda de los planos facilitados se ha estimado un valor de inclinación de 8°, se tendrá en cuenta a la hora de realizar los cálculos. La orientación de la cubierta 1 es sudoeste (225°) y la cubierta 2 noreste (45°).



Figura 24: Dimensión y orientación de las cubiertas. Fuente: propia.

## 6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

### 6.1. Elementos de la instalación

#### 6.1.1. Paneles fotovoltaicos

A la hora de seleccionar los paneles solares que se van a utilizar para la instalación hay que tener en cuenta ciertas cosas: potencia y tamaño de los paneles, tecnología del panel fotovoltaico, eficiencia del panel solar y las garantías.

- **Potencia y tamaño de los paneles**

En primer lugar, hay que tratar los dos aspectos más importantes, la potencia necesaria por panel y el espacio disponible. Cuando se hace el dimensionado de una sistema fotovoltaico, hay que tener en cuenta estos dos aspectos, ya que disponemos de un espacio limitado y una potencia requerida que maximiza el ahorro, esta potencia requerida puede caber dentro del espacio disponible, o no. Por eso la relación entre estas dos variables es tan importante.

Existen paneles de todos los tamaños, aunque hay dos que son los más utilizados:

- 1650x992mm: compuestos por 60 células fotovoltaicas o 120 células partidas. Potencia pico entre 280W y 350W.
- 2100x1050mm: compuestos por 72 células fotovoltaicas o 144 células partidas. Potencia pico entre 330W y 450W.

- **Tecnología del panel fotovoltaico**

Como se explica en la Figura 16 (Capítulo 4), existen distintos tipos de paneles según el material de fabricación. Los más comunes son los policristalinos, monocristalinos y mono-PERC.

Como consecuencia de la igualación de precios, junto a una mayor eficiencia de los paneles monocristalinos y mono-PERC, en este TFG se emplearán paneles monocristalinos.

- **Eficiencia**

La eficiencia de un panel solar es un valor que mide la cantidad de energía solar que cae sobre la superficie de un panel y la que es capaz de convertir en electricidad. Hay dos formas de medirla, en  $W/m^2$  o en porcentaje. A mayor eficiencia, más wattios por metro cuadrado.

Además, se suele cumplir que los paneles de mayor eficiencia son los de mayor calidad. Por tanto, para la instalación se seleccionarán los paneles de mayor eficiencia disponibles en el mercado.

- **Garantías**

En el sector solar son muy importantes las garantías, ya que nos aportan una información muy importante a la hora de realizar la inversión para una instalación fotovoltaica,

Los paneles solares cuentan con dos tipos de garantías:

- Del propio panel: cubre desperfectos de fabricación y suelen ir de 10 a 15 años, incluso hay marcas que llegan a 25 años)
- De rendimiento: es standard marca que al año 25 el panel debe tener un rendimiento igual o superior al 80%. Hay marcas que llegan a un 90% pasados 25 años.

Teniendo estos factores en cuenta se procederá a seleccionar el panel más adecuado.

Tabla 1: Paneles solares más eficientes 2021. Fuente: SOLARNUB

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
Jínko	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
Jínko	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
LONGi	Hi-MO 5	144	P-type	PERC	21.00% 540 W
Risen	Jäger Plus	156	n-type	PERC Half Cell	21.00% 455 W
LONGi	LR4-72 HPH-455	144	n-type	PERC Half Cell	20.90% 455 W
Jollywood	JW-I 60N	60	n-type	IBC	20.90% 340 W
Q-Cells	Q.PEAK DUO XL104		n-type	Half cell MBB	20.90% 465 W
Phonosolar	PS 380M4-20/UH	120	n-type	MonoPERC	20.71% 380 W

Basándonos en la Tabla 1, se han seleccionado los 3 primeros paneles, pues son los que presentan una mayor eficiencia. En la Tabla 2 se puede ver una comparativa de las características principales de estos tres paneles.

Tabla 2: Comparativa características paneles solares. Fuente: Fichas técnicas (Anexo I)

MÓDULO FOTOVOLTAICO	SUNPOWER - MAXEON 3-400	SUNPOWER - MAXEON 5-450	REC - Alpha
Nº células	104	72	120
Tensión máxima del sistema (V)	1000	1000	1000
Eficiencia (%)	22,6	22,2	21,7
<b>Características eléctricas</b>			
P_nom (W)	400	450	380
Tolerancia de potencia (%)	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión nominal - U_mpp (V)	65,8	44	38,1
Intensidad nominal - I_mpp (A)	6,08	10,2	9,98
Tensión circuito abierto - U_oc (V)	75,6	51,9	44,3
Intensidad cortocircuito - I_sc (A)	6,58	11	10,61
<b>Características térmicas</b>			
Coef. Temperatura U_oc (%/°C)	-0,236 %/°C	-1,36 %/°C	-0,24 %/°C
Coef. Temperatura I_sc (%/°C)	0,058 %/°C	0,057 %/°C	0,04 %/°C
Temp de operación (°C)	45	45	44 (±2)
<b>Características físicas</b>			
Dimensiones (mm)	1690x1046x40	1999x1016x40	1721x1016x30
Superficie (m <sup>2</sup> )	1,77	2,03	1,75
Peso (kg)	19	21,6	19,5
Cable	4 mm <sup>2</sup> - 1m	4 mm <sup>2</sup> - 1,32 m	4 mm <sup>2</sup> - 1m + 1,2m

Todas las características vienen dadas en condiciones de prueba estándar. 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 de 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 25°C y masa de aire (AM) DE 1,5”.

Para seleccionar el panel más adecuado para la instalación se ha tomado como parámetro de referencia la eficiencia. Es por este motivo que en este TFG se usará el módulo fotovoltaico SunPower – MAXEON 3 – 400W, panel solar más eficiente del mercado actualmente (Tabla 1).

### 6.1.2. Inversores

El inversor solar es uno de los dispositivos más importantes de una instalación fotovoltaica. Un inversor o un convertidor, es un aparato eléctrico que se encarga de transformar la corriente continua (CC) generada por los paneles solares o de las baterías, en caso de tener instaladas, en corriente alterna (CA).

Los inversores optimizan la producción de energía generada por las placas solares. Dentro de los inversores se utilizan un seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*). De esta forma el punto de funcionamiento siempre corresponde al punto de potencia máxima, maximizando el rendimiento del sistema.

La selección del inversor y de su tamaño se hace con arreglo a la potencia nominal FV que debe gestionar. El tamaño del inversor puede determinarse partiendo de un valor de 0,8 a 0,9 para la relación entre la potencia activa inyectada a la red y la potencia nominal del generador. (Cuaderno técnico ABB, s.f.)

Los modelos seleccionados para las distintas opciones que se presentarán son el Huawei SUN2000 – 8KTL – M0, 10KTL – M0, 30KTL – M3 y 100KTL – M1. Sus características se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3: *Comparativa características inversores solares.* Fuente: Fichas técnicas (Anexo I).

HUAWEI SUN2000	8KTL - M0	10KTL - M0	30KTL - M3	100KTL - M1
<b>Eficiencia</b>				
Máxima eficiencia (%)	98,6	98,6	98,7	98,6
Eficiencia europea (%)	98	98,1	98,4	98,4
<b>Entrada</b>				
Potencia FV máx (W)	14880	14880	35250	117500
Tensión máxima (V)	1100	1100	1100	1100
Intensidad máxima MPPT (A)	11	11	26	26
Intensidad cortocircuito máxima (A)	15	15	40	40
Rango tensión operación (V)	140 - 980	141 - 980	200 - 1000	200 - 1000
Entradas	2	2	8	20
<b>Salida</b>				
Potencia nominal (W)	8000	10000	30000	100000
Tensión nominal (V)	380	380	400	400
Intensidad máxima (A)	13,5	16,9	47,9	160,4
Máx. distorsión armónica	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
<b>COSTE</b>	<b>1.637,82 €</b>	<b>1.760,49 €</b>	<b>3.132,21 €</b>	<b>6.199,00 €</b>

En cada una de las propuestas se escogerá un inversor dependiendo de las características de la instalación, la decisión se argumentará en cada caso.

Independientemente del dispositivo que se instale finalmente, este se ubicará en el interior de la nave, en un lugar accesible y que suponga la mínima longitud de cable. De esta forma el inversor estará protegido de los agentes ambientales, se podrá manipular fácilmente y las pérdidas por cableado serán lo más reducidas posible.

### 6.1.3. Cableado

Los cables utilizados en una planta FV deben ser capaces de soportar, durante todo el ciclo de vida de la instalación (de 20 a 25 años), condiciones medioambientales duras en cuanto a temperatura, precipitaciones atmosféricas y radiaciones ultravioleta. (ABB Cuaderno técnico, s.f.).

Por el cableado de una instalación fotovoltaica circulan dos tipos de corriente: corriente continua (CC), generada por los paneles y corriente continua (CA) a partir del inversor. En este TFG solo se realizará la instalación hasta el inversor, es decir, solo se estudiará el tramo de continua.

Los conductores del lado de CC se pueden dividir en dos:

- *Cables solares:* conectan los módulos y la cadena del cuadro del primer subcampo o directamente el inversor.

- *Cables no solares*: se utilizan en el lado de la carga del primer cuadro de distribución.

Previo a dimensionar el cableado de la instalación se tiene que seleccionar el material conductor y el material del aislamiento.

Los conductores utilizados en la instalación cumplirán con la norma UNE-EN 50618, Marzo 2015. Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.

#### Material conductor

Para la fabricación de conductores eléctricos se suelen utilizar dos tipos básicos de materiales: cobre y aluminio.

El cobre es el principal elemento utilizado como conductor en las instalaciones. Este presenta una larga vida útil en ambientes severos, a diferencia del aluminio que se oxida con facilidad; una resistividad menor que el aluminio, lo que le hace un mejor conductor; y una mayor resistencia a las altas temperaturas. Por su parte el aluminio tiene una densidad un 30% inferior a la del cobre, que junto con su menor precio le da cierta ventaja económica.

Sabiendo esto, se usará el cobre como material conductor. Además, de ser uno de los requisitos estipulados en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE (PCT-C-REV - julio 2011).

#### Material del aislamiento

Existen distintos tipos de materiales aislantes usados para recubrir los conductores. Los más usados son el cloruro de polivinilo (PVC) del grupo de los termoplásticos y el polietileno reticulado (XLPE) del grupo de los termoestables.

Para la instalación usaremos como material aislante XLPE. El polietileno reticulado presenta una mejor resistencia, especialmente a la luz solar, y soporta una mayor intensidad que el PVC, dada una misma sección (Tablas A52 - 1 y A52 - 2, Norma UNE 20460 5.523). Además, el PVC contiene gran cantidad de componentes contaminantes, lo que está provocando cierto rechazo a su uso.

Una vez seleccionado el material conductor y el material aislante, para calcular la sección del cableado eléctrico se siguen los criterios establecidos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Se aplicará el **criterio térmico**, o de corriente máxima, y el **criterio caída de tensión**. Se escogerá la sección que cumpla ambos.

#### Criterio térmico

El dimensionamiento de conductores por criterio térmico obedece a la idea de que, en funcionamiento normal, el conductor no debe superar una cierta temperatura.

La sección de un cable debe ser tal que la corriente máxima admisible  $I_z$  no sea menor que la corriente de diseño  $I_b$ . El REBT ITC-BT-40 fija un coeficiente de seguridad del 125% sobre la intensidad máxima que puede circular por el cableado. Por tanto, deberá cumplirse la siguiente expresión:

$$I_z \geq I_B = 1,25 * I_{sc} \quad (2)$$

Siendo  $I_{sc}$  la intensidad de cortocircuito en condiciones de prueba estándar. En caso de utilizar concentradores de *strings*, en el segundo tramo  $I_{sc}$  debe multiplicarse por el número de *strings* conectados.

En las instalaciones FV para obtener el valor de  $I_z$  se usarán las distintas tablas de la norma UNE 20460 5.523 (2004), junto con la expresión:

$$I_z = I_{tablas\ A52-1} * K_T * K_A \quad (3)$$

Siendo:

- $I_{tablas\ A52-1}$ : intensidad admisible a 30 °C, obtenida de la Tabla A52-1.
- $K_T$ : factor de corrección por temperatura ambiente, obtenida de la Tabla 52-D1.
- $K_A$ : factor de corrección por agrupamiento de circuitos, obtenida de la Tabla 52-E1.

### Criterio caída de tensión

El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, indica que los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.

Como hasta el inversor la corriente será monofásica, la expresión que se utilizará será la siguiente:

$$\varepsilon = \frac{L * \rho * P}{S * U_n^2} * 200 \quad (4)$$

Siendo:

- $\varepsilon$ : caída de la tensión porcentual, 1,5% para este tipo de instalaciones.
- $L$ : longitud del cable (m).
- $\rho$ : resistividad del material ( $\Omega * mm^2/m$ ). El cobre tiene un valor igual a 0,0176.
- $P$ : potencia que soporta el cable (W).
- $S$ : sección del cable ( $mm^2$ ).
- $U_n$ : tensión que soporta el cable (V).

#### **6.1.4. Concentradores de strings**

Un *string* es la unión de varios módulos fotovoltaicos en serie. A la hora de realizar el esquema de la instalación será el inversor el que nos defina los límites. Según el número de

entradas del inversor podremos conectar un número determinado de *strings* y según las características eléctricas de este, mayor o menor cantidad de paneles por cada cadena.

En las instalaciones de cierta potencia se utilizan concentradores de *strings*, unas dispositivos donde llegan varias ramas en paralelo y se unifican en una sola, previo al inversor. De esta forma se reducen el número de entradas en el inversor y este es capaz de abarcar mayor número de módulos fotovoltaicos.

Como los modelos de inversores seleccionados en la Tabla 3 toleran entre 1000 V y 1500 V, se han seleccionado dos concentradores de strings con valores próximos (Tabla 4). Estos serán utilizados en caso de necesidad.

Tabla 4: Características concentradores de strings. Fuente: Fichas técnicas (Anexo I)

ABB STRINGBOX DC	8str 1000 V 1F 15A	18str 1500 V 1F 15A
Número de <i>strings</i>	8	16
Tensión máx. entrada (V)	1000	1500
Intesidad máx. entrada (A)	80	180
Dimensiones (mm)	260x733x460	260x742x590
Peso (kg)	4,2	27,55

## 6.2. Alternativas

Para seleccionar la configuración óptima para nuestra instalación se van a estudiar varias alternativas, seleccionando posteriormente la más rentable. Ambas contarán con paneles fijos, aunque cada una tendrá unas características determinadas.

La modalidad de autoconsumo objetivo de este TFG es conocida como “autoconsumo con excedentes”. Serán las características de la instalación las que determinen si esta puede acogerse a este régimen.

El tipo de instalación más conveniente es la mixta. Al estar conectadas a la red eléctrica, se evitan problemas de abastecimiento, permiten distribuir convenientemente los excedentes y no requieren sistemas de almacenamiento que encarecerían el proyecto.

- **Propuesta 1: Instalación fotovoltaica que cubra la demanda de la nave.**

Se diseñará para que cubra las demandas pico de la nave.

- **Propuesta 2: Instalación fotovoltaica que cubre la potencia contratada.**

Se diseñará para que cubrir la potencia contratada.

- **Propuesta 3: Instalación fotovoltaica que ocupe todo el espacio disponible.**

Se diseñará para que ocupe todo el espacio disponible.

Para todos los casos se estudiarán dos configuraciones, una con los módulos solares colocados de forma óptima y otra con los paneles instalados coplanarios a la superficie de la cubierta de la nave. El uso de esta tipología arquitectónica afecta a la producción individual de cada panel, pues el no estar colocados de forma óptima con respecto a los haces solares la eficiencia y la capacidad de generación se ven mermados. Sin embargo, con esta disposición no resulta necesaria la separación entre paneles para evitar las sombras, maximizando el uso de la superficie disponible, aunque a un menor rendimiento.

De esta forma se podrá lograr una mayor producción, sin embargo, esta será menos uniforme a lo largo de los años con inclinación óptima (muy elevada en los meses de con más horas de sol y mucho menor en los meses con menos).

Para ambas configuraciones se evitará dañar el aislamiento de la cubierta.

Cada una de las opciones se analizará de la siguiente manera:

- Cálculo teórico y estimación de la producción en función de la potencia instalada con PVGIS.
- Simulación con el programa RetScreen.

### 6.3. Radiación solar en la zona

La ciudad de Palma de Mallorca es la capital de la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares. De acuerdo con los datos de IDAE, en las Islas Baleares incide una irradiación promedio anual de 1520 kWh/m<sup>2</sup> (Figura 25), situándose por encima de la media española. El número de horas sol pico (HSP) promedio al año es de 2803.

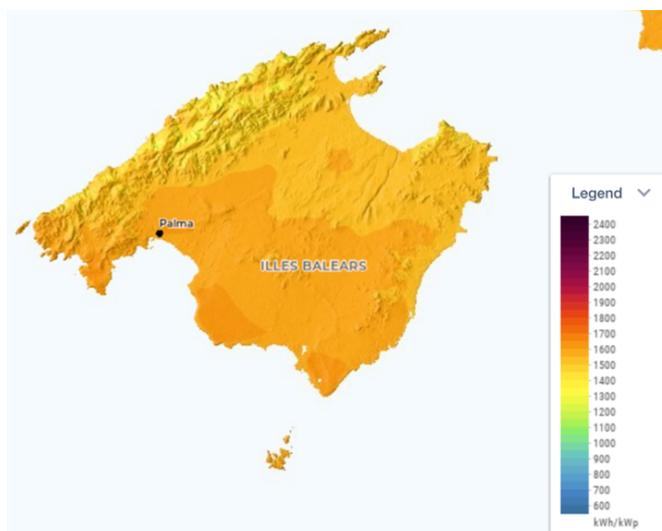


Figura 25: Irradiación global horizontal anual incidente en Mallorca. Fuente: Global Solar Atlas

La hora sol pico (HSP) viene definida en la norma UNE 206008:2013 IN como: “Tiempo en horas en el que una irradiancia constante de 1.000 W/m<sup>2</sup> producirá la misma irradiación que una irradiancia 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”.

Para conocer con más exactitud el número de HSP de donde se ubicará la instalación, se utilizará la plataforma PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Esta aplicación, facilitada por el servicio de ciencia y conocimiento de la Comisión Europea, ofrece datos de la radiación solar en las diferentes regiones de Europa con una excelente precisión.

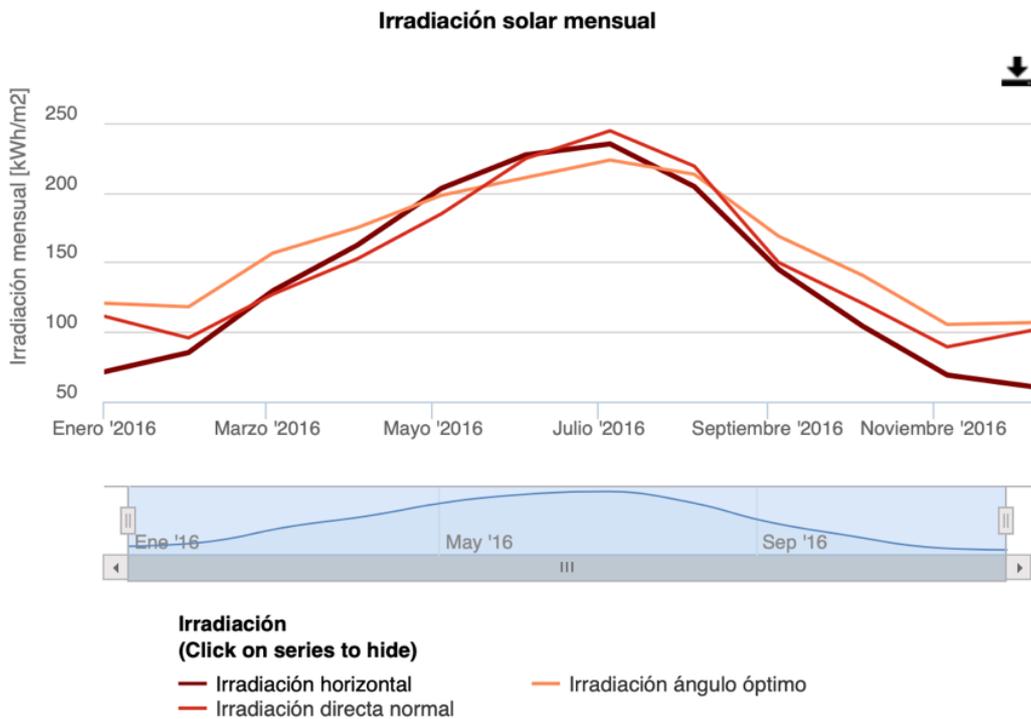


Figura 26: Irradiación mensual en la ubicación a estudiar en 2016. Fuente: PVGIS.

Mediante PVGIS se realizarán dos análisis: uno optimizando los valores de inclinación y del ángulo de azimutal, y otro suponiendo los paneles coplanarios a las cubiertas. De esta forma obtendremos el número de HSP para cada configuración. Esto servirá para hacer una aproximación teórica de la energía producida para cada modo de instalación.

### **Estudio 1: Optimizando ángulo de inclinación y ángulo de azimut**

La Tabla 5 muestra los datos facilitados por PVGIS (base de datos PVGIS-CMSAF) para una instalación fotovoltaica genérica ubicada en las coordenadas en las que se encuentra la nave, optimizando los valores de inclinación y dirección de los paneles.

Tabla 5: Energía e irradiación de instalación fotovoltaica genérica, optimizando inclinación y dirección.  
Fuente: PVGIS.

Latitud (grados)	39,596			
Longitud (grados)	2,633			
Elevación (m)	48			
Material	Silicio cristalino			
Potencia nominal del sistema FV (kWp)	1			
Pérdidas del sistema (%)	14			
Inclinación óptima módulos (grados)	35			
Orientación (azimut) óptima módulos (grados)	-2			
Pérdidas combinadas del sistema (%)	20,9			
	Ángulo de incidencia (%)			-2,55
	Efectos espectrales (%)			0,87
	Temperatura y baja irradiancia (%)			-6,43
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Enero	3,47	107,48	4,15	128,57
Febrero	4,08	114,27	4,92	137,67
Marzo	4,92	152,62	6,05	187,55
Abril	5,22	156,6	6,55	196,41
Mayo	5,46	169,18	6,96	215,88
Junio	5,49	164,74	7,19	215,55
Julio	5,53	171,29	7,3	226,42
Agosto	5,36	166,25	7,06	218,89
Septiembre	4,87	146,22	6,33	189,81
Octubre	4,21	130,65	5,31	164,74
Noviembre	3,48	104,48	4,25	127,51
Diciembre	3,33	103,31	4	123,92
	<b>HSP Anuales</b>			<b>2132,92</b>

Siendo:

- $E_d$ : producción de energía diaria promedio del sistema dado (kWh/d).
- $E_m$ : producción de energía mensual promedio del sistema dado (kWh/mes).
- $H_d$ : Suma media diaria de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh / m<sup>2</sup> \* d).
- $H_m$ : Suma mensual promedio de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh / m<sup>2</sup> \* mes).

La norma UNE 206008:2013 IN define el azimut 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 azimut negativos indican una orientación este, y los positivos, una orientación oeste”.

El valor de pérdidas combinadas dado por PVGIS se utiliza para calcular el *Performance Ratio* (PR) de la instalación. PVGIS calcula dicho valor en función del ángulo de incidencia de los rayos del Sol, pérdidas por temperatura y baja irradiancia, y pérdidas por temperatura; todo esto sumado a las pérdidas del sistema introducidas (normalmente

entre un 14-15%). En nuestro caso al tener unas pérdidas combinadas del sistema del 20,9%, nuestro PR será del 79,1%.

Conocido el valor de la irradiación solar incidente ( $H_d$  y  $H_m$ ), se obtiene el número de HSP aplicando la definición de la norma UNE 06008:2013 IN: dividiendo los valores entre  $1\text{kW/m}^2$ . Con el objetivo de ser lo más conciso posible el cálculo de HSP se ha realizado directamente en la Tabla 5.

La instalación fotovoltaica tendrá un total de 2133 HSP anuales aproximadamente. PVGIS ha determinado que el azimut óptimo es  $-2^\circ$  y que el ángulo óptimo de inclinación es de  $35^\circ$ .

### **Estudio 2: Paneles coplanarios a las cubiertas**

En este estudio se diferenciará entre Cubierta 1 y Cubierta 2, ya que, aunque el ángulo de inclinación es el mismo, la orientación es totalmente opuesta. En ambos casos se seguirá la misma metodología que en el Estudio 1.

- **Coplanarios a la Cubierta 1:**

Tabla 6: *Energía e irradiación de instalación fotovoltaica genérica, coplanaria a la Cubierta 1.*

Fuente: PVGIS

Latitud (grados)	39,596			
Longitud (grados)	2,633			
Elevación (m)	48			
Material	Silicio cristalino			
Potencia nominal del sistema FV (kWp)	1			
Pérdidas del sistema (%)	14			
Inclinación módulos (grados)	8			
Orientación (azimut) óptima módulos (grados)	45			
Pérdidas combinadas del sistema (%)	-24,34			
	Ángulo de incidencia (%)			-3,21
	Efectos espectrales (%)			0,72
	Temperatura y baja irradiancia (%)			-9,75
Mes	$E_d$	$E_m$	$H_d$	$H_m$
Enero	2,16	67	2,73	84,62
Febrero	2,9	81,17	3,63	101,66
Marzo	3,97	123,09	5,04	156,27
Abril	4,8	143,98	6,23	186,82
Mayo	5,53	171,36	7,32	226,81
Junio	5,84	175,07	7,94	238,05
Julio	5,75	178,16	7,89	244,74
Agosto	5,11	158,37	6,98	216,34
Septiembre	4,13	123,75	5,53	166,02
Octubre	3,11	96,53	4,08	126,34
Noviembre	2,25	67,59	2,89	86,71
Diciembre	1,95	60,54	2,5	77,49
			<b>HSP Anuales</b>	<b>1911,87</b>

En la Tabla 6 se observa que para esta configuración (8° de inclinación y 45° de azimut) la instalación tendrá un total de 1912 HSP anuales aproximadamente.

Las pérdidas combinadas ascienden hasta un 24,34%, cerca de cuatro puntos porcentuales más que la configuración óptima. El *Performance Ratio* será del 75,66%.

- **Coplanarios a la Cubierta 2:**

Tabla 7: *Energía e irradiación de instalación fotovoltaica genérica, coplanaria a la Cubierta 2.*  
Fuente: PVGIS

Latitud (grados)		39,596		
Longitud (grados)		2,633		
Elevación (m)		48		
Material		Silicio cristalino		
Potencia nominal del sistema FV (kWp)		1		
Pérdidas del sistema (%)		14		
Inclinación módulos (grados)		8		
Orientación (azimut) óptima módulos (grados)		-135		
Pérdidas combinadas del sistema (%)		-24,81		
		Ángulo de incidencia (%)		-4,05
		Efectos espectrales (%)		0,65
		Temperatura y baja irradiancia (%)		-9,47
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Enero	1,54	47,62	2,04	63,31
Febrero	2,32	64,9	2,96	82,91
Marzo	3,46	107,2	4,4	136,44
Abril	4,47	134,02	5,77	173,14
Mayo	5,36	166,07	7,05	218,6
Junio	5,76	172,82	7,79	233,75
Julio	5,64	174,83	7,7	238,71
Agosto	4,84	150,09	6,58	203,86
Septiembre	3,7	111,03	4,96	148,87
Octubre	2,57	79,58	3,4	105,39
Noviembre	1,65	49,64	2,21	66,42
Diciembre	1,32	40,97	1,81	56,01
<b>HSP Anuales</b>			<b>1727,41</b>	

En la Tabla 7 se tiene un resumen de lo aportado por PVGIS, para esta configuración nos estima que el número de HSP serán aproximadamente 1727 y las pérdidas combinadas del sistema un 24,81% (PR = 75,19%).

Esto implicará un descenso de HSP del 13,4% y un aumento de las pérdidas del 18,5%, respecto a la configuración óptima.

En la Tabla 8 se pueden observar, de forma resumida, las características de las distintas configuraciones propuestas.

Tabla 8: Resumen características configuraciones propuestas. Fuente: propia.

CONFIGURACIÓN	Inclinación	Orientación (azimut)	HSP	Perdidas (%)	PR (%)
Inclinación Óptima	35	-2	2132,92	20,9	79,1
Coplanaria Cubierta 1	8	45	1911,87	24,34	75,66
Coplanaria Cubierta 2	8	-135	1727,41	24,81	75,19

## 6.4. Propuesta 1: Cubrir la demanda

### 6.4.1. Cálculo teórico y estimación

En este caso la instalación se va a diseñar con la finalidad de producir la energía necesaria para cubrir la demanda de la nave industrial. La demanda se ha analizado en el Capítulo 5.3, obteniendo una demanda energética de **13,2 MWh/año** para una año de funcionamiento típico.

En primer lugar, calcularemos el número de paneles necesarios para obtener dicha cantidad de energía. Para ello, previamente calcularemos la energía aportada por cada panel.

Para calcular la energía aportada por cada módulo se aplica la siguiente fórmula:

$$E_{\text{modulo}} = P_{\text{mpp}} * HSP * PR \quad (5)$$

Siendo:

- *Emodulo*: energía total anual aportada por un panel solar.
- *Pmpp*: potencia nominal en el punto de máxima potencia, en nuestro caso 400W.
- *HSP*: horas de sol pico en la ubicación de nuestra instalación, en nuestro caso: 2134 en el caso óptimo, 1912 para la Cubierta 1 y 1727 para la Cubierta 2.
- *PR*: coeficiente de rendimiento de la instalación, en nuestro caso: 79,1% en el caso óptimo, 75,66% para la Cubierta 1 y 75,19% para la Cubierta 2.

Con esto, obtenemos que la energía anual aportada por cada módulo es **675,2 kWh/año** con la configuración óptima, **578,6 kWh/año** en la Cubierta 1 y **519,4 kWh/año** en la Cubierta 2.

Para obtener el número de paneles solares dividiremos la demanda energética anual por el valor calculado anteriormente:

$$N_{\text{modulos}} = \frac{E_{\text{anual}}}{E_{\text{modulo}}} \quad (6)$$

Siendo:

- $N_{\text{modulos}}$ : número de módulos solares para cubrir la demanda.
- $E_{\text{anual}}$ : demanda energética anual, en nuestro caso 13,2 MWh/año.
- $E_{\text{modulo}}$ : energía anual que aporta un módulo solar, en nuestro caso 630,1 kWh/año.

Realizado el cálculo, se obtiene que serán necesarios **20 paneles** con la configuración óptima, **23 paneles** si se colocaran en la Cubierta 1 y **25 paneles** si se instalaran en la Cubierta 2. 23 paneles solares ocuparán una superficie de 40,71 m<sup>2</sup>, por lo que para la configuración coplanaria solo haría falta instalar módulos en la Cubierta 1.

A la hora de seleccionar el inversor para la instalación hay que tener en cuenta que este cumpla ciertas condiciones, mencionadas en el Capítulo 6.1.2. Se procede a calcular la potencia pico del generador fotovoltaico:

$$P_{FV} = N_{\text{modulos}} * P_{\text{mpp}} \quad (7)$$

Con esta expresión se obtiene que la potencia pico de la instalación fotovoltaica es igual a **8000 W**, por lo que la potencia del inversor deberá estar en el rango [7200 – 6400] W, para la configuración óptima; y **9200 W** para paneles coplanarios, por lo que para esta configuración la potencia del inversor deberá dentro del rango [7360 – 8280] W.

Para este caso escogeremos un único inversor modelo 8KTL-M0, con una potencia nominal de 8000 W. Aunque se encuentra por encima del límite superior del rango teórico para la configuración óptima, la potencia máxima del generador FV se encuentra por debajo del límite recomendado en la ficha técnica (Anexo I).

Una vez escogido el inversor, ya se puede calcular el número de paneles en serie y el número de *strings* en paralelo.

- **Configuración de la instalación**

Como para este caso se usará un máximo de 23 módulos solares, se comprobará primero si con las entradas del inversor es suficiente. De ser así, no sería necesario el uso de concentradores.

Calculamos el número máximo de placas en serie que se pueden conectar por entrada mediante la siguiente expresión:

$$N_{\text{serie\_max}} \leq \frac{V_{\text{max\_inversor}}}{V_{\text{oc\_modulo}}} \quad (8)$$

Siendo:

- $V_{max\_inversor}$ : tensión máxima que tolera el inversor, en nuestro caso 1100 V.
- $V_{oc\_modulo}$ : tensión en circuito abierto del módulo, en nuestro caso 75,6 V.

La Expresión 8 nos da como resultado que se podrán conectar un total de **14 placas** en serie en cada entrada. Aunque solo necesitamos 20 y 23 placas respectivamente, con el objetivo de tener las dos ramas iguales, se conectarán 10 placas a cada entrada para el caso con la configuración óptima y 12 para el caso coplanario a la Cubierta1. El inversor seleccionado seguirá cumpliendo.

En cuanto a la intensidad máxima de entrada del inversor, habrá que comprobar cuantas ramas en paralelo podrá tolerar el inversor. Esto se puede obtener mediante la Expresión 9:

$$N_{ramas\_max} \leq \frac{I_{max\_inversor}}{I_{sc\_modulo}} \quad (9)$$

Sabiendo que los módulos tienen una  $I_{sc}$  igual a 6,58 A y que la  $I_{max}$  del inversor es igual a 15 A, no habrá ningún problema en conectar dos ramas de paneles solares. La Tabla 9 es un resumen de las configuraciones propuestas.

Tabla 9: Resumen configuración Propuesta 1. Fuente: Propia.

CONFIGURACIÓN	Panel	Paneles Serie	Strings Paralelo	Inversores	Nº Paneles	Superficie (m2)	Potencia (kWp)
Inclinación Óptima	SUNPOWER - MAXEON 3-400	10	2	1	20	35,4	8
Coplanaria Cubierta 1	SUNPOWER - MAXEON 3-400	12	2	1	24	42,48	9,6

- **Generación anual de energía**

Al haber propuesto dos instalaciones de mayor tamaño al necesario teóricamente, con la ayuda de la Expresiones 5 y 6 se volverá a calcular la producción anual de energía.

Mediante las expresiones se obtiene que la instalación, dependiendo de la configuración (óptima o coplanaria), generará anualmente **13,5 MWh** y **13,89 MWh** respectivamente.

De este modo, esta instalación abastecerá por completo el consumo en el interior de la nave durante las horas laborables diurnas, volcando el resto a la red como energía excedentaria.

Para realizar la estimación con PVGIS para cada caso, será necesario introducir las respectivas potencias pico. Las estimaciones se pueden observar en las Tablas 10 y 11.

Tablas 10 y 11: *Estimación PVGIS para configuración óptima (A) y coplanaria (B), Propuesta 1.*  
Fuente: PVGIS.

Datos proporcionados:		Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	39.596, 2.633	Localización [Lat/Lon]:	39.596, 2.633
Horizonte:	Calculado	Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-CMSAF	Base de datos:	PVGIS-CMSAF
Tecnología FV:	Silicio cristalino	Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	8	FV instalada [kWp]:	9.6
Pérdidas sistema [%]:	14	Pérdidas sistema [%]:	14

Resultados de la simulación:		Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	35 (opt)	Ángulo de inclinación [°]:	8
Ángulo de azimut [°]:	-2 (opt)	Ángulo de azimut [°]:	45
Producción anual FV [kWh]:	13496.67	Producción anual FV [kWh]:	13887.49
Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	2132.92	Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1911.87
Variación interanual [kWh]:	241.37	Variación interanual [kWh]:	192.31
Cambios en la producción debido a:		Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.55	Ángulo de incidencia [%]:	-3.21
Efectos espectrales [%]:	0.87	Efectos espectrales [%]:	0.72
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-6.43	Temperatura y baja irradiancia [%]:	-9.75
Pérdidas totales [%]:	-20.9	Pérdidas totales [%]:	-24.34

(A)

(B)

En ambos casos se obtienen valores casi idénticos a los calculados teóricamente. En las Figuras 27 y 28 se muestra la distribución de la producción para ambos casos, comparada con la distribución del consumo, explicada en la Figura 22.

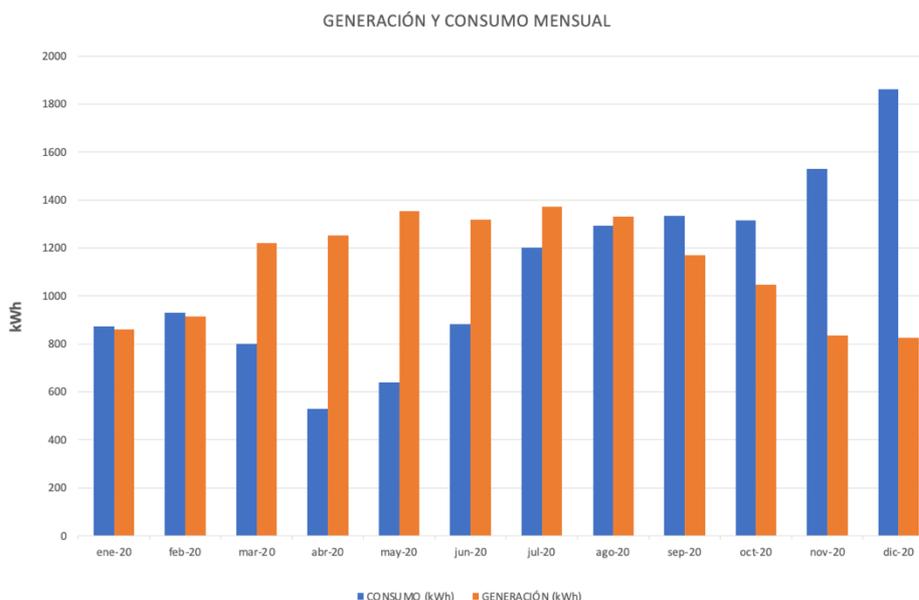


Figura 27: *Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración óptima Propuesta 1.*  
Fuente: Excel – PVGIS.

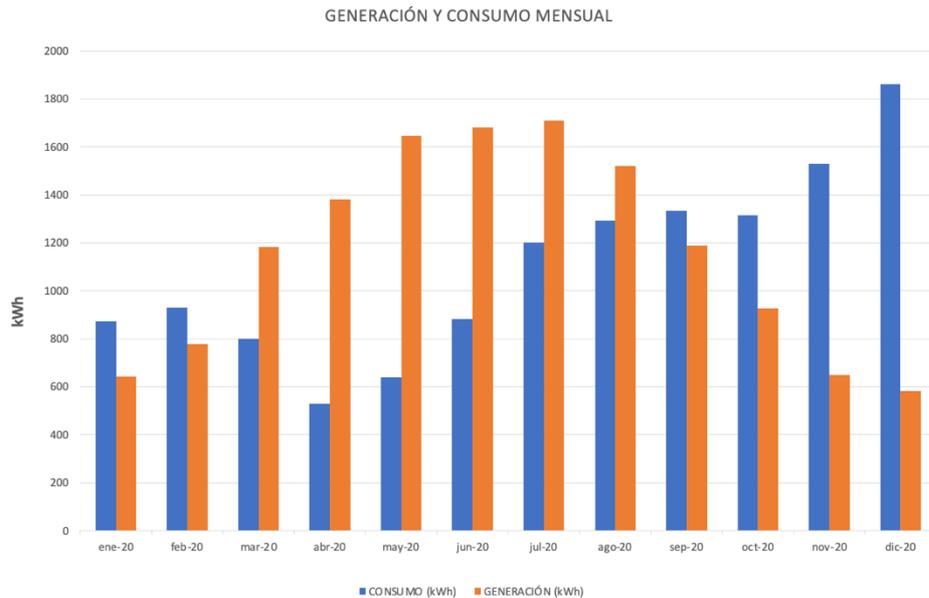


Figura 28: Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración coplanaria Propuesta 1.  
Fuente: Excel – PVGIS.

En las Tablas se puede observar que la distribución del consumo y de la generación no coincide. Esto implica que en meses sobrará energía (mayo) y se verterá el excedente a la red; mientras que en otros meses faltará (diciembre) y se tendrá que comprar.

También destacar lo mencionado en el Capítulo 6.2: con la orientación óptima de nuestra instalación obtenemos una producción de energía más regular a lo largo del año, mientras que con los paneles coplanarios tenemos picos de producción mayores y meses de muy baja producción.

Para las siguientes propuestas la evolución del consumo y de la energía durante el año, tendrán la misma forma, aunque con distintos valores.

#### 6.4.2. Simulación con RetScreen

RetScreen es software de gestión de energías limpias, desarrollado por el Gobierno de Canadá, que engloba una serie de programas. Se usará para comprobar la veracidad de los cálculos teóricos de cada propuesta.

Una vez introducido los datos para cada configuración (óptima y coplanaria), RetScreen calcula la electricidad que exportará a la red nuestra instalación. Para la primera configuración el programa estima que se generarán **13,6 MWh/año**, mientras que con la configuración coplanaria **15,2 MWh/año**.

Para la opción óptima si que se obtiene valores muy parecidos a los calculados, mientras que para la configuración con los paneles coplanarios a la cubierta se obtiene un valor un 8,6% más elevado. En las Tablas 12 y 13 se pueden observar los valores obtenidos por RetScreen.

Tabla 12: *Cálculo energía anual, configuración óptima Propuesta 1.* Fuente: RetScreen.

Evaluación de recursos		
Modo de rastreo solar		Fijado
Inclinación	°	35
Azimut	°	-2
Mostrar datos		
Fotovoltaico		
Tipo		mono-Si
Capacidad de generación eléctrica	kW	8
Fabricante		
Modelo		
Número de unidades		20
Eficiencia	%	22,6%
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45
Coefficiente de temperatura	% / °C	0,4%
Área del colector solar	m <sup>2</sup>	35,4
Factor de ajuste de células solares de dos lados	%	
Pérdidas varias	%	
Inversor		
Eficiencia	%	98%
Capacidad	kW	8
Pérdidas varias	%	
Resumen		
Factor de planta	%	19,4%
Costos iniciales	\$/kW	
	\$	
Costo de O y M (ahorros)	\$/kW-año	
	\$	
Tarifa de exportación de electricidad		Tarifa de exportación de electricidad - anual
	\$/kWh	0,10
Electricidad exportada a la red	MWh	13,6
Ingresos por exportación de electricidad	\$	1.358

Tabla 13: *Cálculo energía anual, configuración coplanaria Propuesta 1.* Fuente: RetScreen.

Evaluación de recursos		
Modo de rastreo solar		Fijado
Inclinación	°	8
Azimut	°	45
Mostrar datos		
Fotovoltaico		
Tipo		mono-Si
Capacidad de generación eléctrica	kW	9,6
Fabricante		
Modelo		
Número de unidades		24
Eficiencia	%	22,6%
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45
Coefficiente de temperatura	% / °C	0,4%
Área del colector solar	m <sup>2</sup>	42,5
Factor de ajuste de células solares de dos lados	%	
Pérdidas varias	%	
Inversor		
Eficiencia	%	98%
Capacidad	kW	8
Pérdidas varias	%	
Resumen		
Factor de planta	%	18%
Costos iniciales	\$/kW	
	\$	
Costo de O y M (ahorros)	\$/kW-año	
	\$	
Tarifa de exportación de electricidad		Tarifa de exportación de electricidad - anual
	\$/kWh	0,10
Electricidad exportada a la red	MWh	15,2
Ingresos por exportación de electricidad	\$	1.515

## 6.5. Propuesta 2: Cubrir la potencia contratada

### 6.5.1. Cálculo teórico y estimación

En este caso la instalación se va a diseñar con el objetivo de cubrir la potencia contratada por la empresa. La potencia contratada se ha analizado en el Capítulo 5.3 y es igual a **10,392 kW**, para redondear se dimensionará para **11 kWp**.

Para diseñar una instalación fotovoltaica de 11 kWp se necesita conocer previamente el número de módulos necesarios. Esto se determina mediante la Expresión 7, sabiendo que el panel seleccionado tiene una potencia pico de 400 W, el número de paneles necesarios ascenderá a **28**.

Al solo necesitarse 28 paneles que ocupan una superficie igual a 49,56 m<sup>2</sup>, en la configuración con paneles coplanarios a la cubierta, estos solo se usará la Cubierta 1.

Para esta propuesta se usará el inversor modelo HUAWEI SUN2000 – 10KTL – M0, con una potencia nominal de 10 kW. Este inversor esta dentro del rango admisible para la potencia de la instalación.

Con el inversor ya seleccionado, ya es posible dimensionar la instalación.

- **Configuración de la instalación**

Como se ha hecho en la Propuesta 1, lo primero será calcular el número de paneles en serie que pueden conectarse. Esto indicará si es necesario el uso de concentradores de *strings*, y viene marcado por la tensión máxima de entrada que tolera el inversor.

Para este caso el inversor también tolera una tensión máxima de entrada igual a 1100 V y como se usan los mismo paneles en todas las propuestas, por tanto, **14 paneles** será el máximo que se podrá conectar en serie.

Al contar con dos entradas, se podrán conectar al inversor los 28 paneles necesarios, dos líneas de 14. No será necesario utilizar concentradores. En relación a la máxima tensión de entrada y la máxima intensidad de entrada, los valores son los mismos que en la Propuesta 1, por lo que el inversor cumplirá.

En la Tabla 14 se puede ver un resumen de la configuración propuesta. Será la misma para la configuración con paneles con inclinación óptima y para coplanarios.

Tabla 14: Resumen configuración Propuesta 2. Fuente: Propia.

CONFIGURACIÓN	Panel	Paneles Serie	Strings Paralelo	Inversores	Nº Paneles	Superficie (m2)	Potencia (kWp)
Inclinación Óptima	SUNPOWER - MAXEON 3-400	14	2	1	28	49,56	11,2
Coplanaria	SUNPOWER - MAXEON 3-400	14	2	1	28	49,56	11,2

- **Generación anual de energía**

Para el cálculo teórico de la energía producida por cada configuración de esta propuesta se usará la Expresión 6, junto con los valores de energía anual producida por módulo calculados al inicio de la Propuesta 1. Al tener la misma potencia instalada solo variarán las HSP y el PR.

Haciendo las operaciones se obtiene que la instalación con configuración óptima generará **18,9 MWh/año**, mientras que la instalación con módulos coplanarios generará **16,2 MWh/año**.

Por tanto esta instalación propuesta (en ambas configuraciones) cubrirá la potencia total contratada por la empresa durante las horas diurnas, vertiendo el excedente a la red.

En las Tablas 15 y 16 se puede ver la estimación realizada con PVGIS para comprobar la veracidad de los cálculos realizados.

Tablas 15 y 16: *Estimación PVGIS para configuración óptima (A) y coplanaria (B), Propuesta 2.*  
Fuente: PVGIS.

Datos proporcionados:		Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	39.596, 2.633	Localización [Lat/Lon]:	39.596, 2.633
Horizonte:	Calculado	Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-CMSAF	Base de datos:	PVGIS-CMSAF
Tecnología FV:	Silicio cristalino	Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	11.2	FV instalada [kWp]:	11.2
Pérdidas sistema [%]:	14	Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:		Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	35 (opt)	Ángulo de inclinación [°]:	8
Ángulo de azimut [°]:	-2 (opt)	Ángulo de azimut [°]:	45
Producción anual FV [kWh]:	18895.33	Producción anual FV [kWh]:	16202.07
Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	2132.92	Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1911.87
Variación interanual [kWh]:	337.92	Variación interanual [kWh]:	224.36
Cambios en la producción debido a:		Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.55	Ángulo de incidencia [%]:	-3.21
Efectos espectrales [%]:	0.87	Efectos espectrales [%]:	0.72
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-6.43	Temperatura y baja irradiancia [%]:	-9.75
Pérdidas totales [%]:	-20.9	Pérdidas totales [%]:	-24.34
(A)		(B)	

En ambos casos se puede ver que los cálculos concuerdan con la estimación de PVGIS. En las Figuras 29 y 30 se muestra la distribución de la producción, comparado con el consumo, para ambos casos.

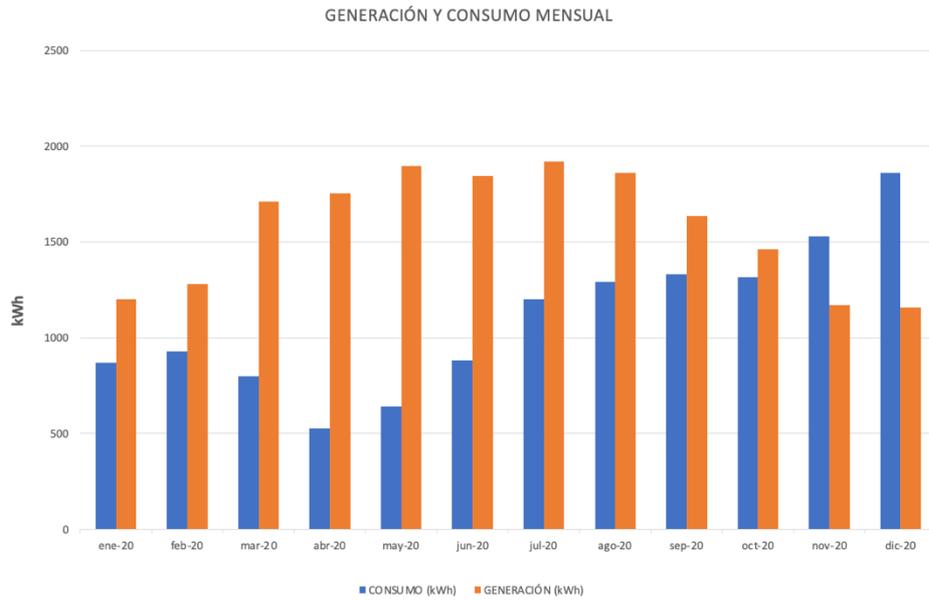


Figura 29: Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración óptima Propuesta 2.

Fuente: Excel – PVGIS.

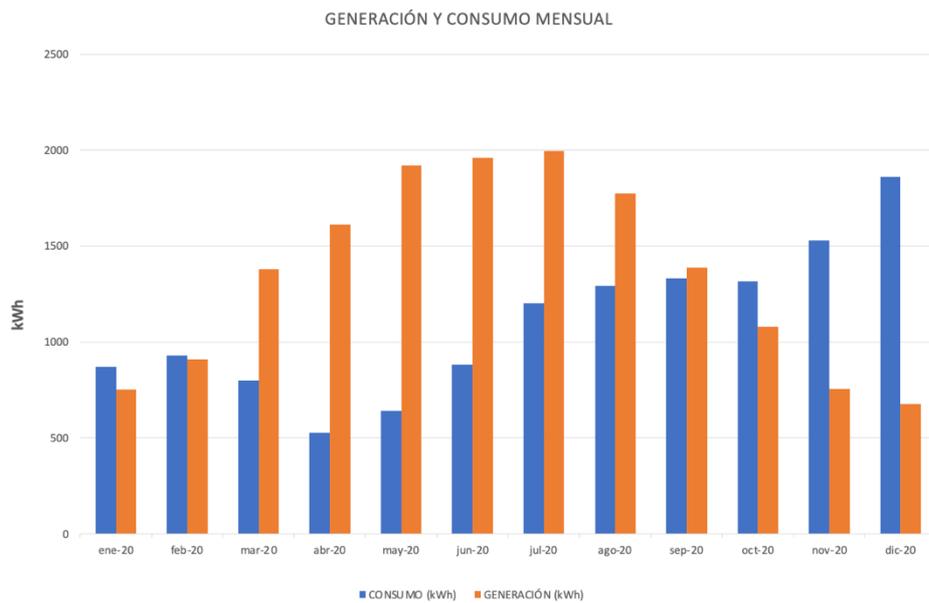


Figura 30: Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración coplanaria Propuesta 2.

Fuente: Excel – PVGIS.

### 6.5.2. Simulación con RetScreen

Como se ha hecho en la propuesta anterior, se han vuelto a introducir los datos correspondientes en RetScreen y se han obtenido las estimaciones de electricidad exportada a la red. Para la configuración óptima se obtiene que se generan **19 MWh/año**, y **17,7 MWh/año**.

De nuevo, para la opción óptima se obtienen valores casi idénticos. Por otro lado, para la configuración con paneles coplanarios, se ha vuelto a obtener valores un 8,5% mayores. En las Tablas 17 y 18 se pueden observar los valores obtenidos por RetScreen.

Tabla 17: Cálculo energía anual, configuración óptima Propuesta 2. Fuente: RetScreen.

Evaluación de recursos		
Modo de rastreo solar		Fijado
Inclinación	°	35
Azimut	°	-2
Mostrar datos		
Fotovoltaico		
Tipo		mono-Si
Capacidad de generación eléctrica	kW	11,2
Fabricante		
Modelo		
Número de unidades		28
Eficiencia	%	22,6%
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45
Coefficiente de temperatura	% / °C	0,4%
Área del colector solar	m <sup>2</sup>	49,6
Factor de ajuste de células solares de dos lados	%	
Pérdidas varias	%	
Inversor		
Eficiencia	%	98,1%
Capacidad	kW	10
Pérdidas varias	%	
Resumen		
Factor de planta	%	19,4%
Costos iniciales	\$/kW	
	\$	
Costo de O y M (ahorros)	\$/kW-año	
	\$	
Tarifa de exportación de electricidad		Tarifa de exportación de electricidad - anual
	\$/kWh	0,10
Electricidad exportada a la red	MWh	19
Ingresos por exportación de electricidad	\$	1.903

Tabla 18: Cálculo energía anual, configuración coplanaria Propuesta 2. Fuente: RetScreen.

Evaluación de recursos		
Modo de rastreo solar		Fijado
Inclinación	°	8
Azimut	°	45
Mostrar datos		
Fotovoltaico		
Tipo		mono-Si
Capacidad de generación eléctrica	kW	11,2
Fabricante		
Modelo		
Número de unidades		28
Eficiencia	%	22,6%
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45
Coefficiente de temperatura	% / °C	0,4%
Área del colector solar	m <sup>2</sup>	49,6
Factor de ajuste de células solares de dos lados	%	
Pérdidas varias	%	
Inversor		
Eficiencia	%	98,1%
Capacidad	kW	10
Pérdidas varias	%	
Resumen		
Factor de planta	%	18%
Costos iniciales	\$/kW	
	\$	
Costo de O y M (ahorros)	\$/kW-año	
	\$	
Tarifa de exportación de electricidad		Tarifa de exportación de electricidad - anual
	\$/kWh	0,10
Electricidad exportada a la red	MWh	17,7
Ingresos por exportación de electricidad	\$	1.769

## 6.6. Propuesta 3: Ocupar todo el espacio disponible

### 6.6.1. Cálculo teórico y estimación

En este caso la instalación se va a diseñar con el objetivo de cubrir todo el espacio disponible. La superficie total de la cubierta es de 600 m<sup>2</sup>, 300 m<sup>2</sup> en la Cubierta 1 y 300 m<sup>2</sup> en la Cubierta 2; esto se ha calculado en el Capítulo 5.2.

Para el caso de los paneles con inclinación óptima se estima que un 50% de la superficie de la cubierta se dedicará a paneles solares y el otro 50% para superficies no útiles. Por otro lado, para la configuración con paneles coplanarios a la cubierta, un 85% del espacio disponible será para módulos solares.

Mediante la Expresión 10 se calcula el número de paneles que se podrán instalar en cada caso.

$$N_{\text{modulos}} = \frac{S_{\text{disp}}}{S_{\text{modulo}}} \quad (10)$$

Siendo:

- $S_{\text{disp}}$ : superficie disponible, 300 m<sup>2</sup> para la configuración óptima y 510 m<sup>2</sup> para el caso de módulos coplanarios.
- $S_{\text{modulo}}$ : superficie que ocupa el módulo, en nuestro caso 1,77 m<sup>2</sup> (Tabla 2).

Realizando la operación se obtiene que podremos instalar **169 paneles** para la configuración óptima y **288 paneles** para la configuración coplanaria, 144 en cada cubierta.

Siguiendo los pasos de la Propuesta 1, pasaremos a seleccionar el modelo de inversor y el número de inversores necesarios. Para esto, previamente se calculará la potencia pico de la instalación para cada configuración mediante la Expresión 7. La instalación con inclinación óptima tendrá una potencia pico igual a **67,6 kW** y la de módulos coplanarios de **115,2 kW**.

Con esto se ha decidido que se usarán dos inversores modelo HUAWEI SUN2000 – 30KTL – M3, con una potencia nominal de 30 kW, para la configuración óptima y tres inversores del mismo modelo para la configuración coplanaria.

Una vez escogido el inversor, ya se puede calcular el número de paneles en serie y el número de *strings* en paralelo.

- **Configuración de la instalación**

Como se ha hecho en la Propuesta 1 y 2, hay que calcular el número máximo de paneles que se pueden conectar en serie a cada entrada. Esto servirá para saber si es necesario el uso de concentradores de *string*.

Con la Expresión 8 y sabiendo que la tensión máxima de nuestro inversor es de 1100 V y la tensión del módulo 75,6 V; se obtiene que se pueden conectar **14 placas** en serie a cada entrada del inversor.

Como el inversor seleccionado cuenta con 8 entradas (Tabla 3), en el caso de la configuración óptima, con dos inversores, se podrán conectar 208 módulos, y 312 en la configuración coplanaria, con tres inversores. Por lo tanto, ambas configuraciones serán posibles sin hacer uso de concentradores.

Para la configuración óptima se conectarán 12 paneles en serie en 7 entradas de cada inversor; en la configuración coplanaria se instalarán 12 paneles en serie en todas las entradas de los tres inversores.

En la Tabla 19 se puede ver un resumen de las instalaciones propuestas.

Tabla 19: *Resumen Propuesta 3.* Fuente: Propia.

CONFIGURACIÓN	Panel	Paneles Serie	Strings Paralelo	Inversores	Nº Paneles	Superficie (m <sup>2</sup> )	Potencia (kWp)
Inclinación Óptima	SUNPOWER - MAXEON 3-400	12	7	2	168	297,36	67,2
Coplanaria	SUNPOWER - MAXEON 3-400	12	8	3	288	509,76	115,2

- **Generación anual de energía**

Para calcular la energía anual producida por nuestra instalación se aplica la Expresión 6, con los valores de energía total anual generada por módulo, calculados al inicio del Capítulo 6.4.1.

De esta forma se obtiene que la energía total anual producida por nuestra instalación con la configuración óptima será igual a **113,43 MWh** y en el caso de la configuración con paneles coplanarios se generarán **158,11 MWh** (Cubierta 1: 83,32 MWh y Cubierta 2: 74,79 MWh).

Por lo tanto, sabiendo que el consumo anual de la nave es igual a 13,2 MWh, si se realiza la instalación con los paneles colocados con la inclinación óptima, un 11,64% se dedicará a cubrir la demanda y el 88,36% se verterá a la red. Por otro lado, en el caso de que se realice la instalación con los paneles coplanarios a las cubierta, un 8,35% se destinará a cubrir la demanda y el 91,65% restante se verterá.

En las Tablas 20, 21 y 22 se pueden ver las estimaciones realizadas con PVGIS para cada configuración.

Tablas 20: *Estimación PVGIS para configuración óptima, Propuesta 3.* Fuente: PVGIS.

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	39.596, 2.633
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-CMSAF
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	67.2
Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	35 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	-2 (opt)
Producción anual FV [kWh]:	113372
Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	2132.92
Variación interanual [kWh]:	2027.52
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.55
Efectos espectrales [%]:	0.87
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-6.43
Pérdidas totales [%]:	-20.9

Tablas 21 y 22: *Estimación PVGIS configuración con paneles coplanarios, Cubierta 1 (A) y Cubierta 2 (B), Propuesta 3.* Fuente: PVGIS.

Datos proporcionados:		Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	39.596, 2.633	Localización [Lat/Lon]:	39.596, 2.633
Horizonte:	Calculado	Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-CMSAF	Base de datos:	PVGIS-CMSAF
Tecnología FV:	Silicio cristalino	Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	57.6	FV instalada [kWp]:	57.6
Pérdidas sistema [%]:	14	Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:		Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	8	Ángulo de inclinación [°]:	8
Ángulo de azimut [°]:	45	Ángulo de azimut [°]:	-135
Producción anual FV [kWh]:	83324.95	Producción anual FV [kWh]:	74809.69
Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1911.87	Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1727.43
Variación interanual [kWh]:	1153.87	Variación interanual [kWh]:	924.16
Cambios en la producción debido a:		Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-3.21	Ángulo de incidencia [%]:	-4.05
Efectos espectrales [%]:	0.72	Efectos espectrales [%]:	0.65
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-9.75	Temperatura y baja irradiancia [%]:	-9.47
Pérdidas totales [%]:	-24.34	Pérdidas totales [%]:	-24.81

(A)

(B)

Se puede ver que todas las estimaciones concuerdan con los valores calculados teóricamente. En las Figuras 31 y 32 se muestra la distribución de la producción para ambos casos comparado con el consumo mensual.

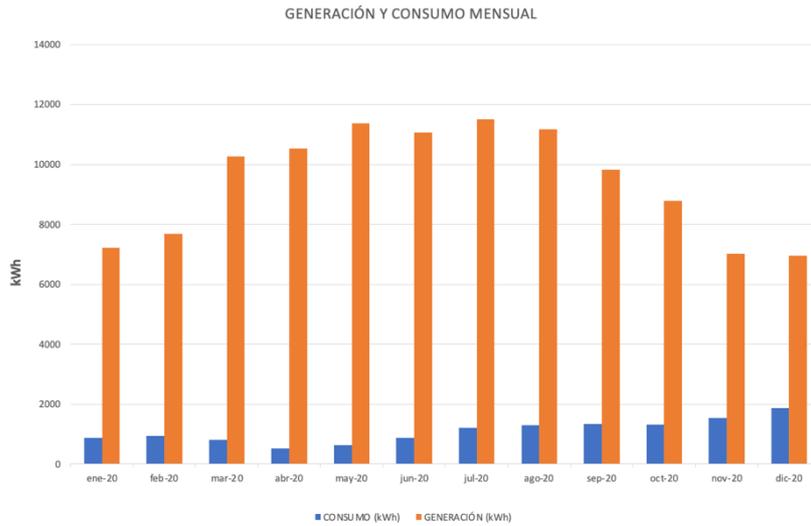


Figura 31: Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración óptima Propuesta 3.  
Fuente: Excel – PVGIS.

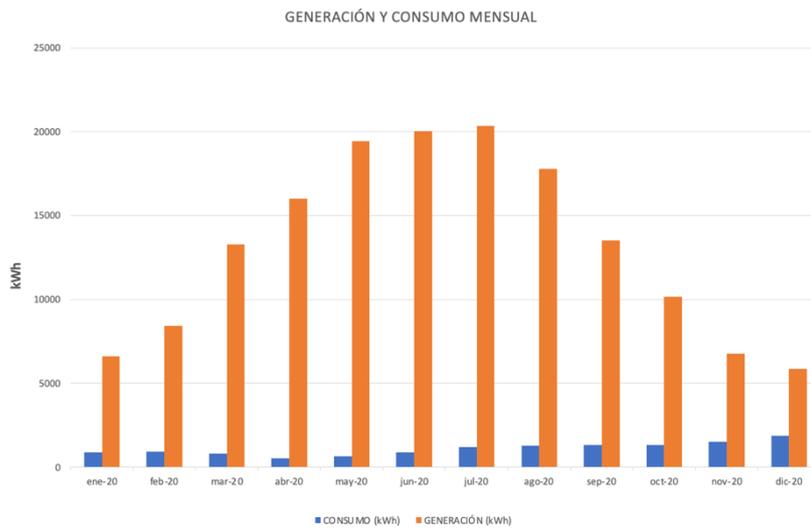


Figura 32: Distribución mensual generación y consumo de energía, configuración coplanaria Propuesta 3.

### 6.6.2. Simulación con RetScreen

Como se ha hecho en las Propuestas 1 y 2, se han vuelto a introducir los datos correspondientes en RetScreen y se han obtenido las estimaciones de electricidad exportada a la red. Para la configuración óptima se obtiene que se generan **115 MWh/año**, y **175,1 MWh/año**.

De nuevo, para la opción óptima se obtienen valores casi idénticos. Por otro lado, para la configuración con paneles coplanarios, se ha vuelto a obtener valores un 9,7% mayores. En las Tablas 23, 24 y 25 se pueden observar los valores obtenidos por RetScreen.

Tabla 23: Cálculo energía anual, configuración óptima Propuesta 3. Fuente: RetScreen.

Resource assessment		
Solar tracking mode		Fixed
Slope	°	35
Azimuth	°	-2
<b>Show data</b>		
Photovoltaic		
Type		mono-Si
Power capacity	kW	67,2
Manufacturer		
Model		
Number of units		168
Efficiency	%	22,6%
Nominal operating cell temperature	°C	45
Temperature coefficient	% / °C	0,4%
Solar collector area	m²	297
Bifacial cell adjustment factor	%	
Miscellaneous losses	%	
Inverter		
Efficiency	%	98,4%
Capacity	kW	60
Miscellaneous losses	%	
Summary		
Capacity factor	%	19,5%
Initial costs	\$/kW	
	\$	
O&M costs (savings)	\$/kW-year	
	\$	
Electricity export rate		Electricity export rate - annual
	\$/kWh	0,10
Electricity exported to grid	MWh	115
Electricity export revenue	\$	11.455

Tabla 24: Cálculo energía anual, configuración coplanaria, Cubierta 1 - Propuesta 3. Fuente: RetScreen.

Resource assessment		
Solar tracking mode		Fixed
Slope	°	8
Azimuth	°	45
<b>Show data</b>		
Photovoltaic		
Type		mono-Si
Power capacity	kW	57,6
Manufacturer		
Model		
Number of units		144
Efficiency	%	22,6%
Nominal operating cell temperature	°C	45
Temperature coefficient	% / °C	0,4%
Solar collector area	m²	255
Bifacial cell adjustment factor	%	
Miscellaneous losses	%	
Inverter		
Efficiency	%	98,4%
Capacity	kW	45
Miscellaneous losses	%	
Summary		
Capacity factor	%	18,1%
Initial costs	\$/kW	
	\$	
O&M costs (savings)	\$/kW-year	
	\$	
Electricity export rate		Electricity export rate - annual
	\$/kWh	0,10
Electricity exported to grid	MWh	91,3
Electricity export revenue	\$	9.128

Tabla 25: *Cálculo energía anual, configuración coplanaria, Cubierta 2 - Propuesta 3.* Fuente: RetScreen.

Resource assessment		
Solar tracking mode		Fixed
Slope	°	8
Azimuth	°	-135
<a href="#">Show data</a>		
Photovoltaic		
Type		mono-Si
Power capacity	kW	57,6
Manufacturer		
Model		
Number of units		144
Efficiency	%	22,6%
Nominal operating cell temperature	°C	45
Temperature coefficient	% / °C	0,4%
Solar collector area	m <sup>2</sup>	255
Bifacial cell adjustment factor	%	
Miscellaneous losses	%	
Inverter		
Efficiency	%	98,4%
Capacity	kW	45
Miscellaneous losses	%	
Summary		
Capacity factor	%	16,6%
Initial costs	\$/kW	
O&M costs (savings)	\$/kW-year	
Electricity export rate		Electricity export rate - annual
	\$/kWh	0.10
Electricity exported to grid	MWh	83,8
Electricity export revenue	\$	8.381

## 6.7. Resumen de las propuestas

La Tabla 26 es un resumen de todas las propuestas presentadas en este TFG.

Tabla 26: *Resumen de las propuestas presentadas.* Fuente: Propia.

Propuesta	Nº Paneles	Nº Inversores	Superficie Paneles (m2)	Potencia pico (kWp)	Energía anual producida (MWh)	Excedentes
Propuesta 1 - Conf. Óptima (Cubrir demanda)	20	1	35,4	8	13,5 - 13,6	Sí
Propuesta 1 - Conf. Coplanaria (Cubrir demanda)	24	1	42,48	9,6	13,89 - 15,2	Sí
Propuesta 2 - Conf. Óptima (Potencia contratada)	28	1	49,56	11,2	18,9 - 19	Sí
Propuesta 2 - Conf. Coplanaria (Potencia contratada)	28	1	49,56	11,2	16,2 - 17,7	Sí
Propuesta 3 - Conf. Óptima (Espacio disponible)	168	2	297,36	67,2	113,43 - 115	Sí
Propuesta 3 - Conf. Coplanaria (Espacio disponible)	288	3	509,76	115,2	158,11 - 175,1	Sí

## **6.8. Condiciones contractuales**

Debido a que en todas las propuestas presentadas habrá meses que se tendrá que comprar energía y en otros vender, se ha optado por escoger la modalidad “Autoconsumo CON excedentes NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN” , de entre todas las expuestas en el Capítulo 3.2.

De esta forma se podrá verter a la red sin limitaciones y no se tendrán que cumplir ciertas condiciones existentes en la modalidad ACOGIDA A COMPENSACIÓN. Habrá que tener en cuenta el coste de la energía que consumimos y el precio de la que vendemos.

## 7. SELECCIÓN PROPUESTA

### 7.1. Estudio viabilidad económica

Con el objetivo de escoger la mejor propuesta de las presentadas en este TFG, se realizará un estudio de viabilidad económica de cada una. Para este análisis se utilizará el programa Excel, con el cual se analizará el **Valor Actual Neto (VAN)** y la **Tasa Interna de Retorno (TIR)**; dos de los indicadores más utilizados para evaluar inversiones.

El VAN es “*un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuanto se va a ganar o perder con esa inversión*” (Velayos, s.f.). Un valor positivo del VAN indicará que la inversión generará beneficios y cuanto mayor sea su valor, mayores serán los beneficios. Gracias a esto último, el VAN también permite comparar entre las distintas opciones. Su valor se obtiene gracias a la Expresión 11.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (11)$$

Siendo:

- $F_t$ : flujos de dinero en cada periodo t.
- $I_0$ : inversión realizada en el momento inicial (t=1).
- $n$ : número de periodos de tiempo.
- $k$ : tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

Por otro lado, la TIR se define como “*el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado*” (Sevilla, s.f.). Sabiendo esto, si la TIR es mayor que la tasa descuento (k), la inversión será rentable. Cuanto mayor sea la TIR, mayor será la rentabilidad.

Otro indicador importante a la hora de seleccionar la mejor propuesta, es el periodo de retorno, tiempo en el que se recuperará la inversión inicial. Cuanto menor sea el periodo de retorno, mejor será la propuesta. Para este tipo de instalaciones, un buen periodo de retorno sería alrededor de 10 años, esto se debe a que la tecnología de los paneles solares evoluciona muy rápidamente y se presupone que en ese tiempo ya habrá unos paneles lo suficientemente mejores como para cambiarlos.

Los datos introducidos en el programa Excel realizar para el análisis han sido:

- *Consumo*: energía consumida por la empresa mensual y anual, datos expuestos en el Capítulo 5.3.
- *Energía producida*: para cada propuesta se introducirá el valor más conservador de los obtenidos con PVGIS y RetScreen.
- *Factor de simultaneidad*: explicado en el Capítulo 5.1., tendrá un valor del 72%.
- *Precio de la compra de energía*: coste de la energía, obtenido de las facturas facilitadas por la empresa. En este caso 151,25€/MWh

- *Precio de la venta de energía:* importe que se obtendrá por cada MWh vertido en la red. La media del precio durante la elaboración de este TFG según los datos de REE ha sido igual a 65 €/MWh. Se ha tenido en cuenta una disminución anual del precio del 3%, debido a la tendencia a decrecer de los precios de exportación.
- *Inversión inicial:* valor de la inversión inicial para cada propuesta, calculado en los presupuestos estimados (Anexo II). Del importe final un 70% será financiado a 8 años a un interés fijo del 3%. Los pagos anuales para cada caso se han obtenido mediante la fórmula del interés compuesto (Expresión 12).

$$a = C_0 * \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (12)$$

Donde:

- $a$  : importe del pago anual.
  - $C_0$  : cantidad a financiar.
  - $i$  : tasa de interés.
  - $n$  : años.
- *Subvención:* cantidad aportada por el Govern de les Illes Balears para fomentar las energías renovables, detallada en el Capítulo 3.3 (Expresión 1)

Con estos valores se han obtenido los siguientes datos:

- *Coste de la energía durante 25 años sin instalación fotovoltaica.*
- *Energía total vertida a la red.*
- *Energía total comprada.*
- *Ahorro después de 25 años debido a la instalación.*
- *VAN.*
- *TIR.*
- *Período de amortización.*

Los pasos para obtenerlos han sido:

1. Con los valores de generación, consumo y el factor de simultaneidad, se ha realizado una tabla donde se ha calculado la cantidad de energía que se comprará y se verterá a la red cada mes.
2. En otra tabla, se han pasado los valores de compra y venta de energía a anuales; y con el precio de venta y de compra se ha calculado el importe de cada acción. En la misma tabla se ha introducido los pagos anuales del préstamo, añadiendo el primer año la inversión inicial.
3. Para acabar, en una tercera tabla, se ha calculado la amortización año a año y los flujos de caja de cada año. Tanto la amortización como los flujos de caja se han hecho comparando con la factura anual sin placas solares. Finalmente, mediante las fórmulas de Excel, se ha calculado el VAN y el TIR.

Todas las Tablas realizadas para el estudio de viabilidad económico se han adjuntado en el Anexo III. En la Tabla 27 se tiene un resumen de cada una de las propuestas.

Tablas 27: Resumen estudio viabilidad económica. Fuente: Propia.

Propuesta	Presupuesto estimado (€)	Pot. Pico (kWp)	Energía comprada (MWh)	Energía vendida (MWh)	Ahorro (€)	TIR (%)	Período retorno (años)	VAN (€)
Propuesta 1 - Conf. Óptima (Cubrir demanda)	21.270,26 €	8	4,328	4,633	21.308,24 €	16,0%	10	7.857,36 €
Propuesta 1 - Conf. Coplanaria (Cubrir demanda)	23.977,14 €	9,6	4,612	5,308	18.906,62 €	12,1%	12	6.029,72 €
Propuesta 2 - Conf. Óptima (Potencia contratada)	28.901,02 €	11,2	2,148	7,852	27.195,70 €	15,4%	11	9.854,92 €
Propuesta 2 - Conf. Coplanaria (Potencia contratada)	27.810,70 €	11,2	3,857	6,868	20.793,04 €	11,9%	12	6.536,26 €
Propuesta 3 - Conf. Óptima (Espacio disponible)	165.164,02 €	67,2	0,000	100,180	20.844,73 €	2,2%	21	-15.136,20 €
Propuesta 3 - Conf. Coplanaria (Espacio disponible)	269.304,23 €	115,2	0,000	144,943	- 84.480,39 €	-6,6%	>25	-144.009,62 €

## 7.2. Elección propuesta

Del estudio de viabilidad económica realizado se obtiene que las propuestas más rentables de realizar son la **Propuesta 1** y la **Propuesta 2**, ambas con **Configuración Óptima**. De estas dos opciones, se seleccionara la Propuesta 2, ya que a pesar de tener un periodo de retorno un año mayor y una TIR un poco inferior, el VAN es mayor y si la empresa decide aumentar su producción seguiría siendo apta. Por tanto, el diseño de esta instalación se realizará por completo.

Para considerar una instalación rentable, esta debe tener un VAN positivo y una TIR entorno al 7% o superior. Con estas características encontramos otras dos propuestas, además de las mencionadas anteriormente, por lo que también se podrían tener en cuenta. Las dos últimas propuestas no se considerarán al tener un VAN negativo.

Para comprobar la exposición de la propuesta seleccionada, se ha realizado el estudio económico de nuevo reduciendo en un 25% el precio de la energía excedentaria 48,75€/MWh). Este nuevo caso ha dado como resultado un VAN igual a **8.479,94 €** una TIR del **13,5%** y un período de amortización de **11 años**; por lo que aunque se ve reducida su rentabilidad, la propuesta seleccionado seguiría siendo viable económicamente.

Por otro lado, también se ha querido verificar el argumento por el que se escoge la Propuesta 2 y no la Propuesta 1, en base a un posible aumento de la producción. Para comprarlo se ha **aumentado un 25% el consumo** y como resultado vemos que la TIR se igualaría (**17,1%**) y el período de retorno pasaría a ser el mismo (**10 años**).

## 8. DISEÑO INSTALACIÓN FINAL

### 8.1. Separación entre módulos

Debido a que la instalación seleccionada la conforman módulos inclinados a  $35^\circ$  y orientados N-S (azimut  $-2^\circ$ ), habrá que calcular la separación entre filas para evitar que se hagan sombra entre ellos. Como se ha explicado en el Capítulo 4.3.3., las sombras producen efectos indeseables sobre los módulos solares. El valor de la separación entre placas se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$d = a * \cos(\beta) + a * \frac{\sin(\beta)}{\operatorname{tg}(\alpha)} \quad (13)$$

Siendo:

- $d$  : distancia entre módulos. Unidades en metro.
- $a$  : longitud del módulo. En este caso, al estar en vertical, el valor será igual a 1,69m.
- $\beta$  : inclinación del panel ( $35^\circ$ ).
- $\alpha$  : ángulo que se obtiene mediante la Expresión 14.

$$\alpha = (90^\circ - \text{Latitud}_{\text{ubicación}}) - \text{Declinación solar}_{\text{min}} \quad (14)$$

Donde:

- $\text{Latitud}_{\text{ubicación}}$  : latitud en grados de la ubicación de la instalación ( $39,596^\circ$ ).
- $\text{Declinación}_{\text{solar}}$  : ángulo que forman los rayos solares con el plano del ecuador. El valor en Mallorca es de  $23^\circ$  aproximadamente.

Con esto, se obtiene que el valor de  $\alpha$  es igual a  $27,4^\circ$  y que la distancia entre módulos ha de ser igual a 3,25 m.

En la Figura 33 se pueden ver representados los parámetros anteriormente explicados.

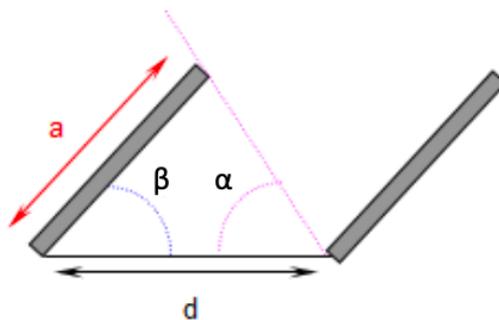


Figura 33: Parámetros cálculo separación módulos. Fuente: TFG Julián Rivero.

## 8.2. Dimensionado del cableado

Para diseñar el cableado necesario para la instalación se utilizará el criterio de caída de tensión y el criterio térmico, ambos explicados detalladamente en el Capítulo 6.1.3.

La propuesta seleccionada se trata de una planta con un solo inversor y según como indica el Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10. Plantas fotovoltaicas de ABB, el cable irá directamente de las placas al inversor sin pasar por ningún concentrador de *strings* (Figura 34). De este modo en esta instalación solo se usará una tipología de cable.

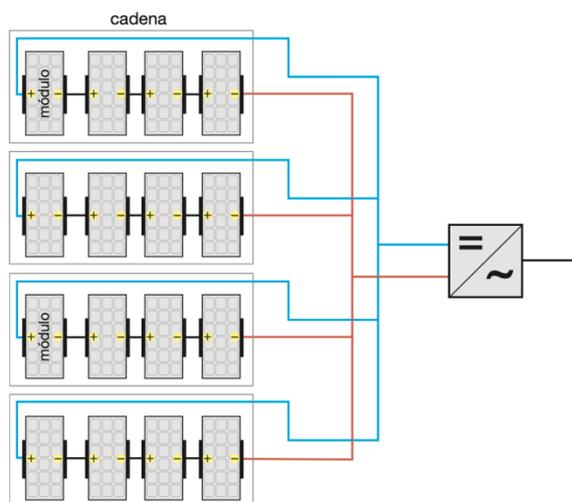


Figura 34: Esquema instalación con un solo inversor. Fuente: Cuaderno Fotovoltaica ABB.

Haciendo uso de las Expresiones 2 y 3, obtenemos que la  $I_b$  es igual a **8,225 A** y que los coeficientes  $K_t$  y  $K_a$ , valen 0,41 (debido a que se la temperatura de trabajo está entorno a los 80 °C) y 0,8 (al agruparse 2 circuitos) respectivamente; se obtiene que la  $I_z$  vale **25,08 A**. La sección de cobre del cable será igual a **2,5 mm<sup>2</sup>**.

Se comprueba que la sección obtenida es correcta utilizando el criterio de la caída de tensión (Expresión 4) sabiendo que con la sección calculada anteriormente nos tiene que dar una caída inferior al 1,5%. Introduciendo la longitud de cable empleada (45,39 m), la resistividad del cobre, la potencia que soporta el cableado (11,2 kW) y la tensión que soporta (1058,4 V); nos da una caída porcentual de la tensión del 0,64% muy inferior al 1,5%. Se utilizará una sección de **2,5 mm<sup>2</sup>** para el cableado.

Debido a lo que se ha comentado al principio de este capítulo, esta instalación no contará con protecciones por lo que se dimensionará directamente la puesta a tierra.

## 8.3. Diseño de la puesta a tierra

Para la puesta a tierra de las masas de continua se usará un sistema IT. Debido a la baja magnitud de las tensiones de defecto, según la norma UNE EN-60364-4-43, no sería necesario el uso de protección diferencial. Con tal de garantizar la equipotencialidad, todas las masas de continua se conectarán a la misma toma de tierra.

De acuerdo con la Tabla 2 del REBT ITC-BT-18 (Tabla V.7 del Anexo V), los conductores de fase con una sección inferior a 16 mm<sup>2</sup> deberán tener el cableado de puesta a tierra de la misma sección que el de fase. De este modo, la sección de los conductores de puesta a tierra será de 2,5 mm<sup>2</sup>. Este cableado empleará el distintivo aislante amarillo-verde.

La puesta a tierra deberá cumplir la siguiente expresión:

$$R_a * I_d \leq U_L \quad (15)$$

Siendo:

- $R_a$  : resistencia de puesta a tierra.
- $I_d$  : corriente de defecto (300 mA).
- $U_L$  : tensión límite, su valor convencional es igual a 24 V.

Introduciendo los valores en la Expresión 15, obtenemos que la resistencia deberá tener un valor mínimo de **80 Ω**. Mediante la Expresión 16 podemos calcular la longitud de la pica para obtener la resistencia requerida.

$$L = \frac{\rho_T}{R_a} \quad (16)$$

Donde:

- L : longitud de la pica vertical puesta a tierra (m).
- $\rho_T$  : resistividad del suelo, en Mallorca el valor es aproximadamente de 250 Ω\*m.

Realizando los cálculos, se obtiene que se deberá emplear una pica de **3,125 m**, que enterraremos a 0,8 m de profundidad.

## 9. CONCLUSIÓN

Este Trabajo Final de Grado se ha realizado con el objetivo de comprobar la viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas, estudiando su aplicación para el caso concreto de una nave industrial de construcción de componentes náuticos. Con esto, se ha querido demostrar la capacidad de esta tecnología para ser una apuesta de presente y futuro.

A lo largo de los primeros capítulos se ha podido conocer la evolución de la energía fotovoltaica, así como su cada vez mayor relevancia como fuente de energía a nivel mundial. De este análisis puede deducirse que gracias al consenso político existente sobre las renovables, la energía fotovoltaica cada vez ejercerá un papel más relevante y que su tecnología seguirá mejorando.

Teniendo en cuenta la legislación vigente, explicada también en este TFG, se han propuesto seis configuraciones distintas, pensadas para cubrir distintos parámetros: demanda, potencia contratada y espacio disponible.

De las seis propuestas presentadas, cuatro han resultado rentables, mientras que las otras dos no han alcanzado la rentabilidad. Las dos instalaciones que no han resultado rentables han sido las diseñadas para cubrir la superficie disponible, esto se debe a que la legislación actual está pensada para la compensación y no para la venta de energía.

Gracias a este trabajo se puede afirmar que la implementación de una instalación fotovoltaica en la cubierta de la nave de BARCO PROYECTOS NÁUTICOS S.L., para cubrir la potencia contratada, es rentable.

Los resultados de este estudio se facilitarán a la empresa, que ha mostrado su interés durante todo el desarrollo del trabajo.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- Agua, P. y Rodríguez, F. (2017). “Las energías renovables avanzan a golpe de las crisis del petróleo” en *El Salto*. <https://www.elsaltodiario.com/energias-renovables/las-energias-renovables-avanzan-a-golpe-de-las-crisis-del-petroleo> [Consulta: 20 de abril de 2021].
- Pinilla Rodríguez, J.A. (2019). “El problema energético mundial. Energías renovables y cambio climático” en *Energy Management*. <https://e-management.mx/el-problema-energetico-mundial-energias-renovables-y-cambio-climatico/> [Consulta: 25 de abril de 2021].
- Sanchis, A. (2020). “Si la energía solar quiere triunfar, va por buen camino: es ya un 89% más barata que hace diez años” en *Xataka: Magnet*. <https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/energia-solar-quiere-triunfar-va-buen-camino-89-barata-que-hace-diez-anos> [Consulta: 26 de abril de 2021].
- BP (2020). *Statistical Review of World Energy*. Recuperado de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). Recuperado de <https://www.irena.org/solar>
- Iberdrola. *Las negociaciones climáticas: 25 años en busca de consensos para luchar contra el cambio climático*. <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/acuerdos-internacionales-sobre-el-cambio-climatico> [Consulta: 25 de abril de 2021].
- Mártil, I. (2016). “Evolución y perspectivas para la energías solar fotovoltaica” en *Público*. <https://blogs.publico.es/econonuestra/2016/04/01/evolucion-y-perspectivas-para-la-energia-solar-fotovoltaica/> [Consulta: 26 de abril de 2021]
- Red Eléctrica España (REE). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2019*. Recuperado de: [https://www.ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf\\_sis\\_elec\\_ree\\_2019\\_v2.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf)
- Red Eléctrica España (REE). *Avance del Sistema Eléctrico Español 2020*. Recuperado de: [https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/03/downloadable/Avance\\_IS E\\_2020\\_1.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/03/downloadable/Avance_IS E_2020_1.pdf)
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Plan Energías Renovables 2011–2020*. Recuperado de: [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_PER\\_2011-2020\\_def\\_93c624ab.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf)
- Organización de las Naciones Unidas (ONU). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Recuperado de: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- ABB. *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10. Plantas fotovoltaicas*. Material adicional Tecnología Energética de GITI.
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA). *La Energía en España*. Recuperado de: <https://www.appa.es/la-energia-en-espana/>
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA). *Legislación Renovable*. Recuperado de: <https://www.appa.es/energias-renovables/legislacion-renovable/>

- España. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. BOE núm. 83, de 6 de abril de 2019, páginas 35.674 a 35.719. Recuperado de: <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>
- Comisión Europea (2019). *El Pacto Verde Europeo*. Recuperado de: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_1&format=PDF)
- España. Real Decreto 842/2002. *Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC, versión actualizada 2021*.
- España. Ley 10/2019, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética. BOIB, 2 de marzo de 2019, núm. 27. Recuperado de: <https://www.iberley.es/legislacion/ley-10-2019-22-feb-c-baleares-cambio-climatico-transicion-energetica-26198777>
- Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). *Global Solar Atlas*. <https://globalsolaratlas.info/map?c=39.753657,2.771301,9> [Consulta: 11 de mayo de 2021]
- PVGIS. *Photovoltaic Geographical Information System*. Recuperado de: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- Generador de precios CYPE. Recuperado de: <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*. Recuperado de: [https://www.idae.es/sites/default/files/20201005\\_guia\\_autoconsumo\\_v.3.0.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/20201005_guia_autoconsumo_v.3.0.pdf)

# **PRESUPUESTO**

## 1. INTRODUCCIÓN

El Presupuesto de este TFG calculará el precio de ejecución de la propuesta seleccionada (Propuesta 2 – Conf. Óptima).

Los datos necesarios se han obtenido del generador de precios CYPE y de páginas web especializadas.

## 2. PRESUPUESTO

### 2.1. Unidades de obra

Tabla P.1: Cuadro de precios descompuestos, módulo fotovoltaico con estructura para conf. óptima.  
Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W</b> Módulo fotovoltaico monocristalino de alto rendimiento con 400Wp de potencia y 65,8 V de tensión. Incluye estructura de soporte. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
u	Módulo fotovoltaico	1,00	380,00	380,00
u	Estructura de soporte	1,00	50,00	50,00
h	Oficial 1ª instalador captadores solares	1,00	19,56	19,56
h	Ayudante instalador de captadores solares	1,00	18,01	18,01
%	Costes directos complementarios	0,20	467,57	93,51
<b>Total</b>				<b>561,08</b>

Tabla P.2: Cuadro de precios descompuesto, inversor solar 10kW. Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Inversor solar Huawei SUN2000 10KTL - M0</b> Inversor de potencia de entrada de 10kW. Rango de tensión de entrada 141 - 980 V e intensidad máxima de 15 A. Tensión de salida de 380 V. Protecciones incluidas. Totalmente instalado y en correcto funcionamiento.			
u	Inversor con protecciones	1,00	1.745,00	1.745,00
h	Oficial 1ª electricidad	0,20	19,56	3,91
h	Ayudante electricista	0,20	18,01	3,60
%	Costes directos complementarios	0,20	1.748,91	349,78
<b>Total</b>				<b>2.102,30</b>

Tabla P.3: Cuadro de precios descompuestos, pica de 3,2 m. Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Toma de tierra con una pica de 3,2 m</b> Toma de tierra con una pica de 3,2 m de longitud y 15 mm de diámetro como electrodo			
u	Pica de acero cobreado 3,2 m	1,00	27,00	27,00
m	Conductor de cobre desnudo, 35 mm <sup>2</sup>	0,25	2,81	0,70
u	Arqueta de polipropileno para toma a tierra, de 300x300 mm <sup>2</sup>	1,00	74,00	74,00
h	Oficial 1ª electricista	0,25	19,56	4,89
h	Ayudante electricista	0,25	18,01	4,50
h	Peón ordinario construcción	0,001	17,82	0,02
%	Costes directos complementarios	0,20	111,11	22,22
<b>Total</b>				<b>133,34</b>

Tabla P.4: Cuadro de precios descompuestos, cable 2,5 mm<sup>2</sup>. Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 1x2,5 mm<sup>2</sup></b> Cable unipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 2,5 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V). Según UNE 21123-2.			
u	Cable Cu 1x2,5 mm <sup>2</sup>	1,00	0,54	0,54
h	Oficial 1ª electricista	0,25	19,56	4,89
h	Ayudante electricista	0,25	18,01	4,50
%	Costes directos complementarios	0,20	9,93	1,99
<b>Total</b>				<b>11,92</b>

Tabla P.5: Cuadro de precios descompuestos, cable puesta a tierra 2,5 mm<sup>2</sup>. Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 1x2,5 mm<sup>2</sup> para puesta a tierra amarillo-verde</b> Cable unipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 2,5 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V). Según UNE 21123-2.			
u	Cable Cu 1x2,5 mm <sup>2</sup>	1,00	0,68	0,68
h	Oficial 1ª electricista	0,25	19,56	4,89
h	Ayudante electricista	0,25	18,01	4,50
%	Costes directos complementarios	0,20	10,07	2,01
<b>Total</b>				<b>12,08</b>

## 2.2. Presupuesto de ejecución material (PEM)

Tabla P.6: *Presupuesto de ejecución material*. Fuente: propia.

U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
u	Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W	28,00	561,08	15.710,35
u	Inversor solar Huawei SUN2000 30KTL - M3	1,00	2.102,30	2.102,30
m	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 1x2,5 mm2	90,78	11,92	1.082,01
m	Cable Cu unipolar 0,6/1 kV 1x2,5 mm2 para puesta a tierra amarillo-verde	4,00	12,08	48,32
u	Toma de tierra con una pica de 3,2 m	1,00	133,34	133,34
<b>Total</b>				<b>19.076,31</b>

## 2.3. Presupuesto final

Tabla P.7: *Presupuesto final*. Fuente: propia.

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>19.076,31 €</b>
Gastos generales (12%)	2.289,16 €
Beneficio industrial (6%)	1.144,58 €
<b>PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>22.510,05 €</b>
Honorarios (4%)	900,40 €
IVA (21%)	4.727,11 €
<b>PRESUPUESTO FINAL</b>	<b>28.137,56</b>

El Presupuesto final de la instalación diseñada asciende a **VEINTIOCHO MIL CIENTO TREINTA Y SIETE EUROS Y CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS**.

Este importe difiere en menso de un 3% de la cantidad aproximada para realizar el análisis de viabilidad económica (Anexo II). Por tanto, el estudio realizado sería correcto.

# **ANEXOS**

## ANEXO I: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

- *SunPower*: Ficha técnica de los paneles SunPower – MAXEON 3. Recuperado de: [https://sunpower.maxeon.com/es/sites/default/files/2020-09/sp\\_mst\\_MAX3-400-395-390\\_ds\\_es\\_a4\\_mc4\\_1mcable\\_536423.pdf](https://sunpower.maxeon.com/es/sites/default/files/2020-09/sp_mst_MAX3-400-395-390_ds_es_a4_mc4_1mcable_536423.pdf)
- *SunPower*: Ficha técnica de los paneles SunPower – MAXEON 5. Recuperado de: [https://sunpower.maxeon.com/es/sites/default/files/2020-09/sp\\_max5\\_450\\_440\\_430\\_com\\_ds\\_es\\_a4\\_mc4\\_gen42\\_535619.pdf](https://sunpower.maxeon.com/es/sites/default/files/2020-09/sp_max5_450_440_430_com_ds_es_a4_mc4_gen42_535619.pdf)
- *REC Group*: Ficha técnica de los paneles REC - Alpha Series. Recuperado de: [https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/ds\\_rec\\_alpha\\_series\\_es.pdf?t=1621411631](https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/ds_rec_alpha_series_es.pdf?t=1621411631)
- *Huawei Solar*: Ficha técnica del inversor SUN2000-8KTL-M0. Recuperado de: <https://solar.huawei.com/es-ES/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-3-10KTL-M0.pdf>
- *Huawei Solar*: Ficha técnica del inversor SUN2000-12KTL-M0. Recuperado de: <https://solar.huawei.com/es-ES/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-12-20KTL-M0.pdf>
- *Huawei Solar*: Ficha técnica del inversor SUN2000-30KTL-M3. Recuperado de: <https://solar.huawei.com/es-ES/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-30-40KTL-M3.pdf>
- *Huawei Solar*: Ficha técnica del inversor SUN2000-100KTL-M1. Recuperado de: <https://solar.huawei.com/es-ES/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-100KTL-M1.pdf>
- *ABB*: Ficha técnica concentrador de *strings* STRINGBOX DC 8str 1000 V 15A. Recuperado de: <https://new.abb.com/products/es/1SLM300800A4740/stringbox-dc-8str-1000v-1f-15a>
- *ABB*: Ficha técnica concentrador de *strings* STRINGBOX DC 18str 1500 V 15A. Recuperado de: <https://new.abb.com/products/es/1SLM301800A4940/stringbox-dc-18str-1500v-1f-15a>

## ANEXO II: PRESUPUESTOS ESTIMADOS

Para la realización de estos presupuestos solo se han tenido en cuenta las unidades de obras de los paneles y los inversores. Debido a que no se tiene en cuenta los costes de cableado, se ha añadido un 10% para aproximarlos al valor real.

- **Unidades de obra**

Tabla II.1: *Cuadro de precios descompuestos, módulo fotovoltaico con estructura para conf. óptima.*  
Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W</b> Módulo fotovoltaico monocristalino de alto rendimiento con 400Wp de potencia y 65,8 V de tensión. Incluye estructura de soporte. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
u	Módulo fotovoltaico	1,00	380,00	380,00
u	Estructura de soporte	1,00	50,00	50,00
h	Oficila 1ª instalador captadores solares	1,00	19,56	19,56
h	Ayudante instalador de captadores solares	1,00	18,01	18,01
%	Costes directos complementarios	0,20	467,57	93,51
<b>Total</b>				<b>561,08</b>

Tabla II.2: *Cuadro de precios descompuestos, módulo fotovoltaico con estructura para conf. Coplanaria.*  
Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W</b> Módulo fotovoltaico monocristalino de alto rendimiento con 400Wp de potencia y 65,8 V de tensión. Incluye estructura de soporte. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
u	Módulo fotovoltaico	1,00	380,00	380,00
u	Estructura de soporte	1,00	30,00	30,00
h	Oficila 1ª instalador captadores solares	1,00	19,56	19,56
h	Ayudante instalador de captadores solares	1,00	18,01	18,01
%	Costes directos complementarios	0,20	447,57	89,51
<b>Total</b>				<b>537,08</b>

Tabla II.3: Cuadro de precios descompuesto, inversor solar 8kW. Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Inversor solar Huawei SUN2000 8KTL - M0</b> Inversor de potencia de entrada de 8kW. Rango de tensión de entrada 140 - 980 V e intensidad máxima de 15 A. Tensión de salida de 380 V. Protecciones incluidas. Totalmente instalado y en correcto funcionamiento.			
u	Inversor con protecciones	1,00	1.566,32	1.566,32
h	Oficial 1ª electricidad	0,20	19,56	3,91
h	Ayudante electricista	0,20	18,01	3,60
%	Costes directos complementarios	0,20	1.570,23	314,05
<b>Total</b>				<b>1.887,88</b>

Tabla II.4: Cuadro de precios descompuesto, inversor solar 10kW. Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Inversor solar Huawei SUN2000 10KTL - M0</b> Inversor de potencia de entrada de 10kW. Rango de tensión de entrada 141 - 980 V e intensidad máxima de 15 A. Tensión de salida de 380 V. Protecciones incluidas. Totalmente instalado y en correcto funcionamiento.			
u	Inversor con protecciones	1,00	1.745,00	1.745,00
h	Oficial 1ª electricidad	0,20	19,56	3,91
h	Ayudante electricista	0,20	18,01	3,60
%	Costes directos complementarios	0,20	1.748,91	349,78
<b>Total</b>				<b>2.102,30</b>

Tabla II.5: Cuadro de precios descompuesto, inversor solar 30kW. Fuente: propia y CYPE.

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
u	<b>Inversor solar Huawei SUN2000 30KTL - M3</b> Inversor de potencia de entrada de 8kW. Rango de tensión de entrada 200 - 1000 V e intensidad máxima de 40 A. Tensión de salida de 400 V. Protecciones incluidas. Totalmente instalado y en correcto funcionamiento.			
u	Inversor con protecciones	1,00	3.132,21	3.132,21
h	Oficial 1ª electricidad	0,20	19,56	3,91
h	Ayudante electricista	0,20	18,01	3,60
%	Costes directos complementarios	0,20	3.136,12	627,22
<b>Total</b>				<b>3.766,95</b>

- **Propuesta 1 – Configuración óptima**

Tabla II.6: *Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 1 – Configuración óptima*. Fuente: propia.

U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
u	Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W	20,00	561,08	11.221,68
u	Inversor solar Huawei SUN2000 8KTL - M0	1,00	1.887,88	1.887,88
Subtotal				13.109,56
%	Cableado y protecciones	0,10	13.109,56	1.310,96
<b>Total</b>				<b>14.420,52</b>

Tabla II.7: *Presupuesto final Propuesta 1 – Configuración óptima*. Fuente: propia.

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>14.420,52</b>
Gastos generales (12%)	1.730,46
Beneficio industrial (6%)	865,23
<b>PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>17.016,21</b>
Honorarios (4%)	680,65
IVA (21%)	3.573,40
<b>PRESUPUESTO FINAL</b>	<b>21.270,26</b>

- **Propuesta 1 – Configuración coplanaria**

Tabla II.8: *Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 1 – Configuración coplanaria*. Fuente: propia.

U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
u	Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W	24,00	537,08	12.890,02
u	Inversor solar Huawei SUN2000 8KTL - M0	1,00	1.887,88	1.887,88
Subtotal				14.777,90
%	Cableado y protecciones	0,10	14.777,90	1.477,79
<b>Total</b>				<b>16.255,69</b>

Tabla II.9: *Presupuesto final Propuesta 1 – Configuración coplanaria*. Fuente: propia.

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>16.255,69</b>
Gastos generales (12%)	1.950,68
Beneficio industrial (6%)	975,34
<b>PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>19.181,71</b>
Honorarios (4%)	767,27
IVA (21%)	4.028,16
<b>PRESUPUESTO FINAL</b>	<b>23.977,14</b>

- **Propuesta 2 – Configuración óptima**

Tabla II.10: *Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 2 – Configuración óptima*. Fuente: propia.

U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
u	Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W	28,00	561,08	15.710,35
u	Inversor solar Huawei SUN2000 10KTL - M0	1,00	2.102,30	2.102,30
Subtotal				17.812,65
%	Cableado y protecciones	0,10	17.812,65	1.781,26
<b>Total</b>				<b>19.593,91</b>

Tabla II.11: *Presupuesto final Propuesta 2 – Configuración óptima*. Fuente: propia.

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>19.593,91</b>
Gastos generales (12%)	2.351,27
Beneficio industrial (6%)	1.175,63
<b>PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>23.120,82</b>
Honorarios (4%)	924,83
IVA (21%)	4.855,37
<b>PRESUPUESTO FINAL</b>	<b>28.901,02</b>

- **Propuesta 2 – Configuración coplanaria**

Tabla II.12: *Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 2 – Configuración coplanaria*. Fuente: propia.

U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
u	Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W	28,00	537,08	15.038,35
u	Inversor solar Huawei SUN2000 10KTL - M0	1,00	2.102,30	2.102,30
Subtotal				17.140,65
%	Cableado y protecciones	0,10	17.140,65	1.714,06
<b>Total</b>				<b>18.854,71</b>

Tabla II.13: *Presupuesto final Propuesta 2 – Configuración coplanaria*. Fuente: propia.

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>18.854,71</b>
Gastos generales (12%)	2.262,57
Beneficio industrial (6%)	1.131,28
<b>PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>22.248,56</b>
Honorarios (4%)	889,94
IVA (21%)	4.672,20
<b>PRESUPUESTO FINAL</b>	<b>27.810,70</b>

- **Propuesta 3 – Configuración óptima**

Tabla II.14: *Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 3 – Configuración óptima*. Fuente: propia.

U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
u	Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W	168,00	561,08	94.262,11
u	Inversor solar Huawei SUN2000 30KTL - M3	2,00	3.766,95	7.533,90
Subtotal				101.796,01
%	Cableado y protecciones	0,10	101.796,01	10.179,60
<b>Total</b>				<b>111.975,61</b>

Tabla II.15: *Presupuesto final Propuesta 3 – Configuración óptima*. Fuente: propia.

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>111.975,61</b>
Gastos generales (12%)	13.437,07
Beneficio industrial (6%)	6.718,54
<b>PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>132.131,22</b>
Honorarios (4%)	5.285,25
IVA (21%)	27.747,56
<b>PRESUPUESTO FINAL</b>	<b>165.164,02</b>

- **Propuesta 3 – Configuración coplanaria**

Tabla II.16: *Presupuesto de Ejecución Material Propuesta 3 – Configuración coplanaria*. Fuente: propia.

U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
u	Módulo fotovoltaico Sunpower Maxeon 3 400W	288,00	537,08	154.680,19
u	Inversor solar Huawei SUN2000 30KTL - M3	3,00	3.766,95	11.300,85
Subtotal				165.981,04
%	Cableado y protecciones	0,10	165.981,04	16.598,10
<b>Total</b>				<b>182.579,14</b>

Tabla II.17: *Presupuesto final Propuesta 3 – Configuración coplanaria*. Fuente: propia.

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>182.579,14</b>
Gastos generales (12%)	21.909,50
Beneficio industrial (6%)	10.954,75
<b>PRESUPUESTOS DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>215.443,39</b>
Honorarios (4%)	8.617,74
IVA (21%)	45.243,11
<b>PRESUPUESTO FINAL</b>	<b>269.304,23</b>

## ANEXO III: TABLAS ESTUDIO VIABILIDAD ECONÓMICA

En el siguiente anexo se adjuntan las tablas realizadas para llevar a cabo el estudio de viabilidad económico para cada propuesta.

- **Coste de la energía sin instalación fotovoltaica**

Tabla III.1: *Coste energético sin instalación fotovoltaica*. Fuente: propia.

AÑO	100% ENERGÍA RED ELÉCTRICA (MWh)	COSTE ENERGÍA (€/MWh)	GASTO ENERGÍA (€)
1	13,2	151,25	1.996,50 €
2	13,2	151,25	1.996,50 €
3	13,2	151,25	1.996,50 €
4	13,2	151,25	1.996,50 €
5	13,2	151,25	1.996,50 €
6	13,2	151,25	1.996,50 €
7	13,2	151,25	1.996,50 €
8	13,2	151,25	1.996,50 €
9	13,2	151,25	1.996,50 €
10	13,2	151,25	1.996,50 €
11	13,2	151,25	1.996,50 €
12	13,2	151,25	1.996,50 €
13	13,2	151,25	1.996,50 €
14	13,2	151,25	1.996,50 €
15	13,2	151,25	1.996,50 €
16	13,2	151,25	1.996,50 €
17	13,2	151,25	1.996,50 €
18	13,2	151,25	1.996,50 €
19	13,2	151,25	1.996,50 €
20	13,2	151,25	1.996,50 €
21	13,2	151,25	1.996,50 €
22	13,2	151,25	1.996,50 €
23	13,2	151,25	1.996,50 €
24	13,2	151,25	1.996,50 €
25	13,2	151,25	1.996,50 €
<b>TOTAL</b>			<b>49.912,50 €</b>

- **Propuesta 1 – Configuración Óptima**

Tabla III.2: *Generación y consumo Propuesta 1 – Configuración óptima*. Fuente: propia.

CONSUMO Y GENERACIÓN												
MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONSUMO (kWh)	872,29	931,43	800,01	527,50	640,73	882,10	1202,23	1294,36	1333,91	1315,50	1529,13	1862,35
GENERACIÓN (kWh)	859,81	914,13	1220,92	1252,83	1353,46	1317,91	1370,30	1330,00	1169,79	1045,22	835,82	826,47
AUTOCONSUMO (kWh)	619,06	658,17	879,06	902,04	974,49	948,90	986,62	957,60	842,25	752,56	601,79	595,06
EXCEDENTES (kWh)	240,75	255,96	420,91	725,33	712,73	435,81	383,68	372,40	327,54	292,66	234,03	231,41
ENERGÍA COMPRADA (kWh)	253,22	273,25	0,00	0,00	0,00	0,00	215,61	336,76	491,66	562,94	927,34	1267,29

Tabla III.3: *Información financiera Propuesta 1 – Configuración óptima*. Fuente: propia.

TOTAL	21.270,26 €
INVERSIÓN INICIAL (30%)	6.381,08 €
FINANCIADO (70%)	14.889,18 €
AÑOS	8
PAGO ANUAL	2.121,06 €
INTERÉS	3%
SUBVENCIÓN	5.760,00 €

Tabla III.4: Análisis viabilidad económico Propuesta 1 – Configuración óptima. Fuente: propia.

AÑO	ENERGÍA COMPRADA (MWh)	ENERGÍA VERTIDA RED ELÉCTRICA (MWh)	COSTE ENERGÍA (€)	BENEFICIO ENERGÍA (€)	COSTE INSTALACIÓN (€)	AÑO	AMORTIZACIÓN	FLUJOS DE CAJA
1	4,328	4,633	654,62 €	301,16 €	2.742,14 €	1	- 1.099,10 €	- 1.099,10 €
2	4,328	4,633	654,62 €	292,12 €	2.121,06 €	2	- 1.586,16 €	- 487,06 €
3	4,328	4,633	654,62 €	283,36 €	2.121,06 €	3	- 2.081,98 €	- 495,82 €
4	4,328	4,633	654,62 €	274,86 €	2.121,06 €	4	- 2.586,30 €	- 504,32 €
5	4,328	4,633	654,62 €	266,61 €	2.121,06 €	5	- 3.098,87 €	- 512,57 €
6	4,328	4,633	654,62 €	258,62 €	2.121,06 €	6	- 3.619,43 €	- 520,57 €
7	4,328	4,633	654,62 €	250,86 €	2.121,06 €	7	- 4.147,76 €	- 528,32 €
8	4,328	4,633	654,62 €	243,33 €	2.121,06 €	8	- 4.683,61 €	- 535,85 €
9	4,328	4,633	654,62 €	236,03 €		9	- 3.105,70 €	1.577,91 €
10	4,328	4,633	654,62 €	228,95 €		10	- 1.534,87 €	1.570,83 €
11	4,328	4,633	654,62 €	222,08 €		11	29,09 €	1.563,96 €
12	4,328	4,633	654,62 €	215,42 €		12	1.586,39 €	1.557,30 €
13	4,328	4,633	654,62 €	208,96 €		13	3.137,22 €	1.550,83 €
14	4,328	4,633	654,62 €	202,69 €		14	4.681,79 €	1.544,57 €
15	4,328	4,633	654,62 €	196,61 €		15	6.220,28 €	1.538,49 €
16	4,328	4,633	654,62 €	190,71 €		16	7.752,86 €	1.532,59 €
17	4,328	4,633	654,62 €	184,99 €		17	9.279,73 €	1.526,87 €
18	4,328	4,633	654,62 €	179,44 €		18	10.801,05 €	1.521,32 €
19	4,328	4,633	654,62 €	174,06 €		19	12.316,98 €	1.515,93 €
20	4,328	4,633	654,62 €	168,83 €		20	13.827,69 €	1.510,71 €
21	4,328	4,633	654,62 €	163,77 €		21	15.333,34 €	1.505,65 €
22	4,328	4,633	654,62 €	158,86 €		22	16.834,07 €	1.500,73 €
23	4,328	4,633	654,62 €	154,09 €		23	18.330,04 €	1.495,97 €
24	4,328	4,633	654,62 €	149,47 €		24	19.821,38 €	1.491,35 €
25	4,328	4,633	654,62 €	144,98 €		25	21.308,24 €	1.486,86 €
<b>SUMA</b>			16.365,55 €	5.350,85 €	17.589,55 €	<b>VAN</b>		<b>7.857,36 €</b>
				<b>TOTAL</b>	- 28.604,26 €	<b>TIR</b>		<b>16,0%</b>

- Propuesta 1 – Configuración Coplanaria

Tabla III.5: Generación y consumo Propuesta 1 – Configuración coplanaria. Fuente: propia.

CONSUMO Y GENERACIÓN												
MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONSUMO (kWh)	872,29	931,43	800,01	527,50	640,73	882,10	1202,23	1294,36	1333,91	1315,50	1529,13	1862,35
GENERACIÓN (kWh)	643,18	779,18	1181,63	1382,20	1645,08	1680,68	1710,34	1520,32	1188,04	926,72	648,88	581,23
AUTOCONSUMO (kWh)	463,09	561,01	850,77	995,18	1184,46	1210,09	1231,44	1094,63	855,39	667,24	467,19	418,49
EXCEDENTES (kWh)	180,09	218,17	381,62	854,70	1004,35	798,58	508,11	425,69	332,65	259,48	181,69	162,74
ENERGÍA COMPRADA (kWh)	409,20	370,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	199,73	478,52	648,26	1061,93	1443,86

Tabla III.6: Información financiera Propuesta 1 – Configuración coplanaria. Fuente: propia.

TOTAL	23.977,14 €
INVERSION INICIAL (30%)	7.193,14 €
FINANCIADO (70%)	16.784,00 €
AÑOS	8
PAGO ANUAL	2.390,99 €
INTERES	3%
SUBVENCIÓN	6.624,00 €

Tabla III.7: Análisis viabilidad económico Propuesta 1 – Configuración coplanaria. Fuente: propia.

AÑO	ENERGÍA COMPRADA (MWh)	ENERGÍA VERTIDA RED ELÉCTRICA (MWh)	COSTE ENERGÍA (€)	BENEFICIO ENERGÍA (€)	COSTE INSTALACIÓN (€)	AÑO	AMORTIZACIÓN	FLUJOS DE CAJA
1	4,612	5,308	697,55 €	345,01 €	2.960,13 €	1	- 1.316,17 €	- 1.316,17 €
2	4,612	5,308	697,55 €	334,66 €	2.390,99 €	2	- 2.073,55 €	- 757,38 €
3	4,612	5,308	697,55 €	324,62 €	2.390,99 €	3	- 2.840,97 €	- 767,42 €
4	4,612	5,308	697,55 €	314,88 €	2.390,99 €	4	- 3.618,13 €	- 777,16 €
5	4,612	5,308	697,55 €	305,44 €	2.390,99 €	5	- 4.404,73 €	- 786,60 €
6	4,612	5,308	697,55 €	296,27 €	2.390,99 €	6	- 5.200,50 €	- 795,77 €
7	4,612	5,308	697,55 €	287,39 €	2.390,99 €	7	- 6.005,15 €	- 804,66 €
8	4,612	5,308	697,55 €	278,76 €	2.390,99 €	8	- 6.818,43 €	- 813,28 €
9	4,612	5,308	697,55 €	270,40 €		9	- 5.249,08 €	1.569,35 €
10	4,612	5,308	697,55 €	262,29 €		10	- 3.687,85 €	1.561,24 €
11	4,612	5,308	697,55 €	254,42 €		11	- 2.134,48 €	1.553,37 €
12	4,612	5,308	697,55 €	246,79 €		12	- 588,75 €	1.545,73 €
13	4,612	5,308	697,55 €	239,38 €		13	949,58 €	1.538,33 €
14	4,612	5,308	697,55 €	232,20 €		14	2.480,73 €	1.531,15 €
15	4,612	5,308	697,55 €	225,24 €		15	4.004,91 €	1.524,18 €
16	4,612	5,308	697,55 €	218,48 €		16	5.522,34 €	1.517,43 €
17	4,612	5,308	697,55 €	211,93 €		17	7.033,21 €	1.510,87 €
18	4,612	5,308	697,55 €	205,57 €		18	8.537,72 €	1.504,51 €
19	4,612	5,308	697,55 €	199,40 €		19	10.036,07 €	1.498,35 €
20	4,612	5,308	697,55 €	193,42 €		20	11.528,44 €	1.492,36 €
21	4,612	5,308	697,55 €	187,62 €		21	13.015,00 €	1.486,56 €
22	4,612	5,308	697,55 €	181,99 €		22	14.495,93 €	1.480,93 €
23	4,612	5,308	697,55 €	176,53 €		23	15.971,40 €	1.475,47 €
24	4,612	5,308	697,55 €	171,23 €		24	17.441,58 €	1.470,18 €
25	4,612	5,308	697,55 €	166,09 €		25	18.906,62 €	1.465,04 €
		<b>SUMA</b>	<b>17.438,85 €</b>	<b>6.130,01 €</b>	<b>19.697,04 €</b>		<b>VAN</b>	<b>6.029,72 €</b>
				<b>TOTAL</b>	<b>- 31.005,88 €</b>		<b>TIR</b>	<b>12%</b>

- Propuesta 2 – Configuración Óptima

Tabla III.8: Generación y consumo Propuesta 2 – Configuración óptima. Fuente: propia.

CONSUMO Y GENERACIÓN												
MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICEMBRE
CONSUMO (kWh)	872,29	931,43	800,01	527,50	640,73	882,10	1202,23	1294,36	1333,91	1315,50	1529,13	1862,35
GENERACIÓN (kWh)	1203,74	1279,78	1709,29	1753,96	1894,85	1845,07	1918,42	1861,99	1637,71	1463,31	1170,15	1157,06
AUTOCONSUMO (kWh)	866,69	921,44	1230,69	1262,85	1364,29	1328,45	1381,26	1340,63	1179,15	1053,58	842,51	833,08
EXCEDENTES (kWh)	337,05	358,34	909,28	1226,46	1254,12	962,97	716,19	567,63	458,56	409,73	327,64	323,98
ENERGÍA COMPRADA (kWh)	5,59	9,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	154,76	261,92	686,62	1029,26

Tabla III.9: Información financiera Propuesta 2 – Configuración óptima. Fuente: propia.

TOTAL	28.901,02 €
INVERSION INICIAL (30%)	8.670,31 €
FINANCIADO (70%)	20.230,72 €
AÑOS	8
TASA ANUAL	2.881,99 €
INTERES	3%
SUBVENCIÓN	8.064,00 €

Tabla III.10: Análisis viabilidad económico Propuesta 2 – Configuración óptima. Fuente: propia.

AÑO	ENERGÍA COMPRADA (MWh)	ENERGÍA VERTIDA RED ELÉCTRICA (MWh)	COSTE ENERGÍA (€)	BENEFICIO ENERGÍA (€)	COSTE INSTALACIÓN (€)	AÑO	AMORTIZACIÓN	FLUJOS DE CAJA
1	2,148	7,852	324,91 €	510,38 €	3.488,30 €	1	- 1.306,33 €	- 1.306,33 €
2	2,148	7,852	324,91 €	495,07 €	2.881,99 €	2	- 2.021,67 €	- 715,34 €
3	2,148	7,852	324,91 €	480,21 €	2.881,99 €	3	- 2.751,85 €	- 730,19 €
4	2,148	7,852	324,91 €	465,81 €	2.881,99 €	4	- 3.496,45 €	- 744,59 €
5	2,148	7,852	324,91 €	451,83 €	2.881,99 €	5	- 4.255,02 €	- 758,57 €
6	2,148	7,852	324,91 €	438,28 €	2.881,99 €	6	- 5.027,14 €	- 772,12 €
7	2,148	7,852	324,91 €	425,13 €	2.881,99 €	7	- 5.812,41 €	- 785,27 €
8	2,148	7,852	324,91 €	412,38 €	2.881,99 €	8	- 6.610,44 €	- 798,03 €
9	2,148	7,852	324,91 €	400,00 €		9	- 4.538,84 €	2.071,60 €
10	2,148	7,852	324,91 €	388,00 €		10	- 2.479,24 €	2.059,60 €
11	2,148	7,852	324,91 €	376,36 €		11	- 431,28 €	2.047,96 €
12	2,148	7,852	324,91 €	365,07 €		12	1.605,39 €	2.036,67 €
13	2,148	7,852	324,91 €	354,12 €		13	3.631,10 €	2.025,71 €
14	2,148	7,852	324,91 €	343,50 €		14	5.646,19 €	2.015,09 €
15	2,148	7,852	324,91 €	333,19 €		15	7.650,98 €	2.004,79 €
16	2,148	7,852	324,91 €	323,20 €		16	9.645,77 €	1.994,79 €
17	2,148	7,852	324,91 €	313,50 €		17	11.630,86 €	1.985,09 €
18	2,148	7,852	324,91 €	304,10 €		18	13.606,55 €	1.975,69 €
19	2,148	7,852	324,91 €	294,97 €		19	15.573,12 €	1.966,57 €
20	2,148	7,852	324,91 €	286,12 €		20	17.530,84 €	1.957,72 €
21	2,148	7,852	324,91 €	277,54 €		21	19.479,97 €	1.949,13 €
22	2,148	7,852	324,91 €	269,21 €		22	21.420,78 €	1.940,81 €
23	2,148	7,852	324,91 €	261,14 €		23	23.353,51 €	1.932,73 €
24	2,148	7,852	324,91 €	253,30 €		24	25.278,41 €	1.924,90 €
25	2,148	7,852	324,91 €	245,70 €		25	27.195,70 €	1.917,30 €
		<b>SUMA</b>	8.122,65 €	9.068,12 €	23.662,26 €		<b>VAN</b>	<b>9.854,92 €</b>
				<b>TOTAL</b>	- 22.716,80 €		<b>TIR</b>	<b>15,4%</b>

- Propuesta 2 – Configuración Coplanaria

Tabla III.11: Generación y consumo Propuesta 2 – Configuración coplanaria. Fuente: propia.

CONSUMO Y GENERACIÓN												
MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONSUMO (kWh)	872,29	931,43	800,01	527,50	640,73	882,10	1202,23	1294,36	1333,91	1315,50	1529,13	1862,35
GENERACIÓN (kWh)	750,38	909,05	1378,57	1612,57	1919,26	1960,79	1995,40	1773,71	1386,05	1081,17	757,03	678,10
AUTOCONSUMO (kWh)	540,27	654,52	992,57	1161,05	1381,87	1411,77	1436,69	1277,07	997,96	778,44	545,06	488,23
EXCEDENTES (kWh)	210,11	254,53	578,56	1085,07	1278,53	1078,69	793,17	496,64	388,09	302,73	211,97	189,87
ENERGÍA COMPRADA (kWh)	332,01	276,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,29	335,95	537,06	984,07	1374,12

Tabla III.12: Información financiera Propuesta 2 – Configuración coplanaria. Fuente: propia.

<b>TOTAL</b>	27.810,70 €
<b>INVERSION INICIAL (30%)</b>	8.343,21 €
<b>FINANCIADO (70%)</b>	19.467,49 €
<b>AÑOS</b>	8
<b>PAGO ANUAL</b>	2.773,27 €
<b>INTERES</b>	3%
<b>SUBVENCIÓN</b>	8.064,00 €

Tabla III.13: Análisis viabilidad económico Propuesta 2 – Configuración coplanaria. Fuente: propia.

AÑO	ENERGÍA COMPRADA (MWh)	ENERGÍA VERTIDA RED ELÉCTRICA (MWh)	COSTE ENERGÍA (€)	BENEFICIO ENERGÍA (€)	COSTE INSTALACIÓN (€)	AÑO	AMORTIZACIÓN	FLUJOS DE CAJA	
1	3,857	6,868	583,43 €	446,42 €	3.052,48 €	1	- 1.192,99 €	- 1.192,99 €	
2	3,857	6,868	583,43 €	433,03 €	2.773,27 €	2	- 2.120,17 €	- 927,18 €	
3	3,857	6,868	583,43 €	420,03 €	2.773,27 €	3	- 3.060,34 €	- 940,17 €	
4	3,857	6,868	583,43 €	407,43 €	2.773,27 €	4	- 4.013,11 €	- 952,77 €	
5	3,857	6,868	583,43 €	395,21 €	2.773,27 €	5	- 4.978,10 €	- 964,99 €	
6	3,857	6,868	583,43 €	383,35 €	2.773,27 €	6	- 5.954,95 €	- 976,85 €	
7	3,857	6,868	583,43 €	371,85 €	2.773,27 €	7	- 6.943,29 €	- 988,35 €	
8	3,857	6,868	583,43 €	360,70 €	2.773,27 €	8	- 7.942,80 €	- 999,50 €	
9	3,857	6,868	583,43 €	349,88 €		9	- 6.179,85 €	1.762,94 €	
10	3,857	6,868	583,43 €	339,38 €		10	- 4.427,41 €	1.752,45 €	
11	3,857	6,868	583,43 €	329,20 €		11	- 2.685,14 €	1.742,27 €	
12	3,857	6,868	583,43 €	319,32 €		12	- 952,75 €	1.732,39 €	
13	3,857	6,868	583,43 €	309,74 €		13	770,06 €	1.722,81 €	
14	3,857	6,868	583,43 €	300,45 €		14	2.483,58 €	1.713,52 €	
15	3,857	6,868	583,43 €	291,44 €		15	4.188,08 €	1.704,50 €	
16	3,857	6,868	583,43 €	282,69 €		16	5.883,84 €	1.695,76 €	
17	3,857	6,868	583,43 €	274,21 €		17	7.571,12 €	1.687,28 €	
18	3,857	6,868	583,43 €	265,99 €		18	9.250,18 €	1.679,05 €	
19	3,857	6,868	583,43 €	258,01 €		19	10.921,25 €	1.671,07 €	
20	3,857	6,868	583,43 €	250,27 €		20	12.584,59 €	1.663,33 €	
21	3,857	6,868	583,43 €	242,76 €		21	14.240,41 €	1.655,83 €	
22	3,857	6,868	583,43 €	235,48 €		22	15.888,96 €	1.648,54 €	
23	3,857	6,868	583,43 €	228,41 €		23	17.530,44 €	1.641,48 €	
24	3,857	6,868	583,43 €	221,56 €		24	19.165,06 €	1.634,63 €	
25	3,857	6,868	583,43 €	214,91 €		25	20.793,04 €	1.627,98 €	
			<b>SUMA</b>	14.585,83 €	7.931,74 €			<b>VAN</b>	<b>6.536,26 €</b>
					<b>TOTAL</b>	-	<b>29.119,46 €</b>	<b>TIR</b>	<b>12%</b>

- Propuesta 3 – Configuración Óptima

Tabla III.14: Generación y consumo Propuesta 3 – Configuración óptima. Fuente: propia.

CONSUMO Y GENERACIÓN												
MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONSUMO (kWh)	872,29	931,43	800,01	527,50	640,73	882,10	1202,23	1294,36	1333,91	1315,50	1529,13	1862,35
GENERACIÓN (kWh)	7222,44	7678,66	10255,75	10523,76	11369,10	11070,41	11510,51	11171,97	9826,26	8779,87	7020,92	6942,37
AUTOCONSUMO (kWh)	5200,16	5528,64	7384,14	7577,11	8185,75	7970,70	8287,57	8043,82	7074,91	6321,51	5055,06	4998,51
EXCEDENTES (kWh)	6350,15	6747,23	9455,74	9996,26	10728,37	10188,31	10308,28	9877,61	8492,35	7464,37	5491,79	5080,02
ENERGÍA COMPRADA (kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla III.15: Información financiera Propuesta 3 – Configuración óptima. Fuente: propia.

TOTAL	165.164,02 €
INVERSION INICIAL (30%)	49.549,21 €
FINANCIADO (70%)	115.614,82 €
AÑOS	10
PAGO ANUAL	13.553,58 €
INTERES	3%
SUBVENCIÓN	40.320,00 €

Tabla III.16: *Análisis viabilidad económico Propuesta 3 – Configuración óptima.* Fuente: propia.

AÑO	ENERGÍA COMPRADA (MWh)	ENERGÍA VERTIDA RED ELÉCTRICA (MWh)	COSTE ENERGÍA (€)	BENEFICIO ENERGÍA (€)	COSTE INSTALACIÓN (€)	AÑO	AMORTIZACIÓN	FLUJOS DE CAJA
1	0,000	100,180	- €	6.511,73 €	22.782,79 €	1	- 14.274,56 €	- 14.274,56 €
2	0,000	100,180	- €	6.316,38 €	13.553,58 €	2	- 19.515,26 €	- 5.240,70 €
3	0,000	100,180	- €	6.126,89 €	13.553,58 €	3	- 24.945,46 €	- 5.430,19 €
4	0,000	100,180	- €	5.943,08 €	13.553,58 €	4	- 30.559,46 €	- 5.614,00 €
5	0,000	100,180	- €	5.764,79 €	13.553,58 €	5	- 36.351,75 €	- 5.792,29 €
6	0,000	100,180	- €	5.591,85 €	13.553,58 €	6	- 42.316,99 €	- 5.965,24 €
7	0,000	100,180	- €	5.424,09 €	13.553,58 €	7	- 48.449,98 €	- 6.132,99 €
8	0,000	100,180	- €	5.261,37 €	13.553,58 €	8	- 54.745,70 €	- 6.295,72 €
9	0,000	100,180	- €	5.103,53 €	13.553,58 €	9	- 61.199,25 €	- 6.453,56 €
10	0,000	100,180	- €	4.950,42 €	13.553,58 €	10	- 67.805,92 €	- 6.606,66 €
11	0,000	100,180	- €	4.801,91 €		11	- 61.007,51 €	6.798,41 €
12	0,000	100,180	- €	4.657,85 €		12	- 54.353,16 €	6.654,35 €
13	0,000	100,180	- €	4.518,12 €		13	- 47.838,54 €	6.514,62 €
14	0,000	100,180	- €	4.382,57 €		14	- 41.459,47 €	6.379,07 €
15	0,000	100,180	- €	4.251,10 €		15	- 35.211,87 €	6.247,60 €
16	0,000	100,180	- €	4.123,56 €		16	- 29.091,81 €	6.120,06 €
17	0,000	100,180	- €	3.999,86 €		17	- 23.095,45 €	5.996,36 €
18	0,000	100,180	- €	3.879,86 €		18	- 17.219,10 €	5.876,36 €
19	0,000	100,180	- €	3.763,46 €		19	- 11.459,13 €	5.759,96 €
20	0,000	100,180	- €	3.650,56 €		20	- 5.812,07 €	5.647,06 €
21	0,000	100,180	- €	3.541,04 €		21	- 274,53 €	5.537,54 €
22	0,000	100,180	- €	3.434,81 €		22	5.156,78 €	5.431,31 €
23	0,000	100,180	- €	3.331,77 €		23	10.485,05 €	5.328,27 €
24	0,000	100,180	- €	3.231,81 €		24	15.713,37 €	5.228,31 €
25	0,000	100,180	- €	3.134,86 €		25	20.844,73 €	5.131,36 €
		<b>SUMA</b>	- €	115.697,27 €	144.765,04 €	<b>VAN</b>		<b>-15.136,20 €</b>
				<b>TOTAL</b>	- 29.067,77 €	<b>TIR</b>		<b>2%</b>

- **Propuesta 3 – Configuración Coplanaria**

Tabla III.17: *Generación y consumo Propuesta 3 – Configuración coplanaria.* Fuente: propia.

CONSUMO Y GENERACIÓN													
MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
CONSUMO (kWh)	872,29	931,43	800,01	527,50	640,73	882,10	1202,23	1294,36	1333,91	1315,50	1529,13	1862,35	
GENERACIÓN (kWh)	6601,85	8413,47	13264,52	16012,95	19436,12	20038,60	20332,25	17767,40	13523,49	10144,09	6752,72	5847,17	
AUTOCONSUMO (kWh)	4753,33	6057,70	9550,45	11529,32	13994,01	14427,79	14639,22	12792,53	9736,91	7303,74	4861,96	4209,96	
EXCEDENTES (kWh)	5729,56	7482,04	12464,51	15485,45	18795,39	19156,50	19130,02	16473,04	12189,58	8828,59	5223,59	3984,82	
ENERGÍA COMPRADA (kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Tabla III.18: *Información financiera Propuesta 3 – Configuración coplanaria.* Fuente: propia.

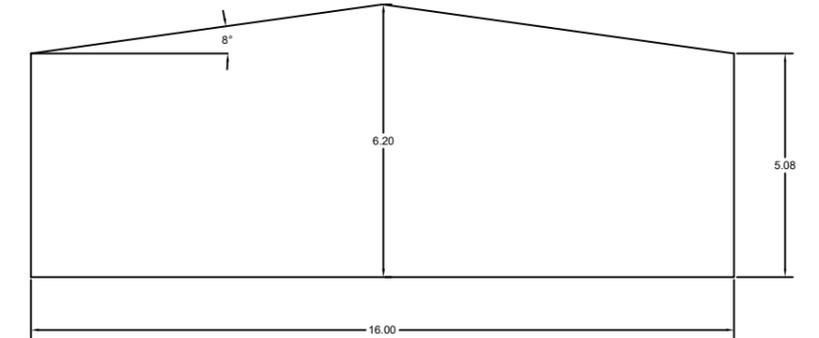
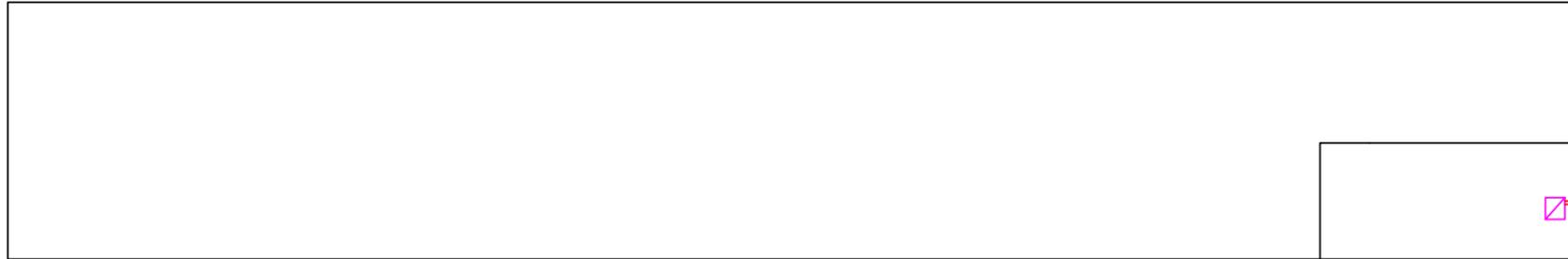
<b>TOTAL</b>	269.304,23 €
<b>INVERSION INICIAL (30%)</b>	80.791,27 €
<b>FINANCIADO (70%)</b>	188.512,96 €
<b>AÑOS</b>	10
<b>PAGO ANUAL</b>	22.099,47 €
<b>INTERES</b>	3%
<b>SUBVENCIÓN</b>	- €

Tabla III.19: Análisis viabilidad económico Propuesta 3 – Configuración coplanaria. Fuente: propia.

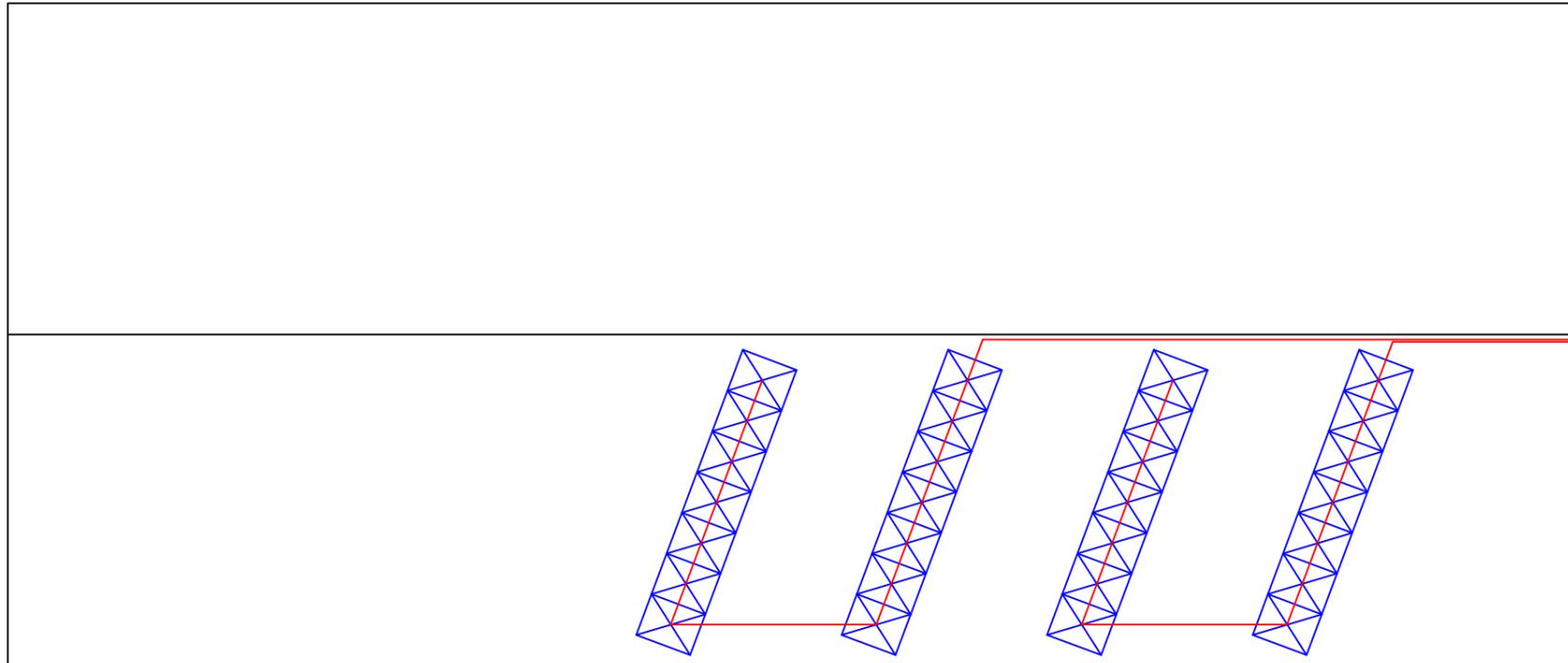
AÑO	ENERGÍA COMPRADA (MWh)	ENERGÍA VERTIDA RED ELÉCTRICA (MWh)	COSTE ENERGÍA (€)	BENEFICIO ENERGÍA (€)	COSTE INSTALACIÓN (€)	AÑO	AMORTIZACIÓN	FLUJOS DE CAJA
1	0,000	144,943	- €	9.421,30 €	102.890,74 €	1	- 91.472,94 €	- 91.472,94 €
2	0,000	144,943	- €	9.138,66 €	22.099,47 €	2	- 102.437,25 €	- 12.957,81 €
3	0,000	144,943	- €	8.864,50 €	22.099,47 €	3	- 113.675,71 €	- 13.230,97 €
4	0,000	144,943	- €	8.598,57 €	22.099,47 €	4	- 125.180,11 €	- 13.495,90 €
5	0,000	144,943	- €	8.340,61 €	22.099,47 €	5	- 136.942,47 €	- 13.752,86 €
6	0,000	144,943	- €	8.090,39 €	22.099,47 €	6	- 148.955,05 €	- 14.002,08 €
7	0,000	144,943	- €	7.847,68 €	22.099,47 €	7	- 161.210,34 €	- 14.243,79 €
8	0,000	144,943	- €	7.612,25 €	22.099,47 €	8	- 173.701,06 €	- 14.478,22 €
9	0,000	144,943	- €	7.383,88 €	22.099,47 €	9	- 186.420,15 €	- 14.705,59 €
10	0,000	144,943	- €	7.162,37 €	22.099,47 €	10	- 199.360,75 €	- 14.926,10 €
11	0,000	144,943	- €	6.947,50 €		11	- 190.416,76 €	6.959,50 €
12	0,000	144,943	- €	6.739,07 €		12	- 181.681,19 €	6.752,07 €
13	0,000	144,943	- €	6.536,90 €		13	- 173.147,79 €	6.550,90 €
14	0,000	144,943	- €	6.340,79 €		14	- 164.810,50 €	6.355,79 €
15	0,000	144,943	- €	6.150,57 €		15	- 156.663,43 €	6.166,57 €
16	0,000	144,943	- €	5.966,05 €		16	- 148.700,88 €	5.983,05 €
17	0,000	144,943	- €	5.787,07 €		17	- 140.917,31 €	5.805,07 €
18	0,000	144,943	- €	5.613,46 €		18	- 133.307,35 €	5.632,46 €
19	0,000	144,943	- €	5.445,05 €		19	- 125.865,80 €	5.465,05 €
20	0,000	144,943	- €	5.281,70 €		20	- 118.587,60 €	5.302,70 €
21	0,000	144,943	- €	5.123,25 €		21	- 111.467,84 €	5.145,25 €
22	0,000	144,943	- €	4.969,55 €		22	- 104.501,79 €	4.992,55 €
23	0,000	144,943	- €	4.820,47 €		23	- 97.684,82 €	4.844,47 €
24	0,000	144,943	- €	4.675,85 €		24	- 91.012,47 €	4.700,85 €
25	0,000	144,943	- €	4.535,58 €		25	- 84.480,39 €	4.535,58 €
		<b>SUMA</b>	- €	167.393,08 €	301.785,97 €		<b>VAN</b>	<b>-144.009,62 €</b>
				<b>TOTAL</b>	- 134.392,89 €		<b>TIR</b>	<b>-7%</b>

# PLANOS

SECCIÓN PERFIL DE LA NAVE - DETALLE COLOCACIÓN INVERSOR



DETALLE INCLINACIÓN CUBIERTA



LEYENDA

	MÓDULO SUNPOWER MAX 3 - 400 W
	INVERSOR HUAWEI SUN2000 10KTL-M0
	CABLE PANEL-INVERSOR Cu (1x2,5 mm <sup>2</sup> )

