



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño de una instalación fotovoltaica en el Instituto de
Enseñanza Secundaria L'Arabí en el municipio de L'Alfàs
del Pi

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Echevarría Chaves, Carlos

Tutor/a: Alfonso Solar, David

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

AGRADECIMIENTOS

“A mis amigos y familiares por su apoyo constante,

A mi tutor por la ayuda y dedicación”

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado (TFG) tiene como objetivo el diseño de la instalación fotovoltaica en el Instituto de Enseñanza Secundaria L'Arabí, en L'Alfàs del Pi, y aborda el mismo tratando tanto su viabilidad técnica como económica.

Para llevar a cabo el estudio de viabilidad técnica, se procede primero a estudiar las condiciones específicas que presenta el centro situado en la localidad alicantina; se analiza el recurso solar en base a la ubicación y orientación del centro, y se estudian los contratos y facturas eléctricas de este para adaptarse al tipo de autoconsumo más adecuado para ser implantado. Además, se analiza el área disponible entre la suma de las 3 cubiertas, sumando entre estas 2214 m² que, junto a la no presencia de edificios colindantes que puedan generar sombras, hacen del emplazamiento un lugar adecuado para la instalación.

Tras estos primeros análisis, se procede a realizar el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red con excedentes, acogida a compensación simplificada. Con ello, el objetivo es ahorrar en la factura eléctrica mediante el autoconsumo y compensar el gasto variable mensual del centro cuando se produzcan excedentes.

Una vez llevado a cabo el diseño, para finalizar el TFG, se realiza un análisis económico para evaluar si el proyecto es factible desde este punto de vista.

Palabras Clave: Energía solar, Fotovoltaico, Autoconsumo, Renovable, Ahorro.

RESUM

Aquest Treball de Fi de Grau (*TFG) té com a objectiu el disseny de la instal·lació fotovoltaica en l'Institut d'Ensenyament Secundari L'Arabí, a L'Alfàs del Pi, i aborda el mateix tractant tant la seua viabilitat tècnica com econòmica.

Per a dur a terme l'estudi de viabilitat tècnica, es procedeix primer a estudiar les condicions específiques que presenta el centre situat en la localitat alacantina; s'analitza el recurs solar sobre la base de la ubicació i orientació del centre, i s'estudien els contractes i factures elèctriques d'aquest per a adaptar-se al tipus d'autoconsum més adequat per a ser implantat. A més, s'analitza l'àrea disponible entre la suma de les 3 cobertes, sumant entre aquestes 2214 m² que, al costat de la no presència d'edificis confrontants que puguen generar ombres, fan de l'emplaçament un lloc adequat per a la instal·lació.

Després d'aquestes primeres anàlisis, es procedeix a realitzar el disseny d'una instal·lació fotovoltaica d'autoconsum connectada a xarxa amb excedents, acolliment a compensació simplificada. Amb això, l'objectiu és estalviar en la factura elèctrica mitjançant l'autoconsum i compensar la despesa variable mensual del centre quan es produïsquen excedents.

Una vegada dut a terme el disseny, per a finalitzar el *TFG, es realitza una anàlisi econòmica per a avaluar si el projecte és factible des d'aquest punt de vista.

Paraules Clau: Energia solar, Fotovoltaic, Autoconsum, Renovable, Estalvi.

ABSTRACT

This Final Degree Project (TFG) aims to design the photovoltaic installation at the L'Arabi Secondary School in L'Alfàs del Pi, and addresses both its technical and economic viability.

In order to carry out the technical feasibility study, the first step is to study the specific conditions of the centre located in the town of Alicante; the solar resource is analysed based on the location and orientation of the centre, and the contracts and electricity bills of the centre are studied in order to adapt to the most suitable type of self-consumption to be implemented. In addition, the available area between the sum of the 3 roofs is analysed, adding up to 2214 m² which, together with the absence of adjoining buildings that could generate shadows, make the site a suitable place for the installation.

After these initial analyses, we proceeded to design a photovoltaic self-consumption installation connected to the grid with surpluses, under simplified compensation. With this, the aim is to save on the electricity bill through self-consumption and to compensate the centre's monthly variable costs when surpluses are produced.

Once the design has been carried out, to finalise the TFG, an economic analysis is carried out to evaluate whether the project is feasible from this point of view.

Keywords: Solar energy, Photovoltaic, Self-consumption, Renewable, Saving.

ÍNDICE GENERAL DEL TRABAJO

DOCUMENTOS CONTENIDOS

- Memoria
- Presupuesto
- Planos
- Anexos

DOCUMENTO N.º 1: MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN.....	14
1.1	ANTECEDENTES.....	14
1.1.1	Contexto energético actual.....	14
1.1.2	Energías renovables y autoconsumo.....	19
1.2	OBJETIVO.....	22
1.3	JUSTIFICACIÓN.....	23
2.	MEMORIA TÉCNICA.....	24
2.1	PANEL.....	24
2.2	INVERSOR.....	26
2.3	CONFIGURACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.....	28
2.4	SOPORTE DE LOS PANELES.....	29
2.5	CABLEADO, CANALIZACIONES Y TUBOS.....	30
2.6	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CON DIFERENCIAL.....	32
2.7	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	34
2.8	CONTADOR.....	34
3.	MEMORIA DE DISEÑO Y CÁLCULOS.....	36
3.1.	FACTORES INICIALES.....	36
3.1.1	Área disponible.....	36
3.1.2	Demanda eléctrica.....	37
3.1.3	Caracterización del recurso solar.....	39
3.2	DISEÑO ÓPTIMO.....	41
3.2.1	Marco regulador seleccionado: instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes.....	41
3.2.2	Panel fotovoltaico elegido.....	41
3.2.3	Potencia de la instalación fotovoltaica: dimensionado.....	42
3.2.4	Inversor.....	44
3.2.5	Orientación e inclinación.....	46
3.2.6	Paneles: Separación entre filas.....	47
3.2.7	Temperatura de trabajo de célula.....	48
3.2.8	Campo solar fotovoltaico.....	49
3.2.9	Distribución paneles y estudio de sombras.....	52
3.2.10	Producción Anual Esperada.....	56
3.2.11	Cableado.....	57
3.2.12	Canalizaciones.....	64
3.2.13	Protecciones: interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial.....	65

3.2.14 Sistema de Puesta a Tierra	69
4. ANÁLISIS DE VIABILIDAD	71
5. CONCLUSIONES	77
6. BIBLIOGRAFÍA	78
6.1 REFERENCIAS	78

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Logotipo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Fuente: Ministerio de Transición Ecológica</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2: Principales cumbres climáticas. Fuente: Iberdrola</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3: Emisiones de CO2 por quema de combustibles fósiles. Fuente: Global Carbon Project.</i>	<i>20</i>
<i>Figura 4: Garantía de la potencia del panel. Fuente: Tongwei.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 5: Inversor. Fuente: GoodWe.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 6: Características eléctricas. Fuente: GoodWe</i>	<i>27</i>
<i>Figura 7: Distribución del campo. Fuente: Elaboración propia con SketchUp.</i>	<i>29</i>
<i>Figura 8: Esquema de la disposición de la estructura soporte. Fuente: SolarStem</i>	<i>29</i>
<i>Figura 9: Dimensiones de la estructura soporte. Fuente: SolarStem.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 10: Interruptor automático con diferencial. Fuente: Legrand</i>	<i>33</i>
<i>Figura 11: Dimensiones del contador bidireccional. Fuente: Temper.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 12: Comparación entre la vista satelital en la ubicación del centro y el terreno perteneciente al centro. Fuente: Google Earth.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 13: Las tres cubiertas disponibles en el centro. Fuente: Google Earth.</i>	<i>37</i>
<i>Figura 14: Demanda anual. Fuente: Facturas eléctricas</i>	<i>38</i>
<i>Figura 15: Gasto fijo más variable mensual del año 2022. Fuente: Facturas eléctricas.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 16: Tipos de Instalación de autoconsumo. Fuente: Technosun</i>	<i>41</i>
<i>Figura 17: Empresas productoras de paneles fotovoltaicos en el año 2022. Fuente: Statista</i>	<i>42</i>
<i>Figura 18: Evolución de los envíos de las principales empresas del sector entre 2019-2021. Fuente: elperiodicodelaenergía y Wood Mackenzie.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 19: Carta solar de la ubicación del centro. Fuente: SunEarthTools</i>	<i>46</i>
<i>Figura 20: Distancias necesarias para garantizar 4 horas de sol en las peores condiciones del año. Fuente: IDAE.</i>	<i>47</i>
<i>Figura 21: Modelo 3D de los edificios y proyección de sombra para el día 8 de noviembre a las 12:10 am. Fuente: elaboración propia con SketchUp.</i>	<i>53</i>
<i>Figura 22.: Modelo 3D de los edificios y proyección de sombra para el día 18 de enero a las 17:10. Fuente: elaboración propia con SketchUp.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 23: Modelado 3D y primera configuración del campo. Fuente: elaboración propia con SketchUp.55</i>	
<i>Figura 24: Informe con diagrama de pérdidas. Fuente: Elaboración propia con PVSyst.</i>	<i>56</i>
<i>Figura 25: Costes de Mantenimiento proyectados en 2010 para 2020. Fuente: BCG e IDAE.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 26: Día lectivo del mes de enero de 2022 donde se compran consumo y producción. Fuente: Elaboración propia con PVSyst y facturas</i>	<i>73</i>

ÍNDICE DE ECUACIONES

<i>Ecuación 1: Energía producida por un panel</i>	43
<i>Ecuación 2: Número de paneles necesarios</i>	44
<i>Ecuación 3: Área estimada</i>	44
<i>Ecuación 4: cálculo de la distancia entre filas</i>	47
<i>Ecuación 5: Distancia entre final de una fila y principio de la anterior</i>	48
<i>Ecuación 6: temperatura de la célula</i>	48
<i>Ecuación 7: Límite superior de numero de módulos</i>	49
<i>Ecuación 8: Límite inferior del número de módulos</i>	49
<i>Ecuación 9: Intervalo resultado del número de paneles</i>	50
<i>Ecuación 10: Límite superior de módulos en serie</i>	50
<i>Ecuación 11: Tensión en vacío para la temperatura mínima</i>	50
<i>Ecuación 12: Límite inferior de módulos en serie</i>	50
<i>Ecuación 13: Tensión en punto de mayor potencia</i>	50
<i>Ecuación 14: Intervalo resultado del número de paneles en serie</i>	51
<i>Ecuación 15: Límite superior de ramas paralelas</i>	51
<i>Ecuación 16: Máxima corriente que el inversor soporta</i>	51
<i>Ecuación 17: Resultado del límite superior de ramas paralelas</i>	51
<i>Ecuación 18: Número de ramas paralelas en función de paneles en serie y totales</i>	51
<i>Ecuación 19: Dimensionado de la sección por criterio de caída de tensión</i>	57
<i>Ecuación 20: Máxima corriente admitida</i>	58
<i>Ecuación 21: la intensidad máxima admisible</i>	59
<i>Ecuación 22: la corriente máxima del conductor admisible</i>	59
<i>Ecuación 23: Dimensionado del conductor de alterna criterio caída de tensión</i>	60
<i>Ecuación 24: máxima corriente admitida</i>	61
<i>Ecuación 25: Condición criterio térmico</i>	62
<i>Ecuación 26: Definición de Iz</i>	62
<i>Ecuación 27: cálculo de Iz</i>	62
<i>Ecuación 28: 1ª Iteración del cálculo de Iz</i>	62
<i>Ecuación 29: 2ª Iteración del cálculo de Iz</i>	62
<i>Ecuación 30: 3ª Iteración del cálculo de Iz</i>	62
<i>Ecuación 31: 4ª Iteración del cálculo de Iz</i>	62
<i>Ecuación 32: 5ª Iteración del cálculo de Iz</i>	62
<i>Ecuación 33: Condición 1 protección frente a sobrecargas</i>	66
<i>Ecuación 34: Condición 2 protección frente a sobrecargas</i>	66
<i>Ecuación 35: Poder de corte exigido</i>	66
<i>Ecuación 36: 2ª condición protección frente a cortocircuitos</i>	66

<i>Ecuación 37: 3ª condición protección frente a cortocircuitos</i>	<i>67</i>
<i>Ecuación 38: 4ª condición protección frente a cortocircuitos</i>	<i>67</i>
<i>Ecuación 39: cálculo de la impedancia resultante</i>	<i>67</i>
<i>Ecuación 40: impedancia del neutro.....</i>	<i>67</i>
<i>Ecuación 41: impedancia de las fases.....</i>	<i>67</i>
<i>Ecuación 42: corriente de cortocircuito</i>	<i>68</i>
<i>Ecuación 43: 1ª condición del interruptor diferencial.....</i>	<i>68</i>
<i>Ecuación 44: 2ª condición del interruptor diferencial.....</i>	<i>68</i>
<i>Ecuación 45: resistencia máxima del electrodo.....</i>	<i>69</i>
<i>Ecuación 46: longitud del electrodo</i>	<i>69</i>
<i>Ecuación 47: cálculo del ahorro.....</i>	<i>71</i>
<i>Ecuación 48: VAN</i>	<i>75</i>
<i>Ecuación 49: TIR</i>	<i>75</i>
<i>Ecuación 50: Periodo de retorno</i>	<i>75</i>
<i>Ecuación 51: VAN para caso conservador</i>	<i>76</i>
<i>Ecuación 52: TIR para caso conservador</i>	<i>76</i>
<i>Ecuación 53: Periodo de retorno para caso conservador</i>	<i>76</i>

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características del panel seleccionado. Fuente: Tongwei.....	24
Tabla 2: Estructura Soporte. Fuente: SolarStem.....	30
Tabla 3: Características de Cableado y Canalización del tramo de continua. Fuentes: TopCable y ElectroMaterial.....	31
Tabla 4: Cracterísticas del cableado y Canalización del tramo de alterna. Fuentes: TopCable y Grupo Jorgefernandez.....	32
Tabla 5: Características del interruptor automático con diferencial. Fuente: Legrand.....	33
Tabla 6: Características del interruptor automático con diferencial. Fuente: Legrand.....	34
Tabla 7: Tabla resumen 1 de datos técnicos del contador. Fuente: Temper.....	35
Tabla 8: Tabla resumen 2 de datos técnicos del contador. Fuente: Temper.....	35
Tabla 9: Potencia contratada en cada periodo. Fuente: Facturas eléctricas.....	38
Tabla 10: HSP/día para cada mes en función de la inclinación del plano en la ubicación del centro. Fuente: PVGIS.....	40
Tabla 11: Comparativa de los paneles elegibles. Fuente: Fichas técnicas de los paneles.....	42
Tabla 12: Energía producida por un panel de 400W en función de la inclinación.....	43
Tabla 13: Numero de paneles y su coste en función de la inclinación.....	44
Tabla 14: Distancia entre filas para caso Horizontal y caso Vertical.....	48
Tabla 15: Temperatura Máxima de trabajo en la célula. Fuente: PVGIS y AEMET.....	49
Tabla 16: Temperatura Mínima de trabajo en la célula. Fuente: PVGIS y AEMET.....	49
Tabla 17: Configuraciones analizadas.....	52
Tabla 18: Campo fotovoltaico configurado.....	52
Tabla 19: Balances y resultados anuales esperados. Fuente: Elaboración propia con PVSyst.....	56
Tabla 20: Corrientes máximas admitidas en función de sección y método de instalación. Dimensionado de continua. Fuente: UNE-EN 50618 Tabla A.3.....	58
Tabla 21: Factores de conversión según la temperatura ambiente. Fuente: Tabla A.4 norma UNE-EN 50618.....	59
Tabla 22: Factor correctivo asociado a la agrupación de cables. Fuente: norma UNE HD 60364-5-52 Tabla B.52.17.....	59
Tabla 23: Resumen tras aplicación de los criterios.....	60
Tabla 24: Corrientes admisibles. Fuente: norma UNE HD 60364-5-52 tabla C.51.1 bis.....	61
Tabla 25: Resumen tras aplicar los criterios.....	63
Tabla 26: Sección del cable de neutro en base a la de los conductores de fase. Fuente: ITC-BT-07.....	63
Tabla 27: Especificaciones de los requisitos mínimos para canalizaciones empotradas. Fuente: ITC-BT-21 de la norma UNE-EN 61386-23:2005.....	64
Tabla 28: Especificaciones de los requisitos mínimos para canalizaciones superficiales fijas. Fuente: ITC-BT-21 de la norma UNE-EN 61386-21:2005.....	64

<i>Tabla 29: Criterio para la selección de diámetros mínimos de los tubos a partir de las secciones y número de conductores a portar. Fuente: ITC-BT-21</i>	65
<i>Tabla 30: Conductores de protección. Fuente: apartado 3.4 del REBT</i>	70
<i>Tabla 31: Viabilidad económica del proyecto</i>	74

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El presente apartado juega un papel importante al establecer el contexto histórico en el que es necesario situar este trabajo. En el mismo, se profundizará en varias dimensiones importantes que contextualizan la temática principal del proyecto. En primer lugar, se atacará la situación energética actual, dando relevancia a la creciente preocupación por la sostenibilidad y la imperiosa necesidad de reducir lo dependiente que es la sociedad de las fuentes de energía no renovables.

Además, se destacará el valor estratégico de las fuentes de energía renovables a la hora de afrontar los retos que depara el cambio climático en la sociedad, por la construcción de un futuro energético más verde y seguro para el planeta. Concretamente se incurrirá en el concepto de autoconsumo de energía como la principal baza para impulsar los sistemas fotovoltaicos en el entorno residencial y comercial.

Por último, se profundizará en la aplicación de las energías y tecnologías renovables en el ámbito del sector educativo, poniendo en valor su potencial no únicamente como fuente limpia, sino además como herramienta didáctica con el propósito de crear mayor conciencia medioambiental sobre las nuevas generaciones

Todos estos antecedentes en conjunto proporcionarán el contexto adecuado para entender la importancia de una energía limpia, renovables y sostenible como lo es la fotovoltaica, y ayudará a comprender el concepto de autoconsumo para la integración de esta en entornos educativos.

1.1.1 Contexto energético actual

En las últimas décadas, el consumo energético ha sufrido un aumento considerable y constante, principalmente debido al conjunto de factores conectados entre los que destacan el aumento de la población mundial, el incremento de la producción industrial y la urbanización. Todos estos crecimientos dan lugar a un aumento en el consumo de energía para lograr satisfacer las necesidades que demanda la sociedad, tanto las básicas como las más avanzadas.

El crecimiento exponencial de la población del planeta es uno de los principales agentes impulsores de esta creciente demanda de energía. Mientras las urbes han ido aumentando en tamaño, pero también en densidad de población, el consumo de energía va haciendo lo propio para seguir su ritmo y poder proporcionar servicios tales como iluminación, refrigeración, calefacción y transporte público. A todo ese consumo ya existente hace décadas, se le suma recientemente la adopción cada vez más generalizada de electrodomésticos y dispositivos electrónicos, lo cual hace aumentar más si cabe la demanda eléctrica.

La industrialización desempeña también su papel protagonista en el aumento del consumo energético. La actual producción a grandes escalas que se ha implementado en todo el planeta no hace más que suponer mayor consumo requerido de energía, tanto para mover la maquinaria

y sus procesos como para llevar a cabo el correcto funcionamiento de instalaciones industriales. Muchos sectores de la industria tienen fuerte dependencia de la energía para poder producir de forma competitiva y eficiente, como se puede ver en sectores como la construcción, la fabricación o la minería.

Este constante aumento del consumo energético, pese a haber ayudado a impulsar el desarrollo económico, por otro lado, ha resultado en una mayor explotación de los recursos naturales y está contribuyendo a agravar problemas medioambientales como son la degradación de los ecosistemas y la emisión de gases de efecto invernadero. La continua e histórica dependencia energética de los combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas, es la tónica general en las últimas décadas cuando se habla de desarrollo industrial, expansión y crecimiento económico. Estos son los causantes de las preocupaciones ambientales antes mencionadas y por tanto, de los retos que la sociedad debe abordar de forma inmediata.

1.1.1.1 Combustibles fósiles

El uso de los combustibles fósiles es la principal causa de preocupación medioambiental desde hace décadas, debido a que cuando se queman estos para generar energía son liberadas grandes cantidades de dióxido de carbono (CO₂) y demás gases de efecto invernadero. El inconveniente que genera la acumulación de estos gases es que no dejan escapar el calor del planeta, provocando así efectos medioambientales tan devastadores como el calentamiento global, encargado de generar el aumento del nivel del mar, la destrucción de numerosos ecosistemas, el derretimiento de glaciares o climas extremos.

Por si no fuera suficiente, en el proceso de explotación de estos combustibles fósiles también se tiene a menudo impacto negativo sobre el ecosistema. Se puede ver en la extracción de gas y de petróleo, donde cuando se produce la extracción es posible causar vertidos o derrames que contaminen agua y suelo; y también es posible causar la degradación del paisaje y contaminar el aire en el proceso de explotación llevado a cabo en las minas de carbón.

El foco en el tema de los combustibles fósiles, además de en lo perjudicial para el medioambiente, debe ponerse en su naturaleza como fuente no renovable de energía. Las reservas de estas fuentes de energía cada vez se vacían a mayor velocidad debido al consumo creciente, y las reservas cada vez están más vacías. Esto puede dar lugar a grandes fluctuaciones de los precios de la energía y a problemas en lo relativo a la seguridad energética, teniendo en cuenta que muchos países son grandes dependientes de la importación de combustibles fósiles. Con esta situación, muchos países son vulnerables ante cortes en el suministro causados por conflictos, bloqueos comerciales o cualquier otra variable con capacidad para perturbar las cadenas de suministro globales.

1.1.1.2 Acuerdos y compromisos internacionales

En el contexto de continuo crecimiento en cuanto a la preocupación por el cambio climático se refiere, se han ido estableciendo a lo largo de las últimas décadas una serie de cumbres climáticas internacionales con el objetivo de lograr compromisos y acuerdos para desafiar los problemas ambientales y energéticos que azotan al planeta.

Estas cumbres son las llamadas Conferencias de las Partes (COP), reuniones que tienen como origen la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo, que tuvo lugar en Río de Janeiro en el año 1992. En esta conferencia de la ONU se puso de manifiesto el consenso global para tratar el conflicto climático, y durante el mismo se crea entonces la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), la cual entra en vigor el 21 de marzo de 1994 siendo firmada entonces por 166 países, 31 menos de los actuales 197 países firmantes.



Figura 1: Logotipo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Fuente: Ministerio de Transición Ecológica

La puesta en marcha de estas cumbres se materializa con el Protocolo de Kioto firmado el 16 de marzo de 1998, que supuso la primera forma de compromiso internacional que buscaba poner freno a las emisiones abruptas causantes del calentamiento global y ponía la primera piedra en lo que se refiere a futuros compromisos entre todos los participantes. La entrada en vigor del protocolo no se efectúa hasta el 16 de febrero de 2005.

Desde entonces, las reuniones anuales de la CMNUCC son las denominadas Conferencias de las Partes (COP), en las cuales los líderes mundiales, científicos, miembros destacados de ONG, diplomáticos y demás personajes relevantes debaten y toman medidas para atajar los problemas del cambio climático en el planeta. Hasta la fecha se han celebrado 27 COP, donde se desempeña el importante papel de dictaminar las estrategias internacionales para acabar con el cambio climático y poder mitigar sus impactos actuales. Las COP más destacadas y sus principales hitos se resumen en la siguiente figura:

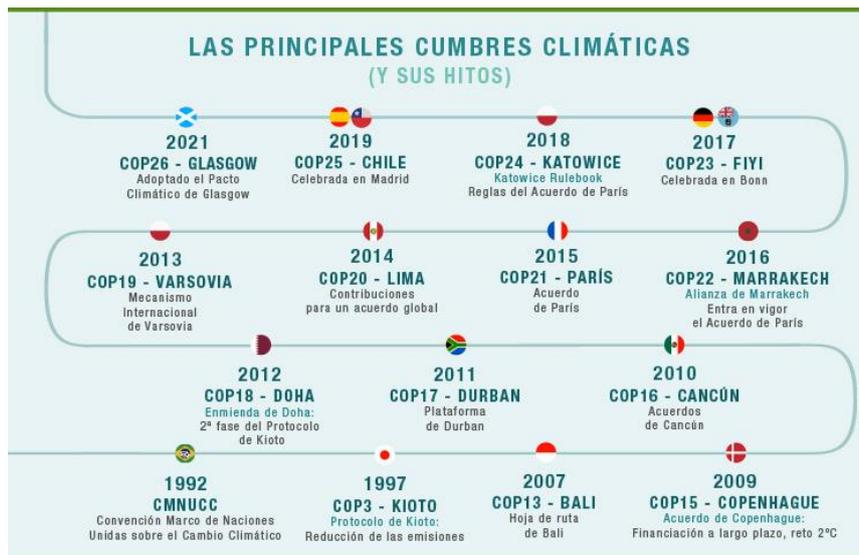


Figura 2: Principales cumbres climáticas. Fuente: Iberdrola

Cabría destacar entre todas estas:

COP15 – Copenhague (2009):

La conferencia número 15, que tuvo lugar en Dinamarca, se anticipaba como una conferencia que diera como resultado un ambicioso acuerdo internacional para afrontar la crisis climática. Pese a ello, no hubo éxito en cuanto a las negociaciones se refiere y no se logró un acuerdo vinculante.

A pesar de que este acuerdo internacional unificado no se diera, esta COP 15 fue una de las más relevantes en varios aspectos, ya que fue la causante de un gran debate sobre los frentes y metas que se debían adoptar en cuanto a la lucha contra el cambio climático. Algunos países establecieron objetivos, pese a que no hubiese una hoja de ruta única y consensuada para dar una respuesta internacional ante tal crisis.

COP21 – París (2015):

La conferencia número 21 tiene lugar en París, Francia, en el año 2015, el cuál será recordado como una fecha crucial en la lucha contra el cambio climático por la firma del **Acuerdo de París**. Esta vez sí, a diferencia de en 2009, se lograba un compromiso internacional mediante el cual se acepta seguir una misma hoja de ruta para combatir la crisis climática.

El acuerdo supone un marco legal vinculante con el objetivo de combatir la crisis climática sin precedentes. La principal meta tangible es poner de límite los 2 grados Celsius de aumento con respecto a los niveles de temperatura preindustriales, considerando esfuerzos beneficiosos a tener en cuenta la limitación a 1.5 grados Celsius. Ambos umbrales están basados en el conocimiento científico y se establecen como límites que en caso de ser superados resultarían en impactos catastróficos.

A su vez, este acuerdo presenta un enfoque nuevo al diferenciar entre la responsabilidad que pueden y deben asumir los países desarrollados y los países en desarrollo. Se sitúa en el foco a los primeros y se le atribuye mayor responsabilidad a la hora de actuar. Además, los países aceptan comprometerse a presentar Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC son sus siglas en inglés), siendo estos planes específicos con el objetivo de reducir emisiones y adaptarse a las consecuencias de la crisis climática. Cada 5 años, estas NDC serán revisadas y modificadas al alza.

Del Acuerdo de París se debe destacar sobre todo su universalidad, siendo este firmado por la mayoría de los países del mundo, reconociendo tanto la emergencia de la situación, como su responsabilidad en las causas, su responsabilidad en las respuestas y la importancia de ayudar a países en desarrollo para que no se queden atrás en este conflicto y puedan adaptarse al nuevo mundo que se busca.

Todas las cumbres citadas, y los acuerdos y objetivos que en ellas se impulsan, reflejan el cambio de percepción respecto a la importancia de los problemas energéticos y medioambientales. Se reconocen con ellos cada vez más lo importante del uso de las fuentes de energía renovables para lograr una sociedad del futuro resiliente y más responsable. Los objetivos COP pueden sufrir ciertas variaciones, pero habitualmente incluyen la adopción de formas de acabar con el cambio climático, el fomento de proyectos favorables al desarrollo sostenible y la colaboración internacional con el objetivo también de mitigar el impacto del cambio climático.

1.1.1.3 La Unión Europea contra el cambio climático

La Unión Europea (UE) por su parte, en paralelo y sin dejar de llevar a cabo los objetivos impuestos tras el Acuerdo de París, lleva a cabo en sus regiones la adopción de medidas y metas que se suman a las anteriores. Se coloca, así como líder indiscutible en lo que a combatir la crisis climática se refiere, estableciendo medidas y objetivos más ambiciosos que los salidos de las COP.

Se plantean, por tanto, objetivos más ambiciosos en lo que reducción de emisiones se refiere, estableciendo como tal la reducción de un 55% con respecto a las emisiones de carbono de 1990, para fecha de 2030. Además, el objetivo a destacar es el de conseguir la neutralidad de carbono para 2050, es decir, llegar a lograr suplir todas las emisiones de gases de efecto invernadero neutralizándolas con sistemas absorción de carbono, como pueden ser la captura del mismo o la reforestación.

La UE también presume de haber establecido la meta de llegar por lo menos a un porcentaje del 32% en cuanto a la participación de las fuentes de energía renovable sobre todas las demás en la demanda final de energía para fecha de 2030.

Y centrando el problema también en el consumo y no solo en la producción de la energía, se ha fijado como objetivo lograr una mejora de la eficiencia energética para reducir el propio consumo y consecuentemente las emisiones. Se trataría de lograr mejorar la eficiencia en un 32.5% con respecto a los niveles de eficiencia de 2007, todo para el año 2030.

1.1.1.4 España contra el cambio climático

En lo que se refiere a la acción llevado a cabo por el estado para combatir el cambio climático y sus efectos, en primer lugar, se circunscriben las anteriormente citadas pertenecientes tanto a las COP y los objetivos ODS relacionados, como a los objetivos y medidas adoptados por la UE en materia climática y energética.

Por tanto, en España, siguiendo las directrices derivadas de los acuerdos como miembro de la UE, es publicada la **Ley 7/2021**, con fecha de 20 de mayo. Esta ley, de **Cambio Climático y Transición Energética** es publicada para tratar de alcanzar la neutralidad de carbono previo al 2050. Con esta, principalmente se busca:

- Conseguir aumentar la capacidad de producción energética proveniente de renovables
- Fomentar la movilidad sostenible
- Impulsar la rehabilitación de la eficiencia energética de edificios
- Desmotivar la inversión en productos energéticos cuyo origen sea un combustible fósil.

Además, esta ley se encarga de nombrar la creación del **Comité de Expertos del Cambio Climático y Transición Energética**, que sería el encargado de analizar y proponer medidas sobre energía y cambio climático. El documento encargado de definir el plan de trabajo del país en cuanto a materia energética se refiere para cumplir los acuerdos del COP del París, es llamado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

1.1.2 Energías renovables y autoconsumo

1.1.2.1 Energías renovables

Las energías de origen renovable han sido imprescindibles durante el trascurso de la historia de la humanidad para el correcto funcionamiento de las sociedades en las que esta ha vivido. Comienza usándose la energía del agua y del viento para moler grano o para elevar agua, y sigue por el actual uso de la tecnología y la ingeniería que ha llevado a la humanidad a aprovechar estas misma y otras fuentes de energía renovables de manera más eficiente si cabe, siguiendo la evolución que le corresponde.

Esas formas primigenias de aprovechamiento de fuentes de energía renovables tenían como objetivo resolver sus necesidades primarias, usando molinos tanto de agua como de viento para los trabajos domésticos o agrícolas. No es hasta la Revolución Industrial cuando la intensidad de aprovechamiento de los combustibles fósiles como fuente de energía sufre un crecimiento abrupto y exponencial, convirtiéndose estos en una fuente de energía con gran potencial y disponibilidad.

Emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles

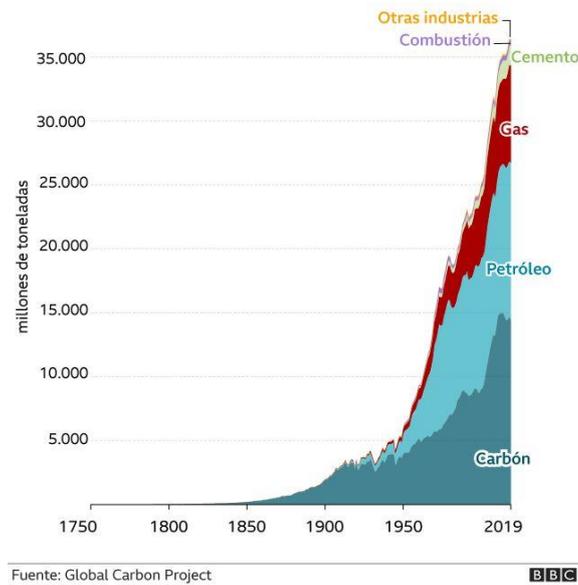


Figura 3: Emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles. Fuente: Global Carbon Project.

De la anterior figura se pueden extraer varias observaciones que ponen de manifiesto la situación actual con respecto a la crisis climática. Por un lado, más de la mitad de las emisiones se han producido en los últimos 30 años; por otro lado, se observa como la quema de combustibles fósiles lejos de sufrir ninguna recesión, sigue en aumento. Según cita la propia BBC en el mismo artículo del que proviene la figura, la quema de combustibles fósiles supone el 86% de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Como ya se ha mencionado anteriormente, estos combustibles fósiles suponían y siguen suponiendo la fuente principal de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Es por ello que, al aumentar la conciencia sobre el problema climático sobre todo con la llegada del siglo veintiuno, las fuentes de energía renovable emergen como la respuesta obvia ante los problemas planteados por la crisis climática. Por primera vez la humanidad se empieza a ver preparada tecnológicamente para afrontar el reto de implantar las fuentes de energía renovables como principal suministrador de esta en el planeta.

Además, las fuentes de energía renovables han conseguido aumentar también la seguridad energética al poder diversificar la procedencia de la energía y no ser tan necesario depender de la importación de combustibles fósiles de terceros países que puedan tener otros intereses diferentes a los del comprador.

1.1.2.2 Energía solar

La energía solar es el tipo de energía renovable que tiene como fuente primaria de energía al sol. Es energía limpia que durante toda la historia de la humanidad ha sido aprovechada para cumplir con las necesidades. Esta siempre es transformada en electricidad o en calor mediante varios tipos de tecnologías diferentes.

Dentro de los tipos de energía solar destaca la tecnología relacionada con la **energía solar fotovoltaica**. Esta tecnología transforma la radiación del sol en energía eléctrica usando células semiconductoras. Estas células crean la corriente de electricidad cuando los fotones que hay en la luz del sol chocan con su superficie, y escapan así los electrones. Las instalaciones fotovoltaicas se pueden encontrar en edificios comerciales, públicos, hogares e incluso en grandes instalaciones.

1.1.2.3 Tecnología de la energía solar fotovoltaica: el panel

El silicio es el dominador actual del mercado en lo que se refiere a las células de los paneles fotovoltaicos, aunque muchos materiales puedan ser utilizados para fabricar estas. El motivo principal de esta predilección se debe a dos causas: su abundancia en el planeta, y más concretamente en cuarzo o arena de la corteza terrestre; y al avanzado estado de la tecnología en cuanto a la fabricación de células para paneles fotovoltaicos. Es precisamente debido al exponencial desarrollo de la tecnología por lo que el precio del panel medio ha decrecido notablemente en los últimos años, cerca de los 0,3 €/W.

Las células antes mencionadas se diferencian dependiendo del proceso mediante el cual han sido fabricadas: células de silicio monocristalino, policristalino y capa fina. Estas últimas son notablemente menos eficientes que las dos primeras tipologías, y por tanto en la realización del proyecto fueron descartadas.

A continuación, son expuestas las principales diferencias entre células policristalinas y monocristalinas:

- **Silicio Monocristalino:** este silicio altamente puro tiene un mayor rendimiento, ya que sus cristales están perfectamente alineados. Por tanto, resulta en un **rendimiento más alto (en torno al 18-25%)**, que deriva en un mayor precio final del panel. Por último, su coeficiente térmico es peor, disminuyendo más el rendimiento conforme sube la temperatura que en el silicio policristalino.
- **Silicio Policristalino:** en este caso la alineación de los cristales no es en una única dirección, derivando en una peor conducción de electrones. Como consecuencia son paneles **más baratos**, ya que además su fabricación es más sencilla y se utiliza menos silicio. El rendimiento de estas se sitúa entre el 16 y el 20%.

La conexión de todo el conjunto de células de silicio conformará el panel, que en base a su tamaño e interconexión dará como resultado una intensidad y un voltaje concretos.

Además, los paneles se componen de:

- **Marco:** para dar solidez al panel. Normalmente de aluminio.
- **Encapsulado:** no permite el contacto entre gases exteriores y células.
- **Cubierta posterior:** en la que se sitúa la caja de conexión y se facilita la conexión con los conectores.
- **Cristal exterior:** suele ser de vidrio templado. Su función es proteger contra agentes atmosféricos.

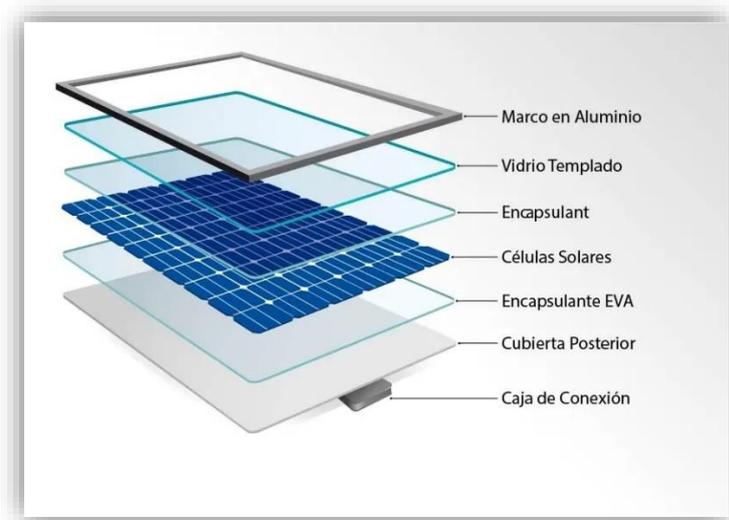


Figura 5: Componentes de un panel fotovoltaico. Fuente: ineldec

1.1.2.4 Autoconsumo y legislación

El papel del autoconsumo es crucial para además poder generar energía a través de una fuente renovable y de forma descentralizada. Este concepto se basa en generar la energía exactamente en el mismo sitio en el que va a ser consumida y por tanto se puede circunscribir al hogar, las empresas y las industrias.

Concretamente el autoconsumo referido a la energía solar fotovoltaica tiene una serie de ventajas destacables: aporta una contribución destacable en la lucha contra el cambio climático; supone menores pérdidas en red; además propicia el ahorro económico y energético, y es complementario con un sistema de autoconsumo compartido; y más importante, el consumidor tiene más claro como gestiona su energía.

1.2 OBJETIVO

Este TFG es el resultado del estudio y posterior diseño de la instalación fotovoltaica correspondiente para la cubierta del IES L'Arabí, y desde un primer momento tiene como objetivo la puesta en marcha de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica con el propósito de reducir el gasto económico que sufre el centro acometiendo los desembolsos relativos a las facturas eléctricas, y a su vez contribuir a la transformación energética del país en la búsqueda de un entorno renovable en lo energético y capaz de cumplir con los objetivos propuestos en materia medioambiental.

El conocimiento necesario para realizar el presente TFG es el resultado de 4 años de continuo aprendizaje en el Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, que dan como resultado la base necesaria para poder afrontar la realización de un proyecto de ingeniería como este.

El TFG consta de varias partes diferenciadas entre sí, comenzando por el estudio de las condiciones iniciales que presenta el centro; estas se refieren al recurso solar en la ubicación disponible, la demanda eléctrica del centro y la superficie total disponible. Para ello se ha debido tener en cuenta también el correspondiente estudio de sombras debido a las diferentes alturas que presentan los 3 edificios y a la existencia de algunos obstáculos en las cubiertas. Una vez analizadas las condiciones iniciales, el trabajo ha consistido en ir seleccionando la correspondiente tecnología atendiendo a criterios de diseño de instalaciones fotovoltaicas, a las necesidades particulares del centro y al mercado de este sector industrial.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El diseño de la instalación fotovoltaica que corresponde a este TFG se plantea como un plan estratégico de numerosos beneficios, y que entronca a la perfección con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Estos ODS son

En primer lugar, gracias a la instalación fotovoltaica el centro podrá generar su propia energía eléctrica, reduciendo su dependencia de las distribuidoras eléctricas y consecuentemente reduciendo el gasto económico que supone la demanda energética de un centro de enseñanza así.

Por otro lado, esta instalación al tratarse de un proyecto de ingeniería completo y funcional tiene gran carácter didáctico en un centro educativo. En el proyecto cualquier alumno puede ver reflejados conocimientos que va a ir adquiriendo a lo largo de su formación académica en el centro tales como propiedades eléctricas, conceptos termodinámicos, aplicaciones estructurales... y por supuesto conocimientos medioambientales que verán reforzados y finalmente aplicados por el propósito que verdaderamente tienen.

Este proyecto, como proyecto de energía renovable, se integra a la perfección con los siguientes ODS:

- ODS 4 – Educación de Calidad
- ODS 7 – Energía Asequible y No Contaminante
- ODS 11 – Ciudades y Comunidades Sostenibles
- ODS 13 – Acción por el Clima
- ODS 17 – Alianzas para Lograr los Objetivos

En definitiva, al afrontar un proyecto como el tratado en este TFG, el centro recibe beneficios económicos, educativos y ambientales que se ajustan estrechamente a los ODS. El centro, con un proyecto así, no solo se convierte en un centro más sostenible, sino que además pasa a ser protagonista en lo que a sostenibilidad y construcción de la futura sociedad resiliente y responsable se refiere, no dejando de lado sus responsabilidades como perteneciente a la propia sociedad.

2. MEMORIA TÉCNICA

2.1 PANEL

El panel seleccionado es el modelo TW400MAP-108-H-F de la compañía china Tongwei. Este tiene una potencia de 400W, las células que posee son de silicio monocristalino. Los paneles serán instalados en una estructura que se utilizará a modo de soporte.

Las características del panel son las siguientes:

Modelo: TW400MAP-108-H-F		
Fabricante: Tongwei		
Precio (IVA Incluido)		107,20 €
Distribuidor		Soltec
Parámetros	Valor	Unidad
CONDICIONES STC		
Potencia Máxima (P _{mp})	400	Wp
Tensión en pmp (V _{mp})	30,58	V
Corriente en pmp (I _{mp})	13,08	A
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	37,08	V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	13,77	A
Eficiencia STC	20,5	%
CONDICIONES DISTINTAS A STC		
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45	°C
Coeficiente de temperatura del P _{mp}	-0,34	%/°C
Coeficiente de temperatura del V _{oc}	-0,27	%/°C
Coeficiente de temperatura de la I _{sc}	0,045	%/°C

Tabla 1: Características del panel seleccionado. Fuente: Tongwei

Estas características son importantes puesto que limitan para la instalación el voltaje máximo a 1000V en continua, y la corriente máxima que puede recorrer una de las ramas paralelas en 20 A. Estos datos son tenidos en cuenta en el apartado del dimensionado para no caer en riesgo de dañar los equipos.

En cuanto a las dimensiones:

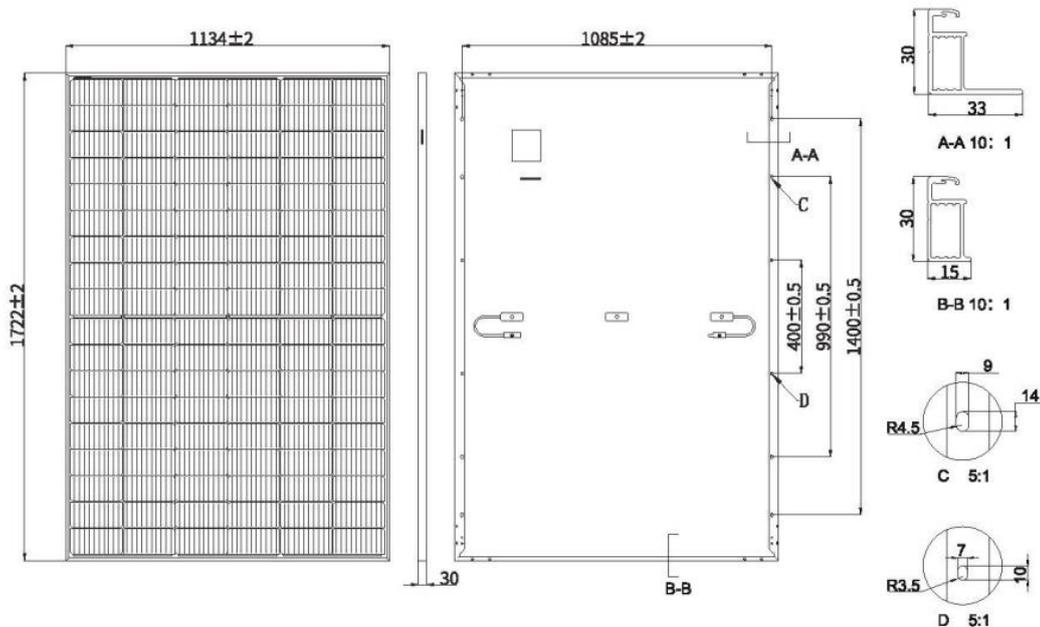


Figura 6: Esquema panel. Fuente: Tongwei

En cuanto a sus características:

- Número de células: 168
- Tamaño del panel: 1722x1134x30mm (ancho x alto x espesor)
- Peso: 20,5 kg
- Protección: IP68
- Garantía del panel y materiales: 15 años
- Conector: MC4 Compatible o MC4 original
- Garantía lineal de la potencia: 25 años (se muestra la evolución en la figura siguiente)

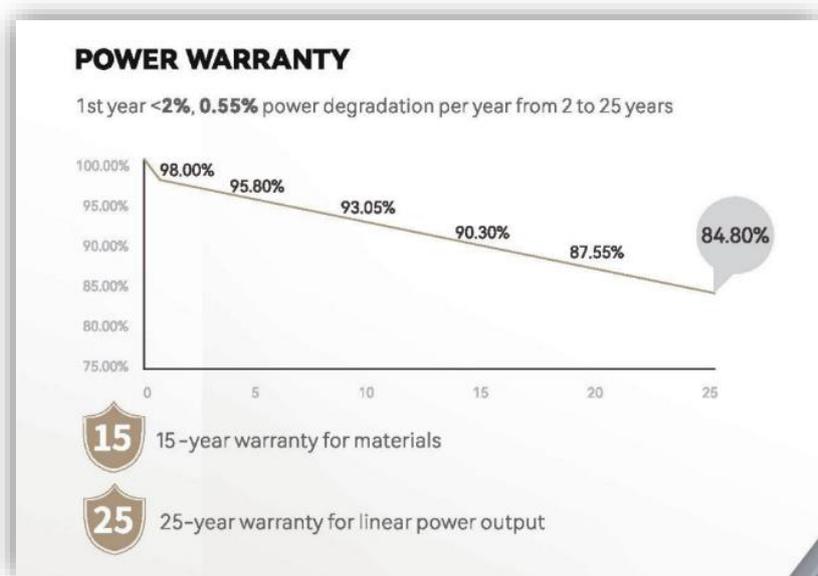


Figura 4: Garantía de la potencia del panel. Fuente: Tongwei

2.2 INVERSOR

El inversor es el dispositivo de la instalación con la tarea de convertir la energía que parte en forma de corriente continua cuando llega a él después de generarse en los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna con el propósito de posibilitar su inyección a red. Además, también es parte de su trabajo ir ajustando la tensión y la intensidad de los paneles para que la instalación este trabajando en su punto óptimo, en el cuál maximiza la energía.

En este caso se ha elegido el modelo el **modelo GW60KBF-MT** de la marca **Goodwe**. Este es un modelo que no posee transformador, lo cual dota al equipo de mayor ligereza y facilita la instalación. Esta instalación se llevará a cabo en la pared de la fachada de la cubierta C2, justo en la pared que se genera debido al desnivel entre las cubiertas C1 y C2; será de fácil acceso y se situará a 1,5 metros del suelo la cubierta C1, a la intemperie, lo cual no es un problema ya que el inversor es de exteriores. El lugar de instalación se especifica también en los planos.

En la siguiente figura está representada un esquema del inversor:

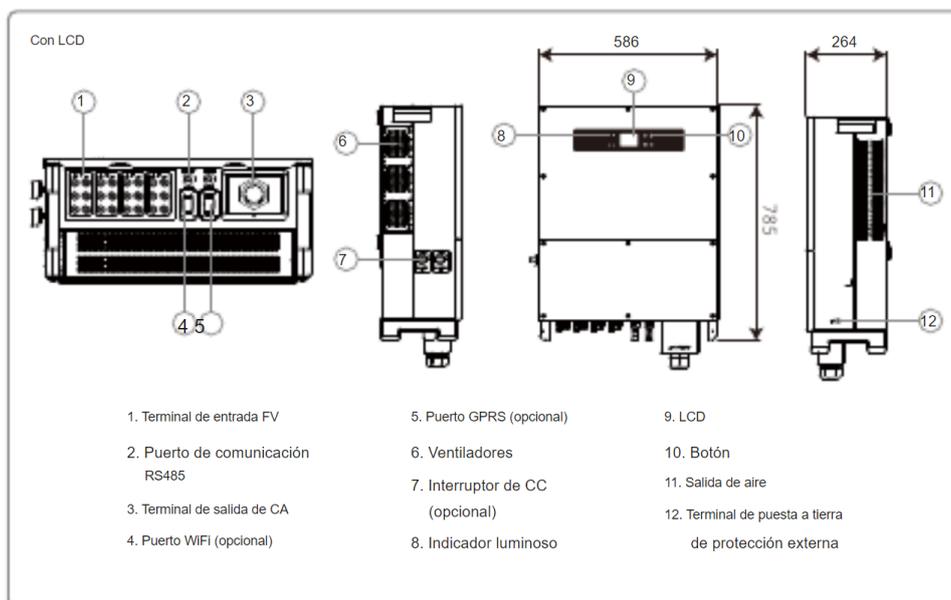


Figura 5: Inversor. Fuente: GoodWe

Entre sus funciones se encuentran:

- Convertir la energía en corriente continua a corriente alterna, teniendo en cuenta los requisitos de la instalación.
- Variación de parámetros, para cambiar el funcionamiento de este según lo que necesita la instalación.
- Visualización de datos de funcionamiento mediante el almacenamiento de estos y la posterior impresión por pantalla LCD.
- Protección, mediante:
 - Monitorización de Corriente de Cadena FV
 - Protección anti-isla
 - Protección de polaridad inversa de entra
 - Monitorización de aislamiento

- Fusible CC
- SPD CC (Integrada TIPO II)
- SPD CA (Integrada TIPO II)
- Unidad de monitorización de corriente residual
- Protección de sobreintensidad de corriente CA
- Protección contra cortocircuito (CA)
- Protección de sobretensión (CA)

Sus características físicas, las siguientes:

- Dimensiones: 586x788x264 mm (AnchoxAltoxLargo)
- Refrigeración: Ventilador
- Peso: 59 kg
- Grado de protección: IP65

Y, por último, sus características eléctricas son:

Modelo: GW60KBF-MT		
Fabricante: GoodWe		
Precio (IVA Incluido)	5.857,36 €	
Parámetros	Valor	Unidad
Seguidores MPP	4	u
Entradas por cada seguidor	3	u
Rendimiento Máximo	98,8	%
Rendimiento Europeo	98,3	%
CONDICIONES STC		
Potencia Máxima	80.000	Wp
Rango de Tensión	200-1000	V
Tensión Máxima	1100	V
Intensidad máxima en cada seguidor	44	A
Intensidad de cortocircuito por cada seguidor	55	A
CONDICIONES DISTINTAS A STC		
Potencia nominal aparente	60.000	Wp
Tensión Nominal	400	V
Intensidad Máxima	96	A

Figura 6: Características eléctricas. Fuente: GoodWe

2.3 CONFIGURACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

A partir de haber seleccionado los dos componentes principales de la instalación, como son el panel y el inversor, se procede a configurar y distribuir el campo fotovoltaico. Para lo propio, se estudian también las características de la demanda eléctrica del centro.

Inclinación y orientación de los paneles

Respecto a la inclinación, tras el estudio pormenorizado de la posibilidad de seleccionar cualquier inclinación de panel entre 0 y 90°, se opta por una inclinación de 40,3 °.

En cuanto a la orientación, se seguirá la propia del centro, el cual está desviado 40,3 ° hacia el este. Por tanto, la orientación será -40,3 °.

Distancia entre filas de paneles

Se determina una distancia entre filas en base a la latitud de la ubicación y dimensiones de los paneles. Esta distancia es de 2,64 metros.

Potencia total para instalar

El número de paneles a instalar es de 138. Se distribuyen en 6 ramas paralelas de 23 paneles en serie en cada una, sumando una potencia instalada de 55.200W.

Conexión entre inversor y paneles

Teniendo en cuenta que el inversor posee 3 entradas de conexión en cada uno de los 4 seguidores del punto de máxima potencia, se decide conectar 2 ramas en paralelo en 3 seguidores diferentes.

Distribución en las cubiertas

Para determinar esta distribución, la tarea principal es la de realizar el estudio de sombras con el fin de determinar las zonas más perjudicadas por estas de entre las 3 cubiertas a seleccionar. Una vez hecho el análisis, se procede de la siguiente forma:

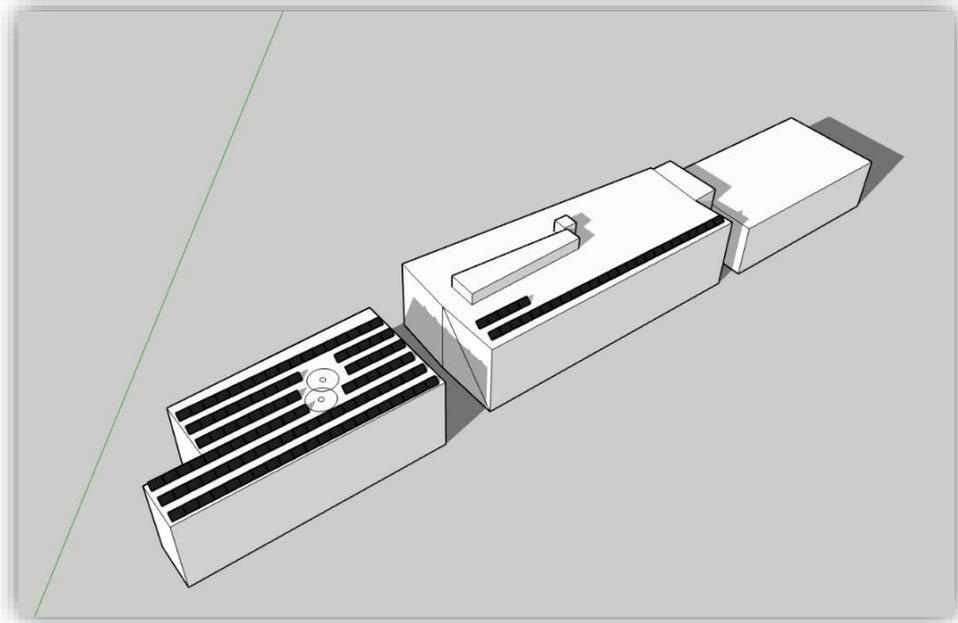


Figura 7: Distribución del campo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia con SketchUp.

2.4 SOPORTE DE LOS PANELES

Para cumplir la labor de sujetar los paneles existen diferentes tecnologías en función del tipo de superficie en la que instalar el campo fotovoltaico. Dadas las características de la instalación, teniendo en cuenta que es sobre cubierta plana y necesitando una inclinación determinada, se busca en el catálogo de una reconocida marca dedicada a este campo como es SolarStem. Este será la encargada de la fabricación de la estructura.

SolarStem ofrece diferentes opciones, siendo la más adecuada para esta instalación la llamada AF-FLAT2. Se trata de soportar el panel dispuesto de forma horizontal mediante una estructura inclinada, fija y elevada. El soporte ancla y sostiene el panel. El esquema de este tipo de estructuras es el de la siguiente figura:

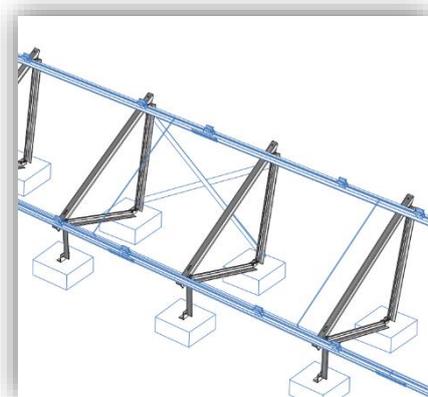


Figura 8: Esquema de la disposición de la estructura soporte. Fuente: SolarStem

Las características de la estructura vienen resumidas en la siguiente tabla:

RESUMEN ESTRUCTURA SOPORTE	
Modelo	Soporte triangular elevado 1181mm 40°
Distribuidor	SolarStem
Precio	170,01 €
Inclinación	40°
Material de la estructura	Aluminio alta calidad 6082-T6
Material de tornillería	Acero Inoxidable A2-70

Tabla 2: Estructura Soporte. Fuente: SolarStem

Por última se presenta el esquema proporcionado por SolarStem referente a las dimensiones de la propia estructura:

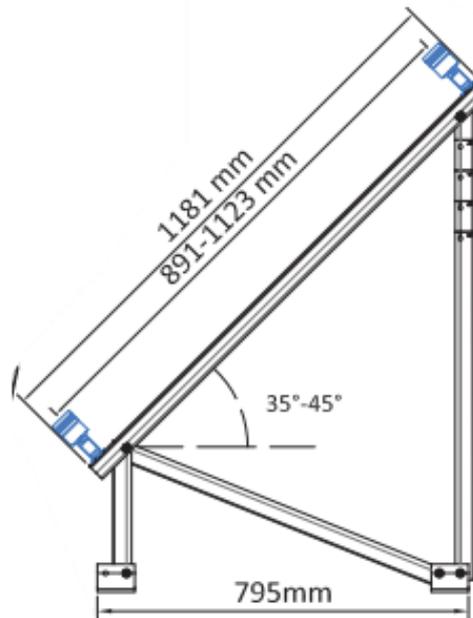


Figura 9: Dimensiones de la estructura soporte. Fuente: SolarStem

2.5 CABLEADO, CANALIZACIONES Y TUBOS

En este apartado se trata lo referente a los dos tramos de cableado distinguidos como:

- Cableado del tramo de corriente continua: tras emplear la norma UNE- EN 50618 se determina la sección de 4 mm² como la adecuada para el tramo desde los paneles hasta la entrada del inversor, siendo el conductor requerido el cobre, como un cable unipolar flexible con clase II en lo referente a la seguridad.

- Cableado del tramo de corriente alterna: tras emplear la norma UNE-HD 60364-5-52 se determina para las fases una sección de cable de 95 mm²; de la misma manera, al emplearse la ITC-BT-07 del REBT se determina una sección del neutro de 50 mm².

Así mismo se pretende dar respuesta en lo referente a los tubos utilizados para proteger y dirigir los conductores por la instalación, siguiendo la ITC-BT-21 del REBT.

A continuación, se resumen en la figura las características principales del cableado y las canalizaciones de ambos tramos:

Cableado CC	
Designación	FV ZZ-F
Material cable	Cobre estañado
Cubierta y aislamiento	Goma sin halógenos
Sección	4 mm ²
Fabricante	TopCable
Distribuidor	Solar Components
Precio (€/metro)	1,68 €/m
Tensión nominal	1,8 Kv
Vida útil	30 años
Canalización CC	
Tipología	Sobre superficie (fija)
Norma	UNE-EN 61386-21
Diámetro	20 mm
Designación del tubo	Tubos rígidos de PVC de 20 mm
Distribuidor	ElectroMaterial
Precio (€/metro)	0,84 €/m
Material cable	PVC (rígido)
Estanqueidad	IP54

Tabla 3: Características de Cableado y Canalización del tramo de continua. Fuentes: TopCable y ElectroMaterial.

Cableado CA	
Designación	POWERFLEX RV-K
Material cable	Cobre CLASE 5
Cubierta y aislamiento	PVC (flexible), XLPE
Sección	3x95/1x50
Fabricante	TopCable
Distribuidor	Solar Components
Precio (€/metro)	63,8 €/m
Tensión nominal	0,6/1kV
Canalización CA	
Tipología	Empotrado
Norma	UNE-EN 61386-24
Diámetro	75 mm
Designación del tubo	Tubo corrugado 75mm
Distribuidor	Grupo Jorgefernandez
Precio (€/metro)	1,26 €/m
Material cable	PVC (flexible)
Estanqueidad	IP44

Tabla 4: Características del cableado y Canalización del tramo de alterna. Fuentes: TopCable y Grupo Jorgefernandez

2.6 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CON DIFERENCIAL

Mediante el artículo 14 perteneciente al Real Decreto 1699/2011 se establecen los elementos de protección necesarios para asegurar que la instalación sea segura para las personas y los equipos de esta. Mediante esta norma, se da, por tanto, protección frente a sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos y problemas de aislamiento.

El inversor seleccionado integra las protecciones necesarias, pero la normativa obliga a proveer a la instalación tanto de interrupto magnetotérmico como interruptor diferencial para el tramo de corriente alterna. Por ello, se selecciona el interruptor automático con diferencial Legrand DPX³ 125A, que combina ambos requisitos. Este, está representado en la siguiente figura:



Figura 10: Interruptor automático con diferencial. Fuente: Legrand

Sus características se resumen en las siguientes tablas resumidas por el fabricante:

Características técnicas

Intensidad nominal permanente I _n	125 A
Tensión nominal	220-690 V
Corriente nominal de cortocircuito en la corriente de corte I _{cu} a 50 Hz 400 V	36 kA
Ajuste actual de liberación de sobrecarga	100-125 A
Rango de ajuste de liberación instantánea de cortocircuito	630-630 A
Construcción del dispositivo	Dispositivo completo en carcasa
Protección de fallo a tierra integrada	Si
Tipo de conexión del circuito de corriente principal	Conexión de tornillo

Tabla 5: Características del interruptor automático con diferencial. Fuente: Legrand

Grado de protección (IP)	IP30
Anchura	100 mm
Altura	112 mm
Profundidad	136 mm

Tabla 6: Características del interruptor automático con diferencial. Fuente: Legrand

2.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

En el caso de producirse un fallo de aislamiento, la seguridad tanto de los equipos como de las personas debe estar garantizada. Para ello, el sistema de puesta a tierra de una instalación fotovoltaica es de suma importancia y tiene precisamente la función de protección regulada por el Real Decreto 1699/2011 en su artículo 15.

En el caso de esta instalación se emplea una distribución de esquema TT para la misma. Hasta conectarse a tierra, los conductores de protección van en paralelo por la canalización que les corresponde, siendo este de color amarillo-verde y de 450/750 V.

Los cálculos referentes al sistema de puesta a tierra son:

- El conductor de protección perteneciente al tramo de corriente continua es de sección 4 mm².
- El perteneciente al tramo de corriente alterna es de sección 50 mm².
- En lo referente al electrodo, se utiliza una pica enterrada vertical que medirá 2,5 metros y cuya resistencia será de 80 Ω.

La toma de tierra no será necesario construirla, ya que la normativa aclara que esta **debe ser la misma que la del propio centro**.

2.8 CONTADOR

Ante la necesidad de encontrar un contador bidireccional trifásico con el fin de saber cuánta energía se vierte a la red y cuánta se absorbe de la misma, se recurre al distribuidor Temper. Del mismo, se selecciona el contador CS-INV-T-METER CRADY 0700330 TRIFASICO, cuyo precio es de 238,79 €, y sus características las resumidas en las siguientes dos tablas:

DATOS TÉCNICOS

Alimentación	Fase-neutro: 100-276 Vac Entre fases: 173-480 Vac
Frecuencia	50/60 Hz
Onda de entrada	Sinusoidal
Temperatura de trabajo	-25°C a +55°C
Temperatura de almacenamiento	-40°C a +70°C
Humedad de trabajo	0%-95% HR
Altitud máxima	Hasta 2000 m
Dimensiones del raíl DIN	Rail DIN 35 mm
Grado de protección	IP51

Tabla 7: Tabla resumen 1 de datos técnicos del contador. Fuente: Temper

DATOS TÉCNICOS

Tensión nominal (Un)	3x230/400 Vac
Rango de tensión	80%-100% de Un
Corriente	10 A
Corriente máxima (Imax)	100 A
Resistencia a sobrecorriente	30% de Imax durante 0,01s
Inicio de corriente	0,4% de Ib
Consumo de energía	<2W/10VA
Frecuencia	50/60 Hz
Resistencia a la tensión Vac	4kV durante 1 minuto
Resistencia a la tensión de impulso	Ondulación 6kV – 1,2 uS 400 imp/kWh (predeterminado)
Frecuencia de salida de pulsos	1000/100/10/1 imp/kWh/kVar (configurable)
Pantalla	LCD con luz de fondo blanca
Lectura máxima	999999,9kWh

Tabla 8: Tabla resumen 2 de datos técnicos del contador. Fuente: Temper



DIMENSIONES (mm)

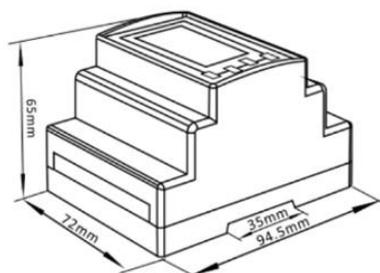


Figura 11: Dimensiones del contador bidireccional. Fuente: Temper

3. MEMORIA DE DISEÑO Y CÁLCULOS

3.1. FACTORES INICIALES

3.1.1 Área disponible

La ubicación elegida para el desarrollo del proyecto es la cubierta del IES L'Arabi, centro público de educación secundaria situado en la localidad alicantina de L'Alfàs del Pi. El centro, consta de 3 edificios a estudiar para el diseño de la instalación y sus coordenadas son: **latitud: 38.57629**; **longitud: -0.09709**. En la siguiente figura, se observa mediante la aplicación que ofrece Google Earth, la vista aérea del centro, donde destacan los 3 edificios antes mencionados:

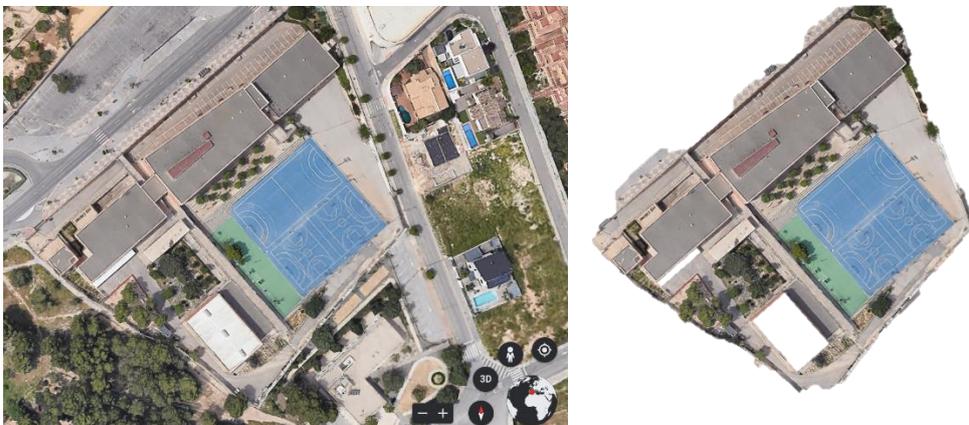


Figura 12: Comparación entre la vista satelital en la ubicación del centro y el terreno perteneciente al centro. Fuente: Google Earth

Se observan los 3 edificios de cubierta plana que serán objeto de estudio durante este TFG. Como se puede observar en la anterior figura, no será necesario hacer un estudio de sombras en lo relativo a edificios o construcciones cercanas al centro, sin embargo, la existencia de diferencia de alturas entre edificios y la presencia de algún obstáculo **hará necesario el estudio** en lo referido a la forma de interactuar entre sí que tienen las tres cubiertas del centro.

La dimensión total de la que se dispone sumando las tres cubiertas del centro se calcula utilizando tanto los planos del centro como con la ayuda de la herramienta de medición de Google Earth. Se determina una superficie total disponible de aproximadamente **2214 m²**, que se dividen entre las **tres cubiertas (C1, C2 y C3)** de la siguiente figura:

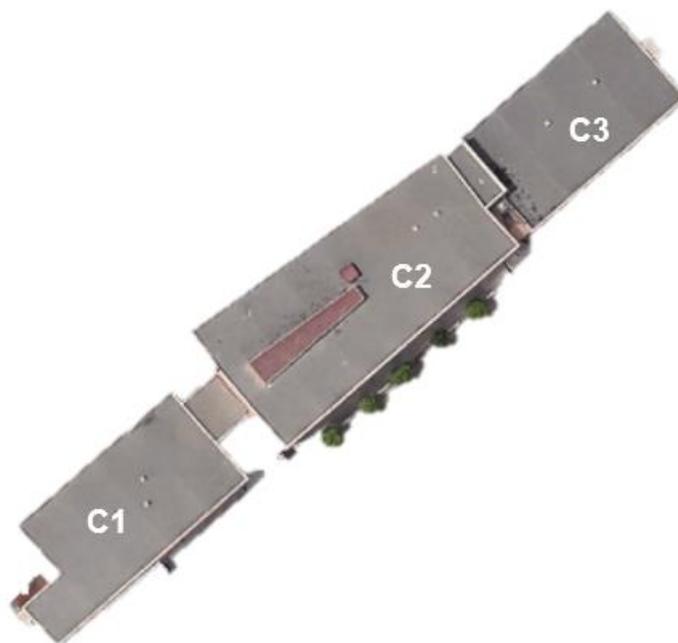


Figura 13: Las tres cubiertas disponibles en el centro. Fuente: Google Earth.

Las cubiertas C1 y C3 se encuentran al mismo nivel de altura, pero, sin embargo, la cubierta de mayor extensión, la C2, se encuentra elevada 3 metros con respecto a ambas. Este será el primer motivo para realizar el estudio de sombras posterior para analizar de qué manera podrían evitarse y en su defecto evaluar cuánto se vería afectada la producción de energía. Además, en la cubierta C1 se observan 2 chimeneas provenientes de la cantina del centro; en la C3 otras 2 chimeneas; y en C2 se encuentra una pequeña edificación a modo de tragaluz de 2 metros de altura junto con otras 2 chimeneas. Todos estos elementos deberán ser analizados convenientemente y se dejarán siempre 2 metros como mínimo de distancia con las chimeneas de extracción para evitar el aumento de temperatura en los paneles.

3.1.2 Demanda eléctrica

El IES L'Arabí se destaca por ser el único centro de educación secundaria, bachillerato y formación profesional de la localidad de L'Alfàs del Pi. Esto supone ser un centro con más de 800 alumnos cuya actividad principal se localiza de lunes a viernes de 08:00 a 21:00. Durante este periodo el centro debe hacer frente al gasto eléctrico derivado de la iluminación, el aire acondicionado, los distintos electrodomésticos o aparatos de la cantina, las herramientas eléctricas utilizadas en el taller y los equipos multimedia y de ofimática de las respectivas clases.

El centro proporciona, con objeto de la realización del estudio correspondiente a este TFG, las facturas completas del año 2022. En estas se encuentra la información relativa al tipo de contrato eléctrico que tiene el centro, consumo de energía variable de cada mes, la cifra del gasto fijo mensual, la cifra del gasto variable mensual y demás pormenores necesarios.

El centro poseía durante ese año, y continúa vigente en el momento de realización de este estudio, un contrato de tipo 6.1TD; esta es una tarifa eléctrica que se divide en 6 periodos horarios diferentes, que en el caso del centro son los resumidos en la siguiente tabla:

POTENCIA CONTRATADA (kW)	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	44	44	44	44	44	77

Tabla 9: Potencia contratada en cada periodo. Fuente: Facturas eléctricas.

Después de estudiar las facturas mensuales del año 2022 aportadas por el centro, estas son transferidas al documento Excel correspondiente, obteniendo como dato de consumo anual los 86.037 kWh. Este consumo equivaldría a una media de 235,72 kWh/día de consumo. La siguiente figura es fruto del proceso de análisis anteriormente mencionado, donde se puede observar el consumo mensual y su evolución:

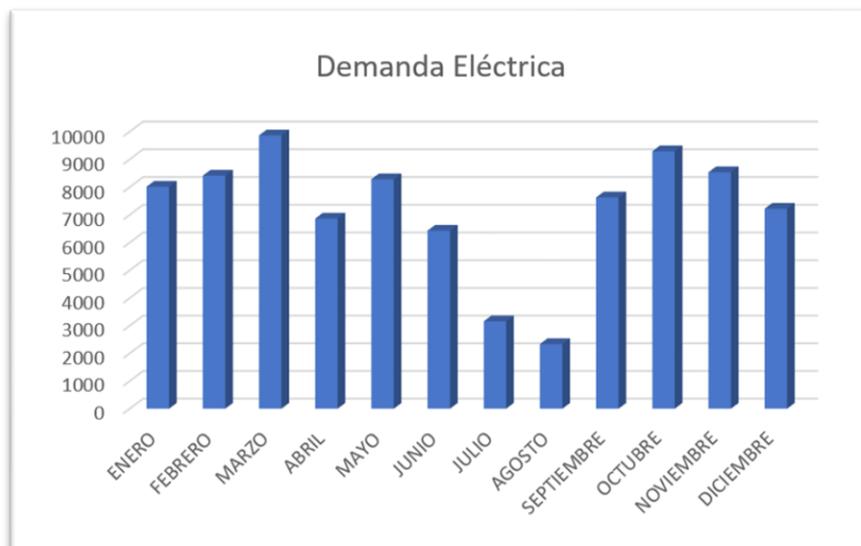


Figura 14: Demanda anual. Fuente: Facturas eléctricas

La evolución mencionada es la esperada teniendo en cuenta la localidad, sus condiciones meteorológicas durante el año y el uso para el que está destinado el edificio, encontrando una curva que se pronuncia mucho en los meses de invierno y que disfruta de valles de consumo en los meses de verano.

La siguiente figura representa el gasto total, entendiendo este el debido al consumo variable más el gasto fijo, de cada mes por parte del centro en el año 2022:

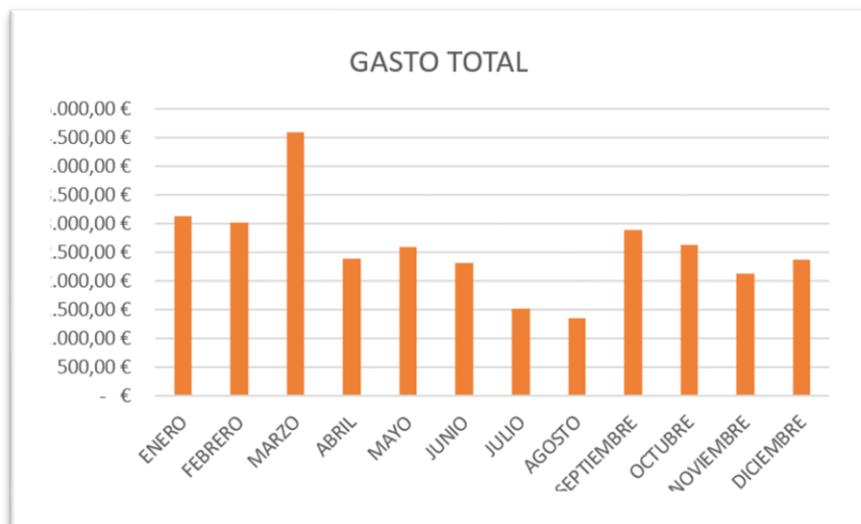


Figura 15: Gasto fijo más variable mensual del año 2022. Fuente: Facturas eléctricas.

La cifra asciende a los **30.930,59 € (IVA incluido)**, siendo posible ahorrar parte del gasto variable de la misma mediante la implementación de la instalación fotovoltaica que es objeto de estudio.

3.1.3 Caracterización del recurso solar

Para poder tratar los datos de radiación anuales que recibe el campo fotovoltaico vamos a utilizar la **hora solar pico (HSP)** como unidad equivalente a la aplicación de una radiación de 1000 W/m² en un área determinada durante un intervalo de tiempo medido en horas. Esta unidad de medida es muy frecuente en muchas de las bases de datos en las que se recopila el recurso solar de una localización.

Con el objetivo de adquirir los datos se utiliza la herramienta **PVGIS** a través de su portal web online, que se trata del programa oficial perteneciente a la UE preparado entre muchas cosas para sacar los datos relativos a la radiación solar de una localización y proyectar los datos de producción de energía de cualquier localización de América, Europa o Asia.

Una vez en la web se introducen las coordenadas de la localización de la instalación, se selecciona la base de datos del satélite PV-SARAH en nuestro caso y se elige la del año 2020; además se debe indicar que se desean los datos de radiación para las inclinaciones deseadas, en este caso se estudiarán todas, **desde 0° hasta 90°**. En la siguiente figura se expresan, ya en HSP/día en función de la inclinación para cada mes:

	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
ENERO	3,49	3,83	4,15	4,44	4,70	4,93	5,13	5,29	5,42	5,51	5,56	5,57	5,55	5,48	5,38	5,24	5,07
FEBRERO	4,54	4,86	5,15	5,40	5,62	5,81	5,95	6,06	6,12	6,15	6,13	6,08	5,98	5,84	5,66	5,44	5,19
MARZO	4,36	4,51	4,65	4,75	4,83	4,89	4,91	4,90	4,87	4,80	4,71	4,59	4,44	4,27	4,07	3,84	3,60
ABRIL	5,71	5,79	5,84	5,86	5,85	5,80	5,72	5,61	5,47	5,29	5,09	4,86	4,60	4,31	4,01	3,68	3,33
MAYO	7,32	7,32	7,28	7,20	7,08	6,93	6,73	6,49	6,21	5,91	5,57	5,19	4,79	4,37	3,92	3,46	2,98
JUNIO	7,50	7,43	7,35	7,21	7,03	6,82	6,57	6,28	5,97	5,62	5,24	4,83	4,40	3,94	3,50	3,03	2,52
JULIO	7,54	7,52	7,45	7,33	7,18	6,98	6,76	6,50	6,20	5,86	5,49	5,09	4,66	4,20	3,75	3,28	2,78
AGOSTO	6,94	7,01	7,04	7,03	6,98	6,89	6,75	6,58	6,37	6,12	5,84	5,52	5,16	4,78	4,36	3,92	3,47
SEPTIEMBRE	5,69	5,86	6,00	6,10	6,17	6,20	6,19	6,14	6,06	5,94	5,78	5,58	5,35	5,09	4,80	4,48	4,13
OCTUBRE	4,62	4,89	5,12	5,33	5,50	5,64	5,74	5,81	5,83	5,82	5,78	5,69	5,57	5,40	5,21	4,98	4,71
NOVIEMBRE	3,23	3,48	3,71	3,92	4,11	4,27	4,40	4,51	4,58	4,63	4,65	4,63	4,59	4,51	4,41	4,27	4,11
DICIEMBRE	3,07	3,40	3,70	3,98	4,24	4,47	4,67	4,84	4,97	5,07	5,13	5,16	5,16	5,11	5,03	4,92	4,77

Tabla 10: HSP/día para cada mes en función de la inclinación del plano en la ubicación del centro. Fuente: PVGIS.

3.2 DISEÑO ÓPTIMO

3.2.1 Marco regulador seleccionado: instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes

En el caso referido a este proyecto, el marco regulador seleccionado está basado en las pautas y directrices establecidas por el RD 244/2019, el cual define las dos modalidades de autoconsumo posibles en España: el autoconsumo con excedentes y el autoconsumo sin excedentes.

El autoconsumo con excedentes es la opción de generación energética renovable en la que la instalación produce más energía de la que se consume en el mismo instante. Este exceso de energía producida es vertido a red y compensado a la postre en forma de créditos. Por otra parte, la modalidad de autoconsumo sin excedentes implica producir exclusivamente la energía necesaria para cubrir el consumo en el mismo instante.

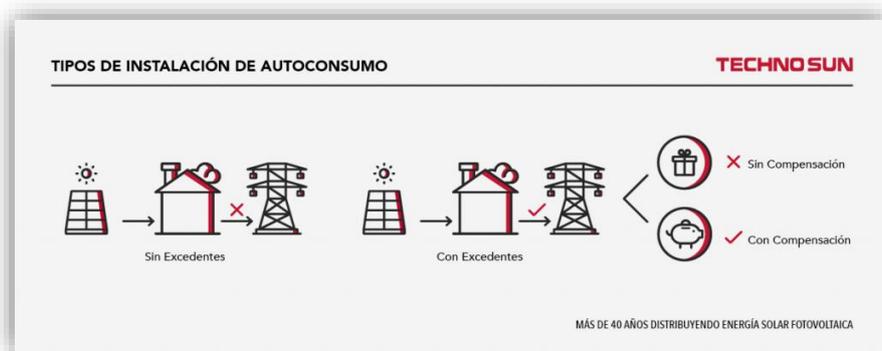


Figura 16: Tipos de Instalación de autoconsumo. Fuente: Technosun

Siendo el objeto de estudio la instalación en la cubierta de un centro de educación secundaria, que principalmente opera de lunes a viernes, es la opción de autoconsumo con excedentes la que emerge como más beneficiosa. Durante el transcurso de los días laborables se podría consumir la energía que produce la instalación fotovoltaica, y sin embargo los fines de semana se podría verter a red todo el excedente que no sea consumido por el centro, en vez de ser perdido como en la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

Concretamente, el marco regulatorio seleccionado es el de **autoconsumo con excedentes acogido a compensación simplificada**, con el objetivo de optimizar al máximo el ahorro energético. Con esta modalidad el gasto variable se ve reducido cada mes en la cantidad de kW que haya generado la instalación fotovoltaica, con la condición de que, si se produce más de lo que se consume en el mes, la factura que recibirá el cliente será como mínimo de coste cero, no pudiendo así obtener beneficio económico.

3.2.2 Panel fotovoltaico elegido

Se realiza, en primer lugar, un estudio con el objetivo de conocer las principales empresas productoras de paneles fotovoltaicos en el mundo en los últimos años. Para ello, se adquiere la información comparativa que ofrece el portal web Statista, empresa puntera en el sector de

proveedores de datos de mercado con estadísticas de más de 170 industrias distintas a lo largo del planeta. En la siguiente figura se recoge la información de producción de paneles del año 2022:

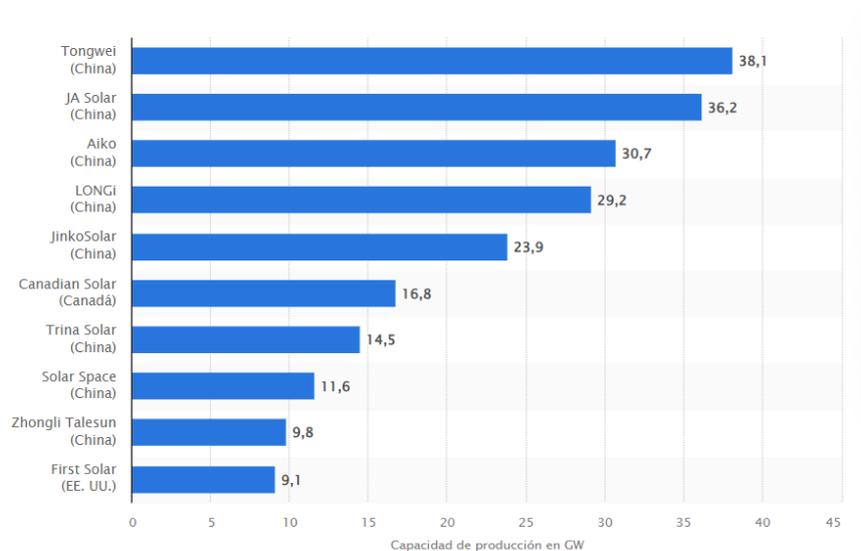


Figura 17: Empresas productoras de paneles fotovoltaicos en el año 2022. Fuente: Statista

Encontramos 5 empresas como las grandes dominadoras, superando todas ellas los 20 GW en paneles producidos durante 2022. Las cinco son empresas chinas, y a continuación se comparan paneles de igual potencia para tratar de escoger uno como el que será utilizado en la instalación:

	4 MARCAS			
	Tongwei	JA Solar	LONGi	JinkoSolar
Características del panel	TW400MAP-108-H-F	JAM72S10 400/MR	LR5-54HPB-405M	JKM400M-54HL4/JKM400M-54HL4-V
Potencia Maxima	400 W	400 W	405	400 W
Volataje max. Pot.	30,58 V	41,33 V	31,18	30,42 V
Intensidad máx. pot.	13,08 A	9,68 A	12,99	13,15 A
Eficiencia	20,50%	19,90%	20,7	20,48%
Precio (IVA incluido)	107,20 €	170	85,05 €	120 €
Relación precio/vatio pico	0,268 €/Wpk	0,425 €/Wpk	0,21 €/Wpk	0,3 €/Wpk

Tabla 11: Comparativa de los paneles elegibles. Fuente: Fichas técnicas de los paneles.

Valorando las características expuestas en la tabla anterior, como la buena relación precio/vatio, y la posición en el mercado de cada uno de los proveedores, se opta por elegir al fabricante con mayor número de GW en paneles producidos del 2022, que es la empresa China Tongwei. Se escoge en este caso el modelo de panel **TW400MAP-108-H-F de 400W** de la marca china.

3.2.3 Potencia de la instalación fotovoltaica: dimensionado

En este apartado se especifica el proceso a seguir para dimensionar la potencia total del campo fotovoltaico. Este proceso comienza una vez elegido el panel, ya que su potencia es necesaria para el cálculo.

Como primer paso, se obtiene con el dato de la potencia y en función del recurso solar para cada inclinación, la energía total que produciría (en el tiempo que se determine) un solo módulo fotovoltaico como el seleccionado. La fórmula que se emplea es la siguiente:

$$E_{panel} = HSP \times PR \times P_{PMP}$$

Ecuación 1: Energía producida por un panel

Siendo:

- E_{panel} : la energía total que produciría (en el tiempo que se determine) un solo módulo fotovoltaico como el seleccionado.
- HSP : recurso solar (medido en horas al año), obtenido en el apartado 3.1 recurso solar. Se multiplica por el número de días de cada mes porque en ese apartado las HSP obtenidas eran diarias.
- P_{PMP} : potencia del panel seleccionado. En este caso 400W.
- PR : factor de corrección para poder tomar en serio la estimación. Pone de manifiesto las pérdidas que se producirán debido a cambios de temperatura, a la suciedad, a la desviación en la inclinación de los paneles, o a la ubicación y diseño de la instalación. Este suele estar entre 0,75 y 0,85, pero se selecciona un PR de 0,75 para ser conservadores en la estimación.

Se obtiene, por tanto, una tabla con estas estimaciones. En esta, se han eliminado las columnas referentes a las inclinaciones menos productoras de energía, siendo las representadas, las que mayor energía producen:

	20	25	30	35	40	45
ENERO	38,55	41,26	43,69	45,84	47,68	49,19
FEBRERO	43,25	45,38	47,23	48,77	50,00	50,89
MARZO	43,22	44,21	44,95	45,43	45,65	45,59
ABRIL	52,59	52,76	52,64	52,22	51,51	50,50
MAYO	67,75	66,99	65,87	64,41	62,54	60,31
JUNIO	66,13	64,87	63,23	61,35	59,10	56,55
JULIO	69,26	68,21	66,76	64,92	62,83	60,44
AGOSTO	65,47	65,37	64,88	64,03	62,81	61,21
SEPTIEMBRE	53,98	54,91	55,51	55,77	55,70	55,28
OCTUBRE	47,66	49,56	51,17	49,66	53,40	54,01
NOVIEMBRE	33,41	35,30	36,98	38,42	39,62	40,58
DICIEMBRE	34,43	37,06	39,45	41,58	43,42	44,98
TOTAL ANUAL	615,69	625,88	632,36	632,40	634,25	629,53

Tabla 12: Energía producida por un panel de 400W en función de la inclinación.

En segundo lugar, se procede a estimar, para cada inclinación, el número de módulos que sería necesario para conseguir cubrir la demanda energética anual del centro. Este procedimiento se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{\text{Demanda}_{\text{anual}}}{E_{\text{panel}}}$$

Ecuación 2: Número de paneles necesarios

Siendo:

- N_{paneles} : Número de paneles necesarios para cubrir la demanda anual del centro.
- $\text{Demanda}_{\text{anual}}$: Demanda anual del centro. Se utiliza el dato de consumo proveniente de todas las facturas del año 2022.

Para cada inclinación, se obtiene, por tanto, un número diferente de paneles necesarios para cubrir la demanda. Se recoge la información referente al número de paneles y al coste de este número en la siguiente tabla:

	20	25	30	35	40	45
Paneles necesarios	140	138	137	137	136	137
Potencia instalada	56.000	55.200	54.800	54.800	54.400	54.800
Total Coste	15.008,00 €	14.793,60 €	14.686,40 €	14.686,40 €	14.579,20 €	14.686,40 €

Tabla 13: Numero de paneles y su coste en función de la inclinación.

Tras estos resultados, se selecciona la inclinación de 40° como óptima, y como objeto de estudio en adelante. Se procede entonces a comprobar si la instalación de los 136 paneles que se estiman es posible teniendo en cuenta las dimensiones de este. Se aplica un factor de corrección sobreestimando en un 40% la superficie necesaria para ser conservadores con respecto a los estudios posteriores en cuanto a la distancia entre filas y los sombreados. Se procede según la fórmula:

$$\text{Area}_{\text{estimada}} = \text{Area}_{\text{panel}} \times N_{\text{paneles}} \times 1,4$$

Ecuación 3: Área estimada

Se obtiene un **área estimada necesaria igual a 371,8 m²**, muy por debajo de los 2214 m² disponibles. Por tanto, **la instalación es posible** en el área disponible.

Se concluye que se necesitarán aproximadamente **136 paneles, dispuestos con 40° de inclinación**. La potencia pico de la instalación se estima en un principio en unos 54,4 kWp.

3.2.4 Inversor

Una vez seleccionados tanto el modelo de panel a emplear en la instalación, como la inclinación de estos, y, por tanto, siendo conocida la potencia pico de la instalación, el siguiente paso es el de seleccionar el inversor adecuado para la misma.

El inversor es el componente de la instalación que tiene la tarea de transformar la corriente continua que se ha generado en los paneles solares en corriente alterna, con el propósito de posibilitar su inyección a red. Por otro lado, también es tarea del inversor ir ajustando la tensión

y la corriente en los paneles para trabajar en el punto óptimo de la instalación, es decir, en el cual se maximiza la energía producida.

Otras funciones que pueden tener los inversores son la capacidad de monitorizar y controlar el rendimiento del sistema, o la de apagarse automáticamente si existe un corte en la red eléctrica para asegurar la seguridad en trabajos de reparación o mantenimiento.

Para elegir el inversor adecuado, se sigue el procedimiento de análisis y búsqueda de las principales empresas del sector de la producción de inversores para instalaciones fotovoltaicas. El resultado de la búsqueda es la siguiente figura:

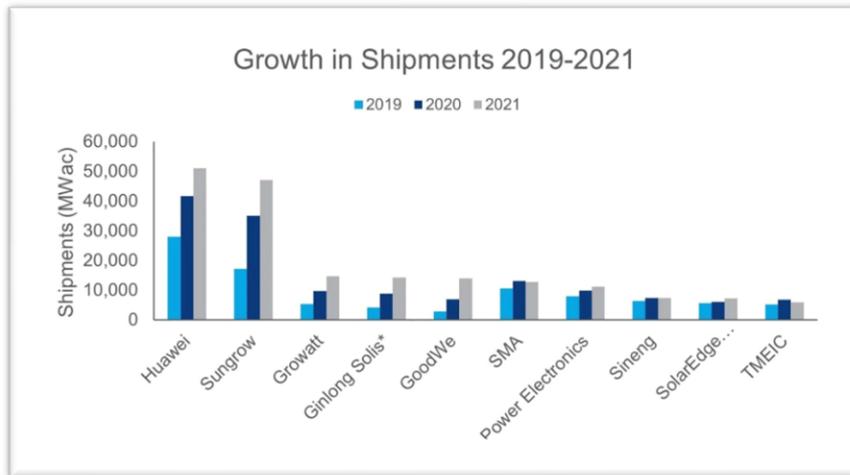


Figura 18: Evolución de los envíos de las principales empresas del sector entre 2019-2021. Fuente: *elperiodicodelaenergía* y Wood Mackenzie.

Esta figura es útil en la búsqueda de inversores a realizar, sirviéndonos de los catálogos de las principales empresas de esta para seleccionar el inversor de las características a lograr.

Principalmente, el primer factor a tener en cuenta para la criba es la potencia nominal del inversor. Al tener la intención de instalar una potencia de unos 54,4 kWp, la potencia nominal del inversor seleccionada será de 60 kW. Es ligeramente superior a la potencia pico instalada, pero con ello se busca dar cabida a futuros proyectos de ampliación debido a la estimación realizada en cuanto al área que se va a utilizar al distribuir los paneles en las cubiertas. Se busca, además, encontrar por un lado un inversor sin transformador, para que sea menos pesado, y por otro lado que tenga varios seguidores del punto de máxima potencia.

De entre todos los candidatos se decide optar por el **modelo GW60KBF-MT** de la marca **Goodwe**, por varios motivos:

- Se trata de un modelo de la 5ª marca en cuanto a ventas en 2019-2021.
- Es de la potencia nominal buscada (60 kW).
- No tiene transformador.
- Tiene 4 seguidores PMP con 3 entradas por seguidor (16 entradas en total).
- Tiene numerosas protecciones.

3.2.5 Orientación e inclinación

En los cálculos referentes a la inclinación de los paneles pertenecientes a la instalación, se analizaba en base al recurso solar, al tipo de panel y a las diferentes inclinaciones, la cantidad de energía que podía ser producida cada mes del año y en la totalidad el mismo. En este sentido, la inclinación aparentemente más productora de electricidad sería la de 35°, pero sin embargo no es la que más ahorro proporciona para el centro.

El concepto de ahorro va estrictamente ligado a la forma en la que se compensa el gasto de la tarifa del contrato del centro, con la energía que se va a producir cada mes en el campo fotovoltaico; todos los meses el gasto variable se verá reducido en la cantidad de energía que haya producido el campo fotovoltaico, quedando por tanto el gasto a abonar por el centro en la cifra resultante de la resta entre el consumo del mes, menos la producción de los paneles ese mes; con una condición clave, que hace que cuando esa diferencia sea negativa, es decir se haya producido más de lo consumido, el centro no podrá recibir una cuantía económica por parte de la compañía eléctrica, sino que la cuantía a abonar por parte del cliente quedará en cero.

Esta condición propicia que la inclinación de 35° ya no sea la que mayor ahorro reporta al centro, teniendo que realizarse de nuevo el cálculo adecuado para seleccionar la inclinación. Como se apunta en los cálculos del apartado, cribando primero debido a razones estructurales las inclinaciones mayores a 40°, y tras comparar las inclinaciones con este nuevo criterio, se selecciona **la inclinación de 40° como la que más se adapta a la curva de consumo del centro y la que mayores ahorros proporciona.**

Respecto a la orientación de los paneles, se utiliza el portal web Sun Earth Tools (www.sunearthtools.com) para obtener la carta solar de la ubicación del centro. La carta solar sirve para obtener el azimut para la ubicación deseada, y obtener por tanto la dirección ideal de los paneles en la instalación por tal de obtener la mayor radiación solar posible. En la siguiente figura se puede observar que el azimut es prácticamente de 0°:

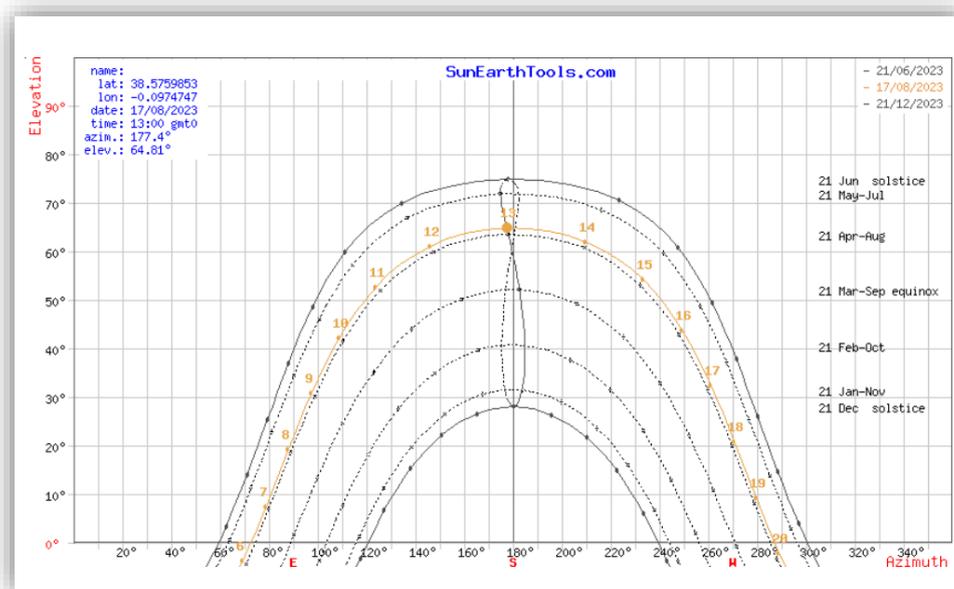


Figura 19: Carta solar de la ubicación del centro. Fuente: SunEarthTools

Pese a que lo ideal sería una orientación de 0° como indica el azimut, el centro se encuentra desviado 41° 48' en dirección este, por lo que se decide seleccionar esta orientación con el propósito de facilitar la distribución posterior del campo fotovoltaico.

3.2.6 Paneles: Separación entre filas

El IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) es un organismo público que en España tiene la función de promover la variedad y diversificación de fuentes de energía, la eficiencia energética y el uso sostenible de la misma. Esta entidad depende del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España.

Para lograr los objetivos anteriores, el IDEA desarrolla iniciativas, proyectos, programas y normativas relacionadas con el aprovechamiento de fuentes energéticas limpias y con su eficiencia.

Entre todos los documentos que elabora, el IDEA se encarga del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red. Este documento otorga directrices técnicas para diseñar, instalar y operar sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Con estas directrices se garantiza la seguridad y la calidad de estas instalaciones en España, y entre todas ellas se encuentra la especificación de la distancia de separación mínima entre filas de paneles y con obstáculos cercanos; esta determina la distancia que debe existir entre filas o entre una fila y un obstáculo que pueda generar sombra, con el objetivo de garantizar 4 horas de sol mínimas en las condiciones menos favorables de sol del año, o dicho de otra manera, en las condiciones del día de más sombra del año, el 21 de diciembre al mediodía coincidiendo con el solsticio invernal. En la siguiente figura se puede ver una representación de las distancias a garantizar:

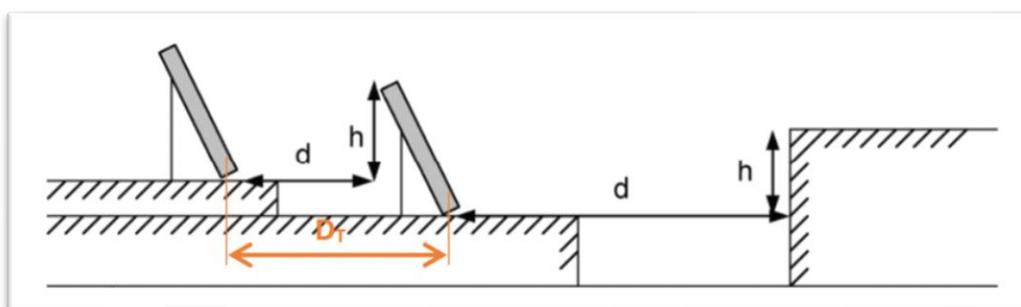


Figura 20: Distancias necesarias para garantizar 4 horas de sol en las peores condiciones del año. Fuente: IDAE.

Esta distancia entre el inicio de una fila y el final de la anterior se determina de la siguiente manera para una instalación en cubierta plana:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Ecuación 4: cálculo de la distancia entre filas

Siendo:

- Latitud: latitud en grados para la ubicación del centro (38, 5763°).
- d: distancia a tener entre el inicio de una fila y el final de la anterior.
- h: altura del obstáculo a evitar

Como se puede observar tras analizar trigonométricamente la figura anterior, la D_T (Distancia Total) se obtiene según la ecuación siguiente:

$$D_T = altura_{panel} \times \cos(40^\circ) + d$$

Ecuación 5: Distancia entre final de una fila y principio de la anterior

Se deduce de la ecuación que la Distancia Total dependerá de si se coloca el panel en horizontal o en vertical. Conociendo las dimensiones del panel y el ángulo de inclinación de este (40°), se determina la distancia en los 2 casos posibles:

	HORIZONTAL	VERTICAL
Inclinación	40	
Latitud	38,5763	
Altura del panel	1134	1722
h	728,92	1106,88
d	1766,42	2682,34
DT	2635,11	4001,47

Tabla 14: Distancia entre filas para caso Horizontal y caso Vertical.

En las configuración del campo perteneciente a esta instalación se opta por colocar los paneles en horizontal, y por tanto la distancia entre el inicio de un panel y el inicio del siguiente deberá ser de 2,64 metros.

3.2.7 Temperatura de trabajo de célula

Marcar los límites en cuanto a las temperaturas de funcionamiento de cada panel de la instalación es crítico en el cálculo de las condiciones desfavorables de funcionamiento. Para obtener las temperaturas extremas de la ubicación del centro, es necesario adquirir la información que proporciona la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) para la provincia de Alicante, donde se sitúa el edificio.

Los datos necesarios vienen determinados por la ecuación siguiente, que determina la temperatura de trabajo de la célula cuando se dan las condiciones extremas:

$$T_{célula} = T_{ambiente} + \frac{E}{800} \times (TONC - 20)$$

Ecuación 6: temperatura de la célula

Siendo:

- $T_{célula}$: temperatura a la que trabaja la célula en °C.
- $T_{ambiente}$: temperatura ambiente en °C.

- E: irradiación medida en W/m²
- TONC: temperatura de operación dada por el fabricante. En este modelo es de 45°.

En la siguiente tabla se resumen los dos casos, extremo máximo y extremo mínimo, en función de los parámetros de la anterior ecuación y de los datos de la AEMET y PVGIS:

Temperatura Máxima (°C)	42
Irradiancia Verano Media (W/m ²)	1050
Temp. Máxima de Trabajo en célula (°C)	74,81

Tabla 15: Temperatura Máxima de trabajo en la célula. Fuente: PVGIS y AEMET.

Temperatura Mínima (°C)	1,4
Irradiancia Invierno Media (W/m ²)	500
Temp. Mínima de Trabajo en célula (°C)	17,03

Tabla 16: Temperatura Mínima de trabajo en la célula. Fuente: PVGIS y AEMET.

3.2.8 Campo solar fotovoltaico

Tras haber realizado la selección del inversor correspondiente, y anteriormente del panel, es posible dirigir el proyecto hacia la decisión de cuántos paneles poner en serie y en paralelo, sabiendo ya las características ambientales y teniendo en cuenta la potencia estimada.

Las características del inversor seleccionado determinan en gran medida el criterio para decidir la combinación adecuado atendiendo a:

3.2.8.1 Rango de potencia

El inversor tiene un rango de potencia que no debe superar ni quedarse en una cifra inferior, por lo que esto determinará el número máximo de módulos y también el número mínimo:

$$N_{modmax} \leq \frac{P_{pkMAXinv}}{P_{mod}} = \frac{60000}{400} = 150 \text{ módulos}$$

Ecuación 7: Límite superior de numero de módulos

$$N_{modmin} \geq \frac{P_{pkMINinv}}{P_{mod}} = \frac{30000}{400} = 75 \text{ módulos}$$

Ecuación 8: Límite inferior del número de módulos

Siendo:

- N_{modmin} : límite superior o cantidad máxima de paneles a instalar.
- N_{modmax} : límite inferior o cantidad mínima de paneles a instalar.
- $P_{pkMAXinv}$: máxima potencia que admite el inversor.
- $P_{pkMINinv}$: mínima potencia que necesita el inversor (estimada).
- P_{mod} : máxima potencia que admite el inversor en STC.

El resultado de ambas ecuaciones resulta en el intervalo siguiente:

$$75 \leq N_{mod} \leq 150$$

Ecuación 9: Intervalo resultado del número de paneles

3.2.8.2 Rango de Tensión

El inversor también posee un parámetro de **tensión máxima** que puede admitir, y por tanto el campo fotovoltaico no podrá superarla; una tensión más alta de la mencionada podría ocasionar daños en sus componentes. La **tensión mínima** que requiere el inversor también deberá ser superada por la instalación; una tensión menor que la mínima no producirá la transformación de la energía. Estos parámetros, como se indica en la siguiente ecuación **determinan el número mínimo y máximo de paneles en serie** que podrá tener la instalación:

$$N_{MSmax} \leq \frac{V_{invDCmax}}{V_{OCTMIN}} = \frac{1100}{38,2} = 28,76 \text{ módulos}$$

Ecuación 10: Límite superior de módulos en serie

Siendo V_{OCTMIN} :

$$V_{OCTMIN} = (T_{cellMIN} - 25) \times \beta + V_{OC25^{\circ}C} = (17,03 - 25) \times (-0,146) + 37,08 = 38,2 \text{ V}$$

Ecuación 11: Tensión en vacío para la temperatura mínima

$$N_{MSmin} \geq \frac{V_{invDCmin}}{V_{PMP_{TMAX}}} = \frac{200}{23,3} = 8,58 \text{ módulos}$$

Ecuación 12: Límite inferior de módulos en serie

Siendo $V_{PMP_{TMAX}}$:

$$V_{PMP_{TMAX}} = (T_{cellMAX} - 25) \times \beta + V_{PMP25^{\circ}C} = (74,81 - 25) \times (-0,146) + 30,58 = 23,3 \text{ V}$$

Ecuación 13: Tensión en punto de mayor potencia

Siendo:

- N_{MSmin} : límite máximo de módulos en serie en la instalación.
- N_{MSmax} : límite mínimo de módulos en serie en la instalación
- N_{MS} : cantidad de módulos en serie
- $V_{PMP_{TMAX}}$: voltaje en punto de mayor potencia.
- V_{OCTMIN} : voltaje en vacío para temperatura mínima.

El resultado de ambas ecuaciones resulta en el intervalo siguiente:

$$8,58 \leq N_{MS} \leq 28,76$$

Ecuación 14: Intervalo resultado del número de paneles en serie

3.2.8.3 Máxima Corriente

Por último, el inversor también determina la cantidad de ramales en paralelo que se pueden tener en la instalación en base a la corriente máxima que puede soportar. Esta corriente máxima que soporta el inversor no podrá ser nunca superada. El número de ramas paralelas se determina según la siguiente ecuación:

$$N_{RPmaximo} \leq \frac{I_{inDCmaximo}}{I_{SCmoduTMAXIMA}} = \frac{220}{14,01} = 15,7 \text{ ramas paralelas}$$

Ecuación 15: Límite superior de ramas paralelas

Siendo $I_{SCmoduTMAXIMA}$:

$$I_{SCmoduTMAXIMA} = (T_{cellMAX} - 25) \times \alpha + I_{SC25^{\circ}C} = (74,81 - 25) \times 0,005 + 13,77 \\ = 14,01 \text{ A}$$

Ecuación 16: Máxima corriente que el inversor soporta

Siendo:

- $I_{inDCmax}$: máxima corriente que el inversor soporta.
- $I_{SCmoduTMAXIMA}$: para condiciones no favorables, corriente de cortocircuito.

El resultado de ambas ecuaciones resulta en el intervalo siguiente:

$$N_{RP} \leq 15,7$$

Ecuación 17: Resultado del límite superior de ramas paralelas

La suma de todas estas restricciones que han sido impuestas por las características del inversor y del panel, y el número total de módulos estimados en un principio (136) deben resultar en diferentes posibles combinaciones. Siendo 136 el número de paneles se debe ir probando distintas combinaciones de número de paneles en serie y estas resultarán en un número de ramas en paralelo atendiendo a la siguiente fórmula:

$$N_{RP} = \frac{N_T}{N_{MS}}$$

Ecuación 18: Número de ramas paralelas en función de paneles en serie y totales

A continuación, se observan ejemplos de diferentes combinaciones en la siguiente tabla:

Configuraciones	Nms	Nrp	Voc (V)	Vmpp (V)	Impp (A)	Ppk (W)	Ntotal
CASO 1	21	6	778,68	642,18	78,48	50400	126
CASO 2	22	6	815,76	672,76	78,48	52800	132
CASO 3	23	6	852,84	703,34	78,48	55200	138
CASO 4	19	7	704,52	581,02	91,56	53200	133
CASO 5	18	8	667,44	550,44	104,64	57600	144

Tabla 17: Configuraciones analizadas.

La configuración seleccionada es la de **23 paneles en serie por 6 en paralelo**. El número total de paneles que llenarán el campo fotovoltaico será por tanto de **138 paneles**. Como el inversor posee 4 seguidores con 3 entradas en cada uno de ellos, se evita la necesidad de adquirir un concentrador de ramas como ya se vio al seleccionar el inversor. Conectamos por tanto 2 ramas en cada una de las 2 entradas de los 3 primeros seguidores, dejando un seguidor sin usar.

El resumen de la configuración seleccionada es la siguiente tabla:

Parámetro	Valor	Unidad
Número de paneles en serie	23	u
Número de ramas en paralelo	6	u
Número de paneles	138	u
Cantidad de seguidores del inversor	4	u
Cantidad de entradas de cada seguidor	3	u
Cantidad de seguidores utilizados	3	u
Entradas utilizadas en cada seguidor	2	u
Potencia instalada	55200	W
Intensidad Máxima	84,06	A
Voltaje Máximo	879,52	V

Tabla 18: Campo fotovoltaico configurado.

3.2.9 Distribución paneles y estudio de sombras

Una vez decidida la configuración del campo es conocido el número de paneles y estos deben ser distribuidos a lo largo de la superficie disponible de la manera óptima.

Como se mencionaba en anteriores apartados, la idoneidad de la localización del edificio se basa precisamente en la no existencia de edificios alrededor con potencial de generar sombra en ningún momento del año. Sin embargo, encontramos una serie de inconvenientes en la interacción que tienen entre sí los 3 edificios que hacen que sea necesario restringir de varias formas la configuración del campo.

Uno de los **principales inconvenientes** a la hora de abordar la configuración de los paneles en las tres cubiertas tiene que ver con la elevación del edificio central (C2) tres metros por encima

de los otros dos (C1 y C3). Otro factor desafiante en lo que a la configuración se refiere es la estructura del tragaluz de la cubierta C2; esta mide 2 metros de altura, y ocupa gran cantidad de cubierta, la cual no podrá ser utilizada. El tercer factor de peso a la hora de configurar el campo sería la escalera del edificio central, la cual se observa como un apéndice más de la cubierta C2 ya que está a la misma altura que la cubierta C2 y que generará sombra en ocasiones sobre la cubierta C3 al estar situada los mismos 3 metros por encima. Además, se tratará de tener en cuenta la posición del cuadro general de protección y del punto de conexión a red para evitar mucha distancia de cableado y protecciones. Por último, pese a no generar sombras destacables, se dejarán 2 metros de distancia con respecto a chimeneas con salida de humos en cualquiera de las cubiertas.

Todos estos factores se tienen en cuenta una vez se **modelan en 3D los edificios mediante el programa SketchUp** en su versión web. Mediante este programa se generan todos los factores anteriormente mencionados para tener una primera impresión de sus posibles efectos. En la siguiente figura se observa el patrón de sombras más repetido a lo largo del año:

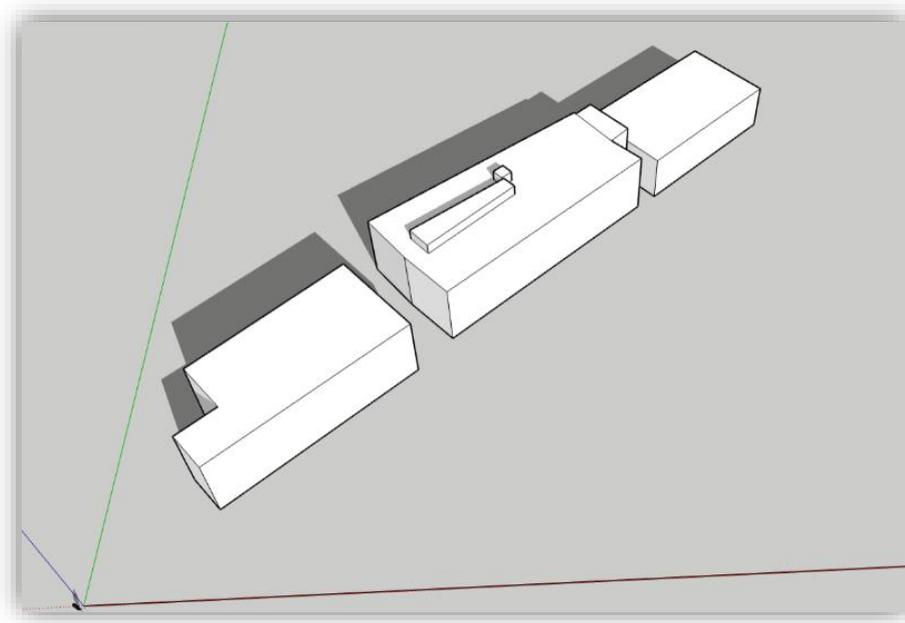


Figura 21: Modelo 3D de los edificios y proyección de sombra para el día 8 de noviembre a las 12:10 am. Fuente: elaboración propia con SketchUp.

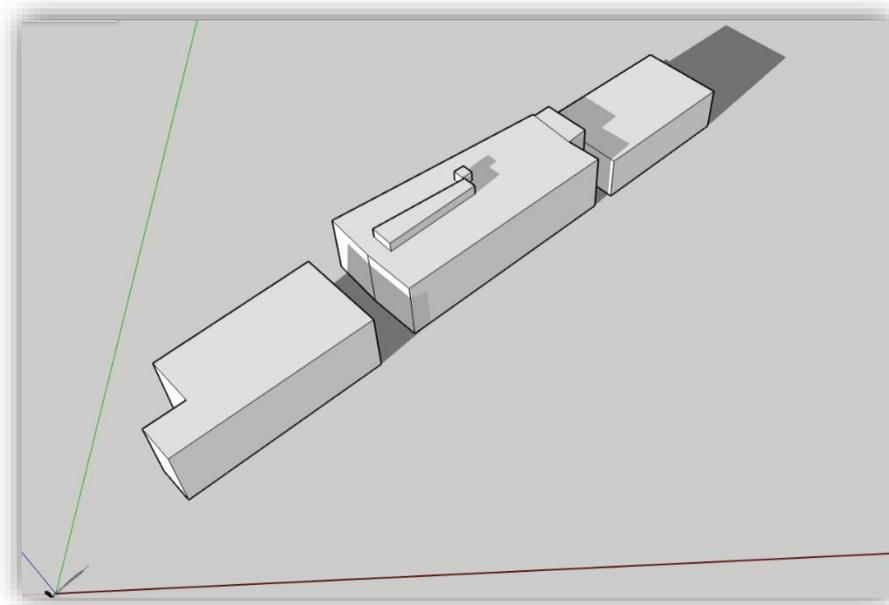


Figura 22:: Modelo 3D de los edificios y proyección de sombra para el día 18 de enero a las 17:10. Fuente: elaboración propia con SketchUp.

Tras el exhaustivo estudio del movimiento de las sombras a lo largo del día en los diferentes meses del año, se llega como primera observación a la conclusión de que es **la cubierta del primer edificio la que a lo largo del año sufre menos aparición de sombras**. Se observa también que en la cubierta C3 y en la zona posterior a la estructura del tragaluz del C2 (la zona más al norte) es donde mayores problemas ocasionados por las sombras van a aparecer.

Tras este primer análisis la idea de configuración principal es la de **aprovechar al máximo posible la cubierta C1**, y tratar de emplear la menor área posible de la C2 y sobre todo de la C3. En la siguiente figura se detalla la primera opción de configuración barajada:

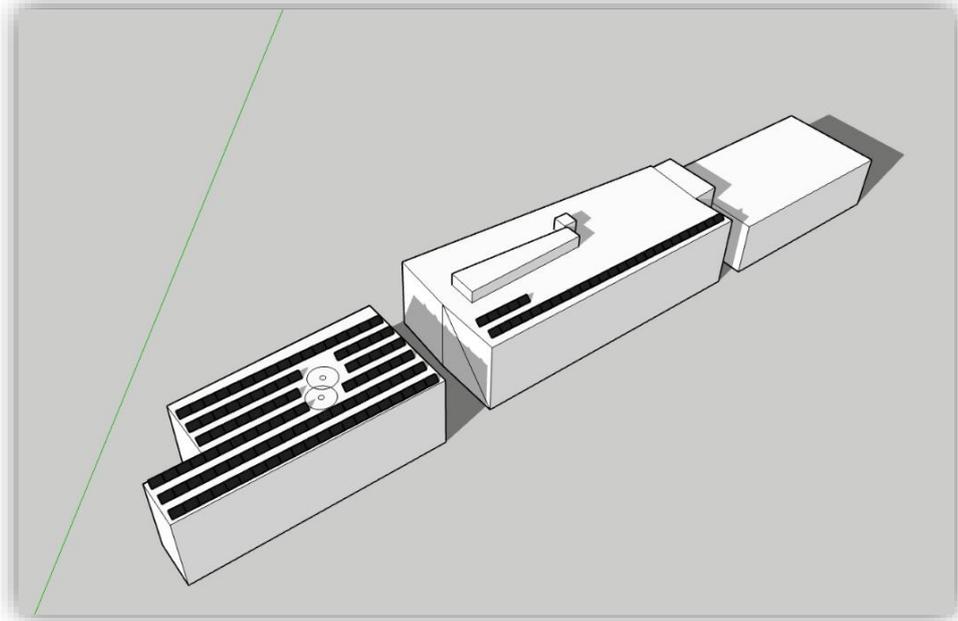


Figura 23: Modelado 3D y primera configuración del campo. Fuente: elaboración propia con SketchUp.

Es este modelado 3D el que se importa desde el software empleado para el cálculo de pérdidas por sombreado, que en este caso es **el PVSyst en su versión 7.4.1**. El objetivo de emplear este software es comprobar que se cumple la exigencia del Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a Red de **no rebasar el límite de 10% en pérdidas debido a las sombras**.

Esta simulación en PVSyst se nutre de una amplia base de datos que permite al usuario seleccionar exactamente el modelo de panel fotovoltaico, en este caso el de 400W de la marca Tongwei, y también el modelo de inversor. Además, se le proporciona datos sobre la localización del área a simular para que pueda emplear los datos meteorológicos pertinentes para el cálculo, incluyendo azimut e inclinación de los paneles. Una vez hecho esto, se indica que partes del modelado 3D corresponden a los paneles fotovoltaicos y se procede a la simulación. Del amplio informe obtenido, se destaca la pérdida debida a las sombras, la cual se observa en la siguiente figura como menor del 10% mencionado:



Project: IES L'ARABÍ INSTALACIÓN

Variant: Carlos Variante 4

PVsyst V7.4.1

VC0, Simulation date:
28/08/23 22:24
with v7.4.1

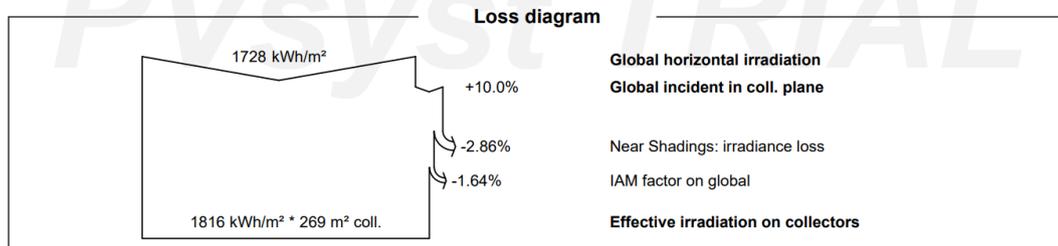


Figura 24: Informe con diagrama de pérdidas. Fuente: Elaboración propia con PVsyst.

Se acepta por tanto la configuración elegida como adecuada debido a no superar el 10% de pérdidas por sombreado.

3.2.10 Producción Anual Esperada

Como se observa en la tabla siguiente perteneciente al informe de 'Balances y resultados principales' obtenido tras la simulación en PVsyst, la producción anual esperada será de 87.828 kWh:

Balances y resultados principales								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
January	76.2	28.04	10.98	121.3	114.2	5859	5728	0.855
February	91.0	36.74	11.50	120.2	114.2	5849	5717	0.862
March	141.3	51.65	14.08	167.2	160.7	8083	7892	0.855
April	170.5	66.40	16.21	176.2	169.5	8444	8245	0.848
May	209.1	79.96	19.78	195.7	187.8	9274	9057	0.839
June	221.7	80.29	23.81	200.9	193.0	9390	9171	0.827
July	222.4	81.99	26.97	205.3	197.0	9468	9248	0.816
August	195.0	77.74	27.33	191.7	184.4	8839	8633	0.816
September	147.3	57.77	23.84	164.6	157.6	7660	7483	0.824
October	112.0	44.93	20.39	141.3	134.9	6656	6504	0.834
November	76.6	31.59	14.70	115.0	107.5	5462	5341	0.841
December	65.1	28.01	11.81	101.6	95.4	4913	4808	0.857
Year	1728.4	665.11	18.49	1901.0	1816.3	89897	87828	0.837

Tabla 19: Balances y resultados anuales esperados. Fuente: Elaboración propia con PVsyst.

3.2.11 Cableado

En este apartado se pretende presentar el dimensionado del cableado correspondiente a la instalación conforme a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se compondrá del dimensionado del cableado de continua, es decir, el que transcurre desde los paneles hasta el inversor, y posteriormente del cableado de alterna, que se compone por las 3 fases y el neutro y que transcurre desde el inversor hasta la conexión a red. El cableado de continua debe ser de cobre, unipolar, flexible y con una seguridad tipo clase II, siendo estas características establecidas por la norma UNE -EN 50618:2015; por su parte el cableado de alterna sigue las directrices de la norma UNE -HD 60364-5-52:2014 para el dimensionado de las 3 fases y a su vez la ITC -BT-07 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para el dimensionado del neutro.

Para comenzar el dimensionado, se deben presentar los criterios por los cuales se procederá al mismo:

- **Criterio térmico:** criterio por el cual se limita el daño que puede sufrir el aislamiento del cable por las pérdidas de calentamiento debidas al efecto Joule. La restricción de la ITC-BT40 permite una corriente máxima admitida de 1,25 mayor que la máxima corriente que se puede producir.
- **Criterio caída de tensión:** a lo largo de cualquier línea de cables existe una caída de tensión. La ITC-BT-40 restringe la caída de tensión máxima permitida desde el generador hasta un punto de conexión a red debe ser igual o inferior al 1,5% de la tensión nominal.

3.2.11.1 Dimensionado de cableado de corriente continua

Criterio de Máxima caída de tensión

Se procede al dimensionado del cableado de continua mediante el criterio de máxima caída de tensión mediante la siguiente fórmula:

$$S_{string} = \frac{2 \times L_{string} \times I_{pmp}}{\sigma_{TMAX} \times \frac{\Delta V(\%)}{100} \times V_{string}} = \frac{2 \times 70 \times 13,08}{44 \times \frac{1,3}{100} \times 825,66} = 3,87 \text{ mm}^2$$

Ecuación 19: Dimensionado de la sección por criterio de caída de tensión

Siendo:

- L_{string} : longitud que deberá recorrer el cable estimada como la distancia al módulo más lejano, con sobredimensionamiento de 5 metros para no hacer tensar el cable.
- I_{pmp} : valor de la corriente en el punto de máx. potencia de los paneles.
- V_{string} : tensión de la rama para el punto de máx. potencia de los paneles.
- σ_{TMAX} : conductividad, a la máxima temperatura (90°C), del cobre.
- $\Delta V (\%)$: caída porcentual de la tensión en el tramo.
- S_{string} : sección mínima del cableado.

La sección normalizada que se selecciona por este criterio es la de 4 mm².

Criterio térmico

El cableado debe ser capaz de admitir la corriente del siguiente valor:

$$I_o \geq 1,25 \times I_{SC} = 1,25 \times 13,77 = 17,21 \text{ A}$$

Ecuación 20: Máxima corriente admitida

Siendo:

- I_o : Intensidad que admite medida en Amperios (A)
- I_{SC} : Intensidad máxima posible en la rama expresada en Amperios (A)

Se sigue la tabla A.3 de la norma UNE- EN 50618 para obtener la intensidad máxima que admite el cableado:

Tabla A.3 – Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos

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

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

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

Tabla 20: Corrientes máximas admitidas en función de sección y método de instalación. Dimensionado de continua.

Fuente: UNE-EN 50618 Tabla A.3.

Se obtiene, por tanto, que la corriente máxima admisible para esta sección sería de 52 A. Sin embargo, la tabla presenta valores para unas condiciones de temperatura ambiente de 60°C, mientras que en el presente trabajo debemos aplicar un factor de corrección en base a la consideración de temperatura ambiente de 90°C, más desfavorable. Esta corrección viene determinada por la tabla siguiente:

Tabla A.4 – Factores de conversión de la intensidad admisible para las diferentes temperaturas ambiente

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Tabla 21: Factores de conversión según la temperatura ambiente. Fuente: Tabla A.4 norma UNE-EN 50618.

Por tanto, la intensidad máxima admisible sería:

$$I_{02t} = I_{02} \times 0,75 = 39 \text{ A}$$

Ecuación 21: la intensidad máxima admisible

Además, se debe tener en cuenta que por agrupación de cables también existe cierto factor correctivo, que afecta a esta intensidad máxima admisible nuevamente. El cableado es transportado en agrupaciones que en algún tramo suponen hasta 3 cables agrupados. Este factor correctivo viene impuesto por la siguiente tabla:

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares:											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

Tabla 22: Factor correctivo asociado a la agrupación de cables. Fuente: norma UNE HD 60364-5-52 Tabla B.52.17

Con ello en cuenta, se procede a la corrección según:

$$I_z = I_{02t} \times 0,70 = 27,3 \text{ A}$$

Ecuación 22: la corriente máxima del conductor admisible

Siendo I_z la corriente máxima del conductor admisible expresada en Amperios (A).

RESUMEN

En la siguiente tabla se plasman los resultados de la aplicación de los anteriores criterios:

Parámetros		Valor	Unidad
Corriente Máx. que se da	I_{SC}	13,77	A
Corriente Máxima admisible (60°C)	I_0	17,21	A
Sección normalizada	S_{rama}	4	mm ²
Corriente máxima admisible para sección normalizada	I_{02}	52	A
Factor corrector por temperatura	K2	0,75	
Factor corrector por agrupación	K1	0,7	
Intensidad Máxima admisible final	I_z	27,3	A
¿La sección cumple?			Sí

Tabla 23: Resumen tras aplicación de los criterios.

Se determina por tanto la sección de 4 mm² como la adecuada. Para la selección del cable a emplear se acude al catálogo del fabricante TopCable y se selecciona el **cable PV de 4mm² PV ZZ-F** con la referencia asociada H1Z2Z2-K. Este cable será empleado para el tramo de continua, tanto para la entrada como para la salida de los módulos, hasta la propia entrada del inversor.

3.2.11.2 Dimensionado de cableado de corriente alterna

Criterio de Máxima caída de tensión

Se procede al dimensionado del cableado de alterna mediante el criterio de máxima caída de tensión mediante la siguiente fórmula:

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{ALTERNA} \times \cos \varphi \times I_{CA}}{\sigma_{TMAX} \times \frac{\Delta V(\%)}{100} \times V_{Linea}} = \frac{\sqrt{3} \times 10 \times 1 \times 96}{44 \times \frac{1,5}{100} \times 400} = 6,3 \text{ mm}^2$$

Ecuación 23: Dimensionado del conductor de alterna criterio caída de tensión

Siendo:

- $L_{ALTERNA}$: longitud que deberá recorrer el cable desde la salida del inversor hasta el punto de conexión a red. Se expresa en metros (m).
- I_{CA} : valor de la corriente nominal a la salida del inversor. Se expresa en Amperios (A).
- V_{Linea} : tensión de la línea. Se expresa en voltios (V).
- σ_{TMAX} : conductividad, a la máxima temperatura (90°C), del cobre. Se expresa en ($\Omega \cdot m/mm^2$).
- $\Delta V (\%)$: caída porcentual de la tensión en el tramo.
- S_{CA} : sección mínima del cableado.
- $\cos \varphi$: factor de potencia. Se estima en 1 su valor.

La sección normalizada que se selecciona por este criterio es la de **10 mm²**.

Criterio térmico

El cableado debe ser capaz de admitir la corriente del siguiente valor:

$$I_o \geq 1,25 \times I_{CA} = 1,25 \times 96 = 120 A$$

Ecuación 24: máxima corriente admitida

Siendo:

- I_o : Intensidad que admite medida en Amperios (A).
- I_{CA} : Intensidad máxima a la salida expresada en Amperios (A).

En esta ocasión, en vez de seguir la tabla A.3 como en el caso del tramo de continua, el procedimiento para obtener la intensidad admisible es diferente:

- **Paso 1:** Se debe elegir el método de referencia de la canalización en la tabla B.52.1 de la norma UNE HD 60364-5-52. De esta tabla se adquiere el código referente al cableado correspondiente, en este caso: Cable multiconductor en un conducto sobre pared de madera o mampostería'. El código es B2.
- **Paso 2:** La intensidad admisible se consigue empleando el código anterior sobre la tabla C.52.1bis de la misma norma UNE HD 60364-5-52.

Tabla C.52.1 bis – Corrientes admisibles en amperios – Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																		
	A1	PVC3	PVC2				XLPE 3		XLPE 2										
A2	PVC3	PVC2			XLPE 3		XLPE 2												
B1				PVC3		PVC2					XLPE 3					XLPE 2			
B2			PVC3	PVC2					XLPE 3		XLPE 2								
C						PVC3				PVC2			XLPE 3			XLPE 2			
E								PVC3				PVC2				XLPE 3		XLPE 2	
F										PVC3				PVC2		XLPE 3		XLPE 2	
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
Sección mm ² Cobre																			
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	–	
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	–	
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	–	
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	–	
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	–	
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	–	
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	
35	–	–	–	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	
50	–	–	–	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	
70	–	–	–	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	
95	–	–	–	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	
120	–	–	–	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	
150	–	–	–	–	–	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	–	–	–	–	–	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	–	–	–	–	–	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	

Tabla 24: Corrientes admisibles. Fuente: norma UNE HD 60364-5-52 tabla C.51.1 bis

Antes de comprobar si la sección normalizada de 10 mm² cumple con la condición, debemos tener en cuenta el factor corrector debido a la agrupación de cables, ya que se tienen 3 cables de fase más el neutro. Es decir, el factor correctivo en este caso para 4 cables agrupados se mira en la misma tabla que para el apartado del cableado de continua, la tabla B.52.17, y su valor esta vez es de 0,65. Por tanto, la sección del cable que se seleccione deberá cumplir que:

$$I_Z \geq I_0$$

Ecuación 25: Condición criterio térmico

Siendo:

$$I_Z = I_{O2} \times K1$$

Ecuación 26: Definición de Iz

Comprobamos primero para la sección determinada mediante el criterio de máxima caída de tensión:

$$I_Z = 54 \times 0,65 = 35,1 A < I_0$$

Ecuación 27: cálculo de Iz

Al no resultar cumplida la condición, se sigue iterando hasta dar con la sección de menor diámetro que cumpla la condición:

Sección 25 mm²

$$I_Z = 91 \times 0,65 = 59,15 A < I_0$$

Ecuación 28: 1ª Iteración del cálculo de Iz

Sección 35 mm²

$$I_Z = 114 \times 0,65 = 74,1 A < I_0$$

Ecuación 29: 2ª Iteración del cálculo de Iz

Sección 50 mm²

$$I_Z = 139 \times 0,65 = 90,35 A < I_0$$

Ecuación 30: 3ª Iteración del cálculo de Iz

Sección 70 mm²

$$I_Z = 178 \times 0,65 = 115,7 A < I_0$$

Ecuación 31: 4ª Iteración del cálculo de Iz

Sección 95 mm²

$$I_Z = 216 \times 0,65 = 140,4 A > I_0$$

Ecuación 32: 5ª Iteración del cálculo de Iz

CUMPLE LA CONDICIÓN

Como resultado de la aplicación del criterio térmico:

Parámetros		Valor	Unidad
Corriente Máx. que se da	I_{CA}	96	A
Corriente Máxima admisible (60°C)	I_0	120	A
Sección normalizada	S_{AC}	95	mm ²
Corriente máxima admisible para sección normalizada	I_{O2}	216	A
Factor corrector por agrupación	K1	0,65	
Intensidad admisible tras factor corrector	I_z	140,4	A
¿Se cumple la condición?		SÍ	

Tabla 25: Resumen tras aplicar los criterios.

Se determina por tanto la **sección de 95 mm²** como la adecuada.

En el caso del cable de neutro, la sección está directamente relacionada con la anterior, siendo esta determinada por la norma ITC-NT-07. De la siguiente tabla se obtiene la sección en función de la sección de los conductores de fase:

Tabla 1. Sección mínima del conductor neutro en función del número de conductores

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Tabla 26: Sección del cable de neutro en base a la de los conductores de fase. Fuente: ITC-BT-07.

Para la selección del cable a emplear se acude de nuevo al catálogo del fabricante TopCable y se selecciona el **cable RV-K 3x95/50mm**. Estos cables son de cobre clase 5, flexibles y con aislamiento reticulado (XLPE), y serán empleados para el tramo de alterna.

3.2.12 Canalizaciones

Una vez dimensionado el cableado de los dos tramos, será necesario el dimensionado de los tubos de los tramos correspondientes ya que ambos deben estar protegidos frente a agentes atmosféricos perjudiciales o animales que puedan dañarlos. Este proceso de dimensionado se hará siguiendo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, mediante la ITC-BT-21 que hace referencia a la norma UNE-EN 61386-23:2005 para tubo flexible y la UNE-EN 61386-21:2005 para tubo rígido.

Estas tipologías deberán cumplir con todas estas especificaciones mecánicas:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 27: Especificaciones de los requisitos mínimos para canalizaciones empotradas. Fuente: ITC-BT-21 de la norma UNE-EN 61386-23:2005

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 28: Especificaciones de los requisitos mínimos para canalizaciones superficiales fijas. Fuente: ITC-BT-21 de la norma UNE-EN 61386-21:2005

Para dimensionar el diámetro exterior de los tubos a seleccionar, se sigue la tabla siguiente del REBT (ITC-BT-21):

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 29: Criterio para la selección de diámetros mínimos de los tubos a partir de las secciones y número de conductores a portar. Fuente: ITC-BT-21

Se deriva de esta tabla dos secciones diferentes:

- Para el cableado de continua de 4 mm² de sección, y teniendo en cuenta que se llegan a agrupar hasta 3 como máximo, se necesitarán tubos de 20 mm de diámetro exterior.
- Para el cableado de alterna de 95 mm² de sección de las 3 fases y 50 mm² del neutro, se deberá elegir la sección de diámetro exterior de tubo de 75 mm

Como conclusión a este apartado, se necesitará, tubos rígidos de PVC de **20 mm** para los tramos de continua, y tubos flexibles de PE corrugado de **75 mm** para el de alterna.

3.2.13 Protecciones: interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial

Como toda instalación fotovoltaica conectada a red de baja tensión, se deberá seguir lo referente a la seguridad impuesto por el Real Decreto 1699/2011 y su artículo 14, por el cual se obliga a tener:

- Interruptor diferencial automático, para que en circunstancias de derivación la seguridad de las personas esté garantizada.
- Protecciones para interconexión en cuanto a mínima y máxima frecuencia, y mínima y máxima tensión.
- Interruptor magnetotérmico que actuaría como interruptor manual general y que deberá tener una intensidad de cortocircuito mayor a la que se indique en el punto de conexión a red.
- Interruptor de interconexión automático, que será el encargado de evitar que la instalación esté en modo isla funcionando.

Como ya se explica en el apartado referente al inversor en la memoria técnica, este está dotado de numerosos sistemas de protección, y se ha comprobado que cumple con los anteriores

requisitos de protección tanto en el lado de continua como en el de alterna. Sin embargo, siguiendo la normativa se deben instalar en este último lado tanto un interruptor magnetotérmico como uno diferencial.

3.2.13.1 Interruptor magnetotérmico

En el caso de producirse una sobrecarga o un cortocircuito, este tendrá como tarea desconectar el circuito. Tiene la posibilidad de ser rearmado tras desconectar el circuito, y por tanto no es como un fusible que debe cambiarse al destruirse en un corte. La norma UNE HD 60364-4-43:2013 es la que rige el proceso de dimensionado del mismo.

Protección frente a sobrecargas

Se debe cumplir lo siguiente para proteger frente a sobrecargas:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z = 1,45 \times 140,4 = \mathbf{203,58 A}$$

Ecuación 33: Condición 1 protección frente a sobrecargas

$$\mathbf{96 A = I_B \leq I_n \leq I_Z = 140,4}$$

Ecuación 34: Condición 2 protección frente a sobrecargas

Siendo:

- I_2 : Intensidad más alta que admite el cable. Intensidad permanente admisible.
- I_2 : Intensidad efectiva que está garantizada en el 'tiempo convencional'.
- I_B : Intensidad de diseño.
- I_n : Intensidad asignada del interruptor magnetotérmico.

Protección frente a cortocircuitos

1. Pdc del interruptor debe ser mayor a la corriente de cortocircuito máxima donde se instale el interruptor

Siendo la corriente máxima de cortocircuito la que se encuentra en la alimentación, la suministradora (Iberdrola) proporciona el dato de 30 kA:

$$\mathbf{Pdc \geq 30 kA}$$

Ecuación 35: Poder de corte exigido

2. El interruptor debe admitir una energía máxima mayor de la energía máxima que debe disipar

$$\mathbf{S^2 \times K^2 > t \times I_m^2}$$

Ecuación 36: 2ª condición protección frente a cortocircuitos

Siendo:

- I_m : Intensidad de disparo magnético del interruptor.

- S: Sección en el tramo a cubrir, solo de la fase. Vale 95 mm²
- K: Coeficiente en función de los materiales tanto del conductor del cable como del aislante. Cobre y XLPE dan un valor de 143.
- t: tiempo que tarda en actuar el interruptor en un cortocircuito. Vale 0,1 segundos.

3. La corriente de cortocircuito debe ser por lo menos más grande que la corriente de disparo del interruptor.

$$I_{CC} > I_m$$

Ecuación 37: 3ª condición protección frente a cortocircuitos

4. La corriente de cortocircuito mínima además deberá obtenerse a partir de la siguiente fórmula:

$$I_{CC} = \frac{U \times 0,8}{(Z_N + Z_F)}$$

Ecuación 38: 4ª condición protección frente a cortocircuitos

Siendo:

- Z_L: impedancia resultada de sumar la impedancia del neutro con la de fase en las peores condiciones. En el caso de los cables de esta instalación, no superan los 150 mm² y la inductiva se toma como nula (X). Se calcula según:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = R$$

Ecuación 39: cálculo de la impedancia resultante

A su vez, R_N (Neutro) y R_F (Fase):

$$R_N = \frac{\rho_{CU} \times L}{S_N} = \frac{0,02198 \times 10}{95} = 2,31 \times 10^{-3} \Omega$$

Ecuación 40: impedancia del neutro

$$R_F = \frac{\rho_{CU} \times L}{S_F} = \frac{0,02198 \times 10}{50} = 4,39 \times 10^{-3} \Omega$$

Ecuación 41: impedancia de las fases

- U: Tensión fase-neutro, de valor 230 V.

Por tanto, se obtiene:

$$I_{CCMIN} = \frac{U \times 0,8}{(Z_N + Z_F)} = \frac{230 \times 0,8}{(2,31 + 4,39) \times 10^{-3}} = 27,463 \text{ kA}$$

Ecuación 42: corriente de cortocircuito

Se resume a continuación el conjunto de estos requisitos:

PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

$$I_2 \leq 203,58 \text{ A}$$

$$96 \text{ A} \leq I_n \leq 140,4$$

PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

$$Pdc \geq 30 \text{ kA}$$

$$I_m < 27,463 \text{ kA}$$

$$I_m < \frac{95 \times 143}{\sqrt{0,1}} = 42,96 \text{ kA}$$

Antes de proceder a la selección del interruptor magnetotérmico adecuado se va a enumerar los requisitos del interruptor diferencial, para estudiar posteriormente la posibilidad de adquirir un diferencial que posea también magnetotérmico y que cumpla los anteriores requisitos.

3.2.13.2 Interruptor diferencial

Este servirá para desconectar el circuito en el caso en el que la corriente de entrada y la de salida difieran (en este caso en un valor de 300 miliamperios. Se seguirá la norma UNE HD 60364-4-41:2018. Los requisitos al tener que encontrar un dispositivo con un magnetotérmico incluido serán:

$$I_n(\text{Interruptor diferencial}) \geq I_n(\text{Magnetotérmico}) = 125 \text{ A}$$

Ecuación 43: 1ª condición del interruptor diferencial

$$Pdc(\text{Interruptor diferencial}) \geq Pdc(\text{Magnetotérmico}) = 36 \text{ kA}$$

Ecuación 44: 2ª condición del interruptor diferencial

Se selecciona por tanto un interruptor automático con diferencial de sensibilidad 300 miliamperios, poder de corte 36 kA e intensidad nominal 125 A, como es el **modelo DPX³ 125 HP de la marca Legrand**.

3.2.14 Sistema de Puesta a Tierra

Como toda instalación fotovoltaica conectada a red de baja tensión, se deberá seguir lo referente a la seguridad impuesto por el Real Decreto 1699/2011 y su artículo 15 referido a la puesta a tierra de la propia instalación.

Se exige mediante el mismo:

- Una puesta a tierra totalmente independiente de la perteneciente a la de la red de la distribuidora.
- Si no existiera transformador en el inversor, asegurar aislamiento galvánico entre el generador fotovoltaico y la red de BT.
- Una única tierra a la que se conecten todas las masas.

En este caso, se eligió un inversor que asegura ese aislamiento galvánico mediante las protecciones internas propias, las cuales darán la seguridad equivalente a la de un transformador de aislamiento galvánico.

DIMENSIONADO de PUESTA A TIERRA

El esquema del será del tipo TT y se utilizará la norma ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para el correcto dimensionado.

Se calculo primero la resistencia máxima del electrodo de puesta a tierra:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_{\Delta n}} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

Ecuación 45: resistencia máxima del electrodo

Siendo:

- U_L : Tensión límite convencional de contacto, estimada como 24 V debido a que la ubicación puede ser húmeda.
- $I_{\Delta n}$: corriente de defecto, empleándose la sensibilidad del propio ID (300 miliamperios) por estar empleándolo.

La resistencia admisible resulta en 80 Ω .

Al usar una pica como electrodo, se debe determinar su longitud a partir de la siguiente fórmula:

$$L_{pica} = \frac{\rho_{TERRENO}}{R_{PICA}} = \frac{200 \Omega \times m}{80 \Omega} = 2,5 m$$

Ecuación 46: longitud del electrodo

Siendo:

- L_{pica} : Longitud de la pica.
- $\rho_{TERRENO}$: resistividad del terreno. Se opta por una restrictiva en base a la ubicación del centro.

Se determina por tanto la puesta a tierra como una pica de **2,5 metros de longitud y de resistencia 80 Ω** , a una profundidad **no menor a 0,5 metros enterrada**.

CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Su sección viene determinada por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, que en su apartado 3.4 establece esta tabla:

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

Tabla 30: Conductores de protección. Fuente: apartado 3.4 del REBT.

Los conductores de protección a emplear son por tanto de **4 mm^2 en el tramo de continua y de 50 mm^2 para el tramo de alterna**.

4. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

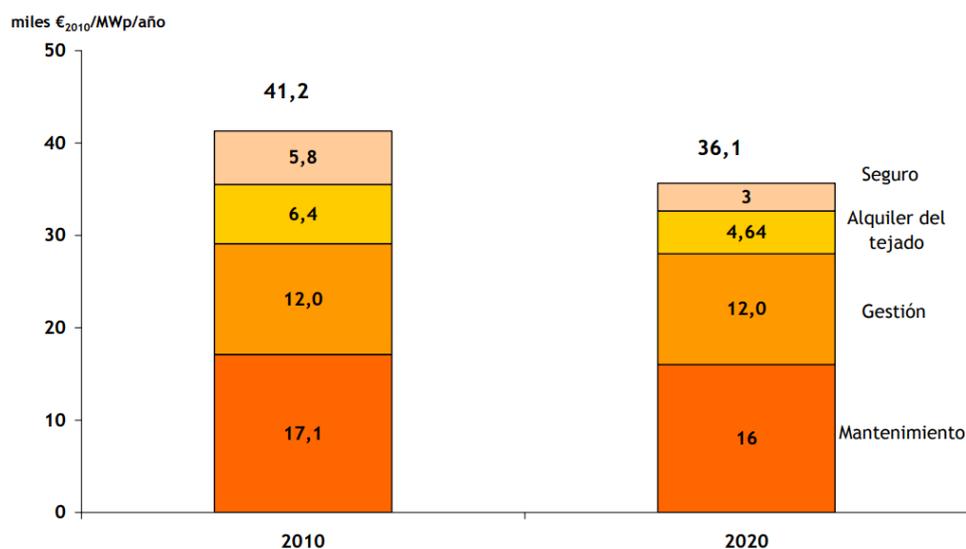
Este apartado sirve para llevar a cabo la segunda parte del diseño de la instalación, el estudio de su viabilidad desde el punto de vista económico. Por tanto, este es de vital importancia para la confirmación del proyecto como un proyecto seguro en el que invertir capital y esperar obtener una rentabilidad concreta. Para realizar este análisis, es necesario servirse de las cifras del presupuesto y de una serie de apreciaciones a cerca de este:

1. Para llevar a cabo los cálculos de ahorro, se estima un precio de energía vertida a la red de 47€/MWh y un precio de energía absorbida de red de 257,9 €/MWh. Este último se obtiene mediante el análisis del precio en las facturas del año 2022 de los 6 periodos contratados por el centro y su precio, ponderándolo en base a los días y tramos horarios que ocupa cada uno de estos periodos.
2. Se tiene en cuenta el marco regulatorio al que se adhiere el centro: autoconsumo con excedentes acogidos a compensación simplificada; supone esto un ahorro:

$$\text{Ahorro} = \text{Energía}_{\text{autoconsumida}} \times 257,9 + \text{Energía}_{\text{vertida}} \times 47$$

Ecuación 47: cálculo del ahorro

3. Respecto a los costes anuales de mantenimiento, se analiza el Plan de Energías Renovables por el cual se databa en 41,2€/kWp los costes de mantenimiento en el año 2010. La estimación en este mismo documento sobre los costes de mantenimiento medios e el año 2020 eran de unos 36,1€/kWp; a esa cifra se le restará lo debido al alquiler de la cubierta, ya que no se necesita alquilar ninguna, quedando la cifra en unos 31,46 €/kWp. Este coste se irá actualizando año a año con la inflación, que para este proyecto se tasa en un 4% anual, en base a lo estimado por el BCE para los próximos 25 años.



Fuente: BCG e IDAE

Figura 25: Costes de Mantenimiento proyectados en 2010 para 2020. Fuente: BCG e IDAE

4. Para calcular el porcentaje de la energía producida que será autoconsumida, se realiza un proceso de simulación de consumo y producción haciendo servir los informes diarios de producción que proporciona PVSyst, y las curvas de consumo de cada día del año 2022 que proporciona el centro. Para ello, se toman como ejemplo varios 'días tipo' con los que poder extrapolar al resto de días del año el dato de autoconsumo, y así poder ponderar adecuadamente la cifra para obtener el porcentaje de autoconsumo anual. La cifra de **autoconsumo resulta 68,6 %**. Los días tipo son:

- En cada mes, se elige un día lectivo del calendario de 2022 y se extrapola su curva de carga a los demás días lectivos; así mismo, se escoge un sábado del mes y se extrapola al resto de días del fin de semana y festivos del mes. Se hace este proceso para cada uno de los meses de septiembre a julio
- Para los días de agosto, se elige un día cualquiera, y se extrapola su curva de carga al resto de días, ya que el centro está cerrado y el consumo no varía.

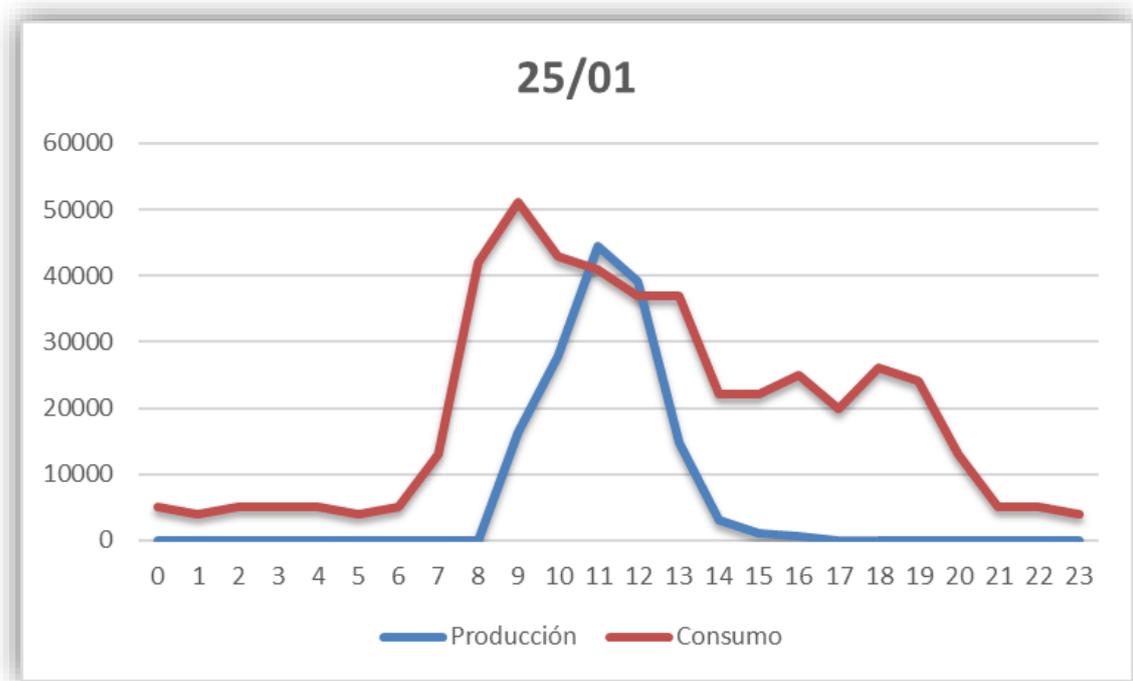


Figura 26: Día lectivo del mes de enero de 2022 donde se compran consumo y producción. Fuente: Elaboración propia con PVSystem y facturas

Los resultados del análisis son:

AÑO	Energía autoconsumida (MWh)	Energía vertida (MWh)	Coste mantenimiento (€)	Ahorro anual en factura (€)	Flujo de caja (€)	Ahorro acumulado (€)
0	0	0	- €	- €	-85.714,30 €	- 85.714,30 €
1	59045,01	27026,43	- 1.736,59 €	14.460,90 €	12.724,31 €	- 72.989,99 €
2	58713,63	26874,75	- 1.749,59 €	14.379,74 €	12.630,15 €	- 60.359,85 €
3	58382,26	26723,07	- 1.762,59 €	14.298,58 €	12.535,99 €	- 47.823,86 €
4	58050,88	26571,40	- 1.775,59 €	14.217,42 €	12.441,83 €	- 35.382,03 €
5	57719,51	26419,72	- 1.788,59 €	14.136,26 €	12.347,67 €	- 23.034,36 €
6	57388,13	26268,04	- 1.801,59 €	14.055,11 €	12.253,51 €	- 10.780,84 €
7	57056,76	26116,36	- 1.814,59 €	13.973,95 €	12.159,36 €	1.378,52 €
8	56725,38	25964,68	- 1.827,59 €	13.892,79 €	12.065,20 €	13.443,71 €
9	56394,01	25813,00	- 1.840,59 €	13.811,63 €	11.971,04 €	25.414,75 €
10	56062,63	25661,32	- 1.853,59 €	13.730,47 €	11.876,88 €	37.291,64 €
11	55731,26	25509,64	- 1.866,59 €	13.649,32 €	11.782,72 €	49.074,36 €
12	55399,88	25357,96	- 1.879,59 €	13.568,16 €	11.688,57 €	60.762,93 €
13	55068,51	25206,28	- 1.892,59 €	13.487,00 €	11.594,41 €	72.357,33 €
14	54737,13	25054,61	- 1.905,59 €	13.405,84 €	11.500,25 €	83.857,58 €
15	54405,76	24902,93	- 1.918,59 €	13.324,68 €	11.406,09 €	95.263,68 €
16	54074,38	24751,25	- 1.931,59 €	13.243,53 €	11.311,93 €	106.575,61 €
17	53743,01	24599,57	- 1.944,59 €	13.162,37 €	11.217,78 €	117.793,39 €
18	53411,63	24447,89	- 1.957,59 €	13.081,21 €	11.123,62 €	128.917,00 €
19	53080,26	24296,21	- 1.970,59 €	13.000,05 €	11.029,46 €	139.946,46 €
20	52748,88	24144,53	- 1.983,59 €	12.918,89 €	10.935,30 €	150.881,76 €
21	52417,51	23992,85	- 1.996,59 €	12.837,74 €	10.841,14 €	161.722,91 €
22	52086,13	23841,17	- 2.009,59 €	12.756,58 €	10.746,99 €	172.469,89 €
23	51754,76	23689,50	- 2.022,59 €	12.675,42 €	10.652,83 €	183.122,72 €
24	51423,38	23537,82	- 2.035,59 €	12.594,26 €	10.558,67 €	193.681,39 €
25	51092,01	23386,14	- 2.048,59 €	12.513,10 €	10.464,51 €	204.145,90 €

Tabla 31: Viabilidad económica del proyecto.

VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Este es un criterio determinante a la hora de invertir que busca llevar los flujos de caja del futuro al momento de la inversión, pudiendo así conocer la cantidad que se ganará o perderá con esta. Al traer esos flujos de casa al tiempo de la inversión, estos deben ser descontados a un tipo de interés, que para este ejercicio se ha estimado en torno al 4%. El resultado se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o = 98.367,86 \text{ €}$$

Ecuación 48: VAN

El proyecto de inversión resulta rentable al haber obtenido un **VAR positivo**.

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

En muchas ocasiones esta medida se define como el valor del tipo de interés que hace que la VAN sea igual a cero. Es decir, se trata de hallar para que tipo de interés la inversión dejaría de ser rentable. Cuanto más alta sea esta TIR, más interesante resultará la inversión. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_o = 0$$

Ecuación 49: TIR

$$TIR = 13,57 \%$$

Se obtiene una **TIR de 13,57%**, lo cual resulta una inversión interesante al superar con creces el tipo de interés utilizado.

PERIODO DE RETORNO (PAYBACK)

Esta medida se utiliza para conocer el momento en el que se recuperará la inversión. Al no ser iguales los flujos de caja de cada año, el periodo de retorno se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$PAYBACK = a + \frac{I_o - b}{Ft} = 6,89 \text{ AÑOS}$$

Ecuación 50: Periodo de retorno

Siendo:

- a: periodo anterior al cual se recupera la inversión
- b: suma del flujo de caja de todos los periodos hasta el periodo 'a' (a incluido)
- I_o: Inversión inicial
- Ft: cifra del flujo de caja justo en el año en que se ha recuperado la inversión

El resultado es un periodo de retorno de 6,89 años.

CONDICIONES DE PRECIO DE COMPRA DE ELECTRICIDAD MÁS MODERADO

A fin de estudiar de nuevo la viabilidad económica mediante las 3 medidas anteriores, pero desde un enfoque más moderado, se realizan de nuevo los cálculos relativos a VAN, TIR y periodo de retorno, pero asumiendo como precio de compra de la electricidad 0,15€/kWh.

VAN

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o = 34.459,67 \text{ €}$$

Ecuación 51: VAN para caso conservador

TIR

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_o = 0$$

Ecuación 52: TIR para caso conservador

$$TIR = 7,67 \%$$

PERIODO DE RETORNO

$$PAYBACK = a + \frac{I_o - b}{Ft} 10,64 \text{ AÑOS}$$

Ecuación 53: Periodo de retorno para caso conservador

Como se observa los tres indicadores siguen reflejando un buen escenario para realizar la inversión. Un VAN positivo con una elevada cifra, un TIR que casi duplica al tipo de interés utilizado (4%) y un periodo de retorno que plantea una situación con más de 14 años en los que el ahorro acumulado se encuentra en términos positivos.

5. CONCLUSIONES

Con el objetivo de proporcionar al centro IES L'Arabí un sistema de generación de electricidad que supusiera un ahorro económico reseñable, a la par que implantar una instalación propia de un proyecto de ingeniería que despertase el interés del alumnado por las energías renovables y los conocimientos detrás de estas, en este TFG se ha procedido a diseñar una instalación fotovoltaica para las cubiertas de sus edificios.

Abordar el punto de vista técnico es el primer paso en este proyecto, decidiendo en primer lugar el marco regulatorio al que adherirse. Para este diseño se decide implantar una instalación de autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada; la motivación que lleva a escoger este tipo de diseño es el tipo de edificios para el que se está diseñando la instalación, siendo estos pertenecientes a un centro de educación secundaria y generando unos excedentes notables los fines de semana que serán recompensados en las facturas compensando estos el consumo variable de cada mes. Tras ello se estudian tanto, las condiciones iniciales que presenta la localización debido al recurso solar, área disponible y orientaciones e inclinación, como las propias del centro referidas sobre todo a su consumo; con ello se decide la progresión del proyecto de diseño y la potencia a instalar, de en torno a 54 kWp.

Una vez decidida la potencia del dimensionado, se procede al estudio más técnico que encuentra el proceso de diseño, refiriéndose esto a la selección de equipos, dimensionado de conductores, protecciones, puesta a tierra y demás elementos de la instalación. Se realiza además un estudio de sombras mediante el modelado en 3D en el software de SketchUp y su posterior análisis en PVSyst. Se determina así la configuración y distribución del campo fotovoltaico en las cubiertas más adecuadas para optimizar la producción, y se obtiene una cifra estimada de producción anual de 87.828 kWh anuales.

Por último, se procede a realizar el análisis de viabilidad económica del proyecto, para valorar correctamente la seguridad de la inversión a realizar. Para ello, previamente se elaboran los presupuestos, obteniendo una cifra total de inversión inicial de 85.714,3€. Tras esto son calculados tanto el VAN como el TIR, determinado mediante estos la viabilidad del proyecto y un periodo de retorno de 6,89 años.

Para finalizar, cabe destacar la importancia de este proyecto reflejada en la situación geopolítica actual. El precio de la energía en los últimos dos años ha sido motivo de queja en numerosas ocasiones, y su variabilidad y elevado coste se deben en parte al contexto de guerra que azota al planeta desde hace casi 2 años. La energía se convierte cada vez más en un bien preciado, capaz de servir de moneda de cambio o extorsión en las manos equivocadas. Por eso proyectos como este, de energías renovables, no solo contribuyen a combatir la crisis climática, sino también empoderan al que los desarrolla.

6. BIBLIOGRAFÍA

6.1 REFERENCIAS

LIBROS

- “Tecnología eléctrica”, José Roger Folch, Martín Riera Guasp, Carlos Roldán Porta. 2021.

ONLINE

- 2022. Iberdrola. Cumbres climáticas.
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/acuerdos-internacionales-sobre-el-cambio-climatico>
- 2023. PV-GIS: Photovoltaic Geographical Information System. AQAAAAA.
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR
- 2023. Roams energía. Luz: Tarifa de luz 6.1
<https://energia.roams.es/luz/tarifa/6-1/>
- 2022. Albasolar. Calcular potencia y tamaño de panel solar.
<https://albasolar.es/calcular-potencia-y-tamano-de-panel-solar/#:~:text=Las%20placas%20fotovoltaicas%20tienen%20una,las%20condiciones%20de%20medida%20est%C3%A1ndar.>
- 2023. Statista. Ranking de las empresas fabricantes de paneles solares con mayor capacidad de producción en 2022.
<https://es.statista.com/estadisticas/600382/principales-fabricantes-de-paneles-solares-por-capacidad-de-produccion/>
- 2023. ENF
<https://es.enfsolar.com/pv/panel?q=Jinko%20Solar&id=4383&page=1>
- 2022. El periódico de la energía. Los 10 principales proveedores mundiales de inversores solares coparon el 82% del mercado en 2021.
<https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-principales-proveedores-mundiales-de-inversores-solares-coparon-el-82-del-mercado-en-2021/>
- 2023. IDAE. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red.
<https://www.idae.es/>
- 2022. Omie. Resultados del Mercado.
<https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>
- 2019. Energías Renovables. Ya hay precio para el excedente de energía vertida a red por los autoconsumidores.
<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/ya-hay-precio-para-el-excedente-de-20190514>
- 2010. Plan de Energías Renovables.

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/legislacion/documentacion/PER_2011-2020_VOL_I_tcm30-178649.pdf

DOCUMENTO N.º 2: PRESUPUESTO

ÍNDICE

1.	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL.....	4
2.	PRESUPUESTO DE INGENIERÍA	9

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:Panel fotovoltaico. Fuente: CYPE	4
Tabla 2: Inversor. Fuente: CYPE	4
Tabla 3: Estructura soporte. Fuente: CYPE	4
Tabla 4: Cable unipolar. Fuente: CYPE	5
Tabla 5: Cable multipolar. Fuente: CYPE.....	5
Tabla 6: Medida y protección tramo alterna. Fuente: CYPE.....	6
Tabla 7: Sistema de puesta a tierra. Fuente: CYPE	6
Tabla 8: Tubo rígido tramo continua. Fuente: CYPE	7
Tabla 9: Tubo flexible tramo alterna. Fuente: CYPE	7
Tabla 10: Presupuesto parcial del capítulo 1. Fuente: CYPE.....	7
Tabla 11 Presupuesto parcial del capítulo 2. Fuente: CYPE.....	8
Tabla 12: Presupuesto parcial del capítulo 3. Fuente: CYPE.....	8
Tabla 13: Resumen. CYPE	8
Tabla 14: Presupuesto Final. Fuente: CYPE	8
Tabla 15: Ofimática y software	9
Tabla 16: Recursos Humanos.....	9
Tabla 17: Presupuesto de Ingeniería	9

1. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.1	Panel fotovoltaico Tongwei Solar TW400MAP-108-H-F. Panel de silicio monocristalino de elevada eficiencia de 400 Wp. Dimensiones: 1722x1134x30mm. Peso: 20,5 kg. 108 células. Eficiencia del módulo: 20,5%. Completamente instalado y en funcionamiento.	u			
	Panel fotovoltaico Tongwei Solar TW400MAP-108-H-F	u	1,00	107,20	107,20
	Oficial 1ro Electricista	h	0,50	22,00	11,00
	Ayudante Electricista	h	0,50	20,30	10,15
	Coste directo complementario	%	0,02	128,35	2,57
	Total				130,92

Tabla 1: Panel fotovoltaico. Fuente: CYPE

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.2	Inversor GoodWe GW60KBF-MT. 60kW de potencia nominal, con eficiencia 98,8%, protección IP65. Completamente instalado y en funcionamiento.	u			
	Inversor GoodWe GW60KBF-MT	u	1,00	5.857,36	5.857,36
	Oficial 1ro Electricista	h	1,00	22,00	22,00
	Ayudante Electricista	h	1,00	20,30	20,30
	Coste directo complementario	%	0,02	5.899,66	117,99
	Total				6.017,65

Tabla 2: Inversor. Fuente: CYPE

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.3	Estructura soporte 45°. Estructura soporte 45° triangular, elevado Completamente instalado y en funcionamiento.	u			
	Estructura soporte 45°	u	1,00	117,04	117,04
	Oficial 1ro Montador	h	0,90	19,50	17,55
	Peón ordinario	h	0,90	18,20	16,38
	Coste directo complementario	%	0,02	150,97	3,02
	Total				153,99

Tabla 3: Estructura soporte. Fuente: CYPE

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.4	Cable unipolar de cobre RV-K 4mm2. Cable unipolar de cobre, clase 5, RV-K 4mm2, aislamiento XLPE y cubierta PVC. Completamente instalado y en funcionamiento.	m			
	Cable unipolar de cobre RV-K 4mm2	m	1	1,68	1,68
	Oficial 1ro Electricista	h	0,015	22,00	0,33
	Ayudante Electricista	h	0,015	20,30	0,30
	Coste directo complementario	%	0,02	2,31	0,05
	Total				2,36

Tabla 4: Cable unipolar. Fuente: CYPE

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.5	Cable multipolar de cobre RV-K 3x95+1x50 mm2. Cable multipolar de cobre, clase 5, RV-K 3x95+1x50 mm2, aislamiento XLPE y cubierta PVC. Completamente instalado y en funcionamiento.	m			
	Cable multipolar de cobre RV-K 3x95+1x50 mm2	m	1	63,80	63,80
	Oficial 1ro Electricista	h	0,065	22,00	1,43
	Ayudante Electricista	h	0,065	20,30	1,32
	Coste directo complementario	%	0,02	66,55	1,33
	Total				67,88

Tabla 5: Cable multipolar. Fuente: CYPE

CAPÍTULO 2: PROTECCIONES

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.1	Protección AC. Protección AC con interruptor automático diferencial DPX125 de Legrand. Completamente instalado y en funcionamiento.	u			
	Interruptor automático diferencial 125A Legrand DPX125	u	1	2.727,07	2.727,07
	Contador bidireccional	u	1	238,79	238,79
	Oficial 1ro Electricista	h	0,35	22,00	7,70
	Coste directo complementario	%	0,02	2.973,56	59,47
	Total				3.033,03

Tabla 6: Medida y protección tramo alterna. Fuente: CYPE

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.2	Puesta a tierra. Puesta a tierra conectada a la del centro.	u			
	Conductor PAT de 4 mm ²	m	210	1,03	216,30
	Conductor PAT de 50 mm ²	m	35	4,81	168,35
	Oficial 1ro Electricista	h	0,25	22,00	5,50
	Ayudante Electricista	h	0,25	20,30	5,08
	Coste directo complementario	%	0,02	395,23	7,90
	Total				403,13

Tabla 7: Sistema de puesta a tierra. Fuente: CYPE

CAPÍTULO 3: TUBOS Y CANALIZACIONES

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.1	Tubo PVC rígido de diámetro exterior 20 mm. Tubo de PVC como canalización fija sobre superficie. Según norma UNE-EN 61386-21.	m			
	Tubo PVC rígido de diámetro exterior 20 mm	m	1	0,84	0,84
	Oficial 1ro Electricista	h	0,043	22,00	0,95
	Ayudante Electricista	h	0,05	20,30	1,02
	Coste directo complementario	%	0,02	2,80	0,06
	Total				2,86

Tabla 8: Tubo rígido tramo continua. Fuente: CYPE

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.2	Tubo PE corrugado de diámetro exterior 75 mm. Tubo de PE corrugado como canalización empotrada. Según norma UNE-EN 61386-23.	m			
	Tubo PE corrugado de diámetro exterior 75 mm	m	1	1,26	1,26
	Oficial 1ro Electricista	h	0,043	22,00	0,95
	Ayudante Electricista	h	0,05	20,30	1,02
	Coste directo complementario	%	0,02	3,22	0,06
	Total				3,29

Tabla 9: Tubo flexible tramo alterna. Fuente: CYPE

PRESUPUESTO POR CAPÍTULOS

CAPÍTULO 1

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.1	Panel fotovoltaico Tongwei Solar TW400MAP-108	u	138	130,92	18.066,55
1.2	Inversor GoodWe GW60KBF-MT	u	1	6.017,65	6.017,65
1.3	Estructura soporte 45º	u	138	153,99	21.250,54
1.4	Cable unipolar de cobre RV-K 4mm2	m	516	2,36	1.218,17
1.5	Cable multipolar de cobre RV-K 3x95+1x50 mm2	m	10	67,88	678,80
	Total				47.231,71

Tabla 10: Presupuesto parcial del capítulo 1. Fuente: CYPE

CAPÍTULO 2

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.1	Protección AC	u	1	3.033,03	3.033,03
2.2	Puesta a Tierra	u	1	403,13	403,13
	Total				3.436,16 €

Tabla 11 Presupuesto parcial del capítulo 2. Fuente: CYPE

CAPÍTULO 3

Código	Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.1	Tubo PVC rígido de diámetro exterior 20 mm	m	210	2,86	599,97
3.2	Tubo PE corrugado de diámetro exterior 75 mm	m	35	3,29	114,99
	Total				714,96

Tabla 12: Presupuesto parcial del capítulo 3. Fuente: CYPE

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)

CAPÍTULO	PARTIDA	IMPORTE (€)
1	Instalación fotovoltaica	47.231,71 €
2	Protecciones y conexiones	3.436,16 €
3	Tubos y canalizaciones	714,96 €
	Total	51.382,83 €

Tabla 13: Resumen. CYPE

PRESUPUESTO

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)	51.382,83 €
Gastos generales (12%)	6.165,94 €
Beneficio industrial (6%)	3.082,97 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	60.631,74 €
Honorarios (4%)	2.425,27 €
IVA (21%)	12.732,67 €
PRESUPUESTO FINAL	75.789,68 €

Tabla 14: Presupuesto Final. Fuente: CYPE

El PRESUPUESTO FINAL DE EJECUCIÓN MATERIAL del proyecto de instalación fotovoltaica suma un total de SETENTA Y CINCO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y NUEVE CON SESENTA Y OCHO EUROS.

2. PRESUPUESTO DE INGENIERÍA

PRESUPUESTO DE OFIMÁTICA

Descripción	Unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
Tutor UPV	h	30	30,00	900,00
Ingeniero técnico industrial	h	300	18,00	5.400,00
Cliente (reunión)	h	6	18,00	108,00
Total				6.408,00

Tabla 15: Ofimática y software

PRESUPUESTO DE RRHH

Descripción	Periodo amortización	Periodo amortizado	Precio (€)	Importe (€)
Windows 11	12 meses	5 meses	145,00	60,42
Microsoft 365 - 2023	12 meses	5 meses	69,00	28,75
PVSyst 7 Pro	12 meses	5 meses	600,00	250,00
AutoCad	1 mes	5 meses	291,00	1.455,00
Total				1.794,17

Tabla 16: Recursos Humanos

PRESUPUESTO TOTAL

Unidad de obra	Importe (€)
Recursos humanos	6.408,00
Ofimática	1.794,17
IVA (21%)	1.722,46
Total	9.924,62

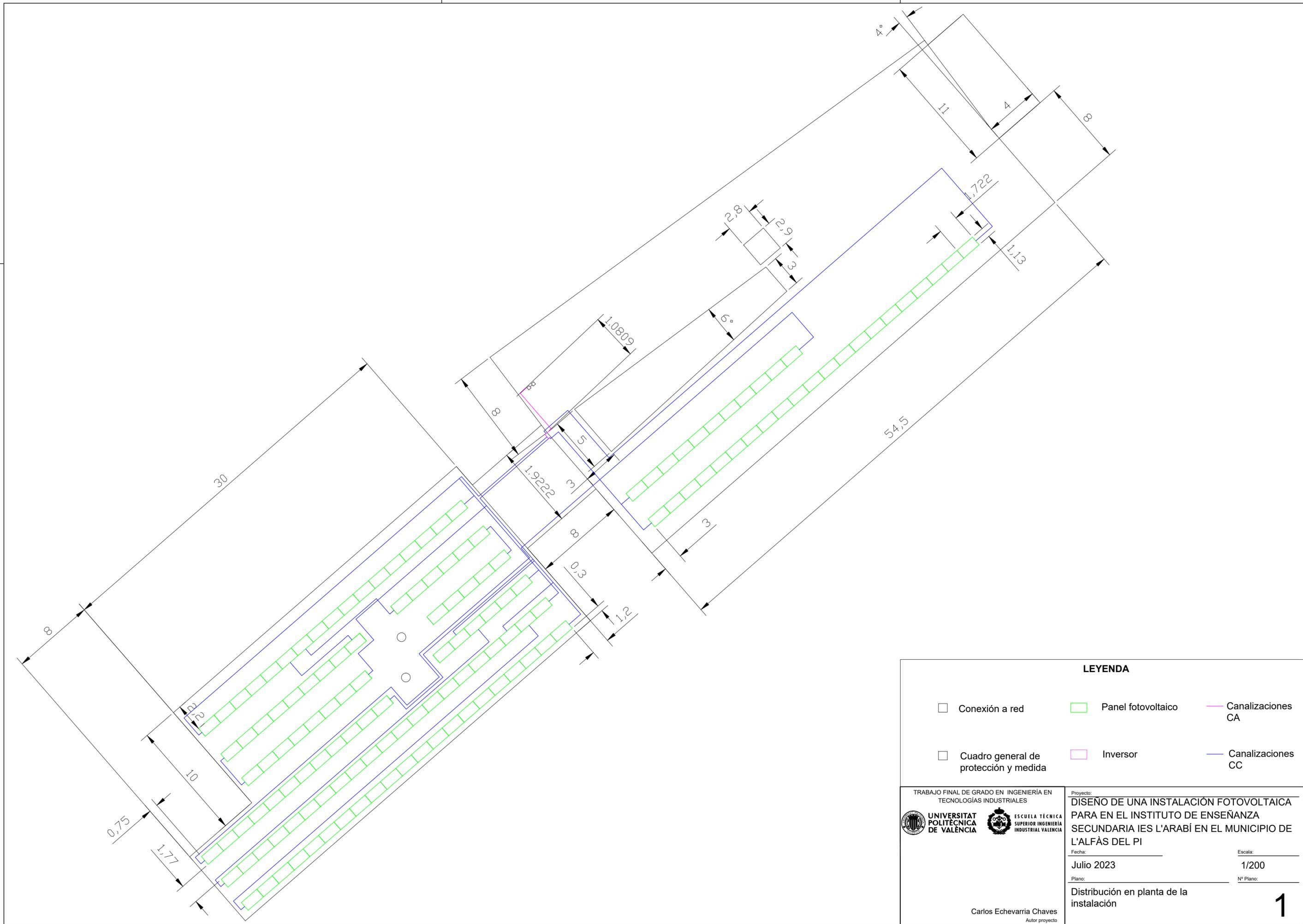
Tabla 17: Presupuesto de Ingeniería

El PRESUPUESTO FINAL DE INGENIERÍA del proyecto de instalación fotovoltaica suma un total de NUEVE MIL NOVECIENTOS VEINTICUATRO CON SESENTA Y DOS EUROS.

DOCUMENTO N.º 3: PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

- PLANO 1: DISTRIBUCIÓN EN PLANTA DE LA INSTALACIÓN
- PLANO 2: ESQUEMA UNIFILAR



LEYENDA

- Conexión a red
- Cuadro general de protección y medida
- Panel fotovoltaico
- Inversor
- Canalizaciones CA
- Canalizaciones CC

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Proyecto: **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
PARA EN EL INSTITUTO DE ENSEÑANZA
SECUNDARIA IES L'ARABÍ EN EL MUNICIPIO DE
L'ALFÀS DEL PI**

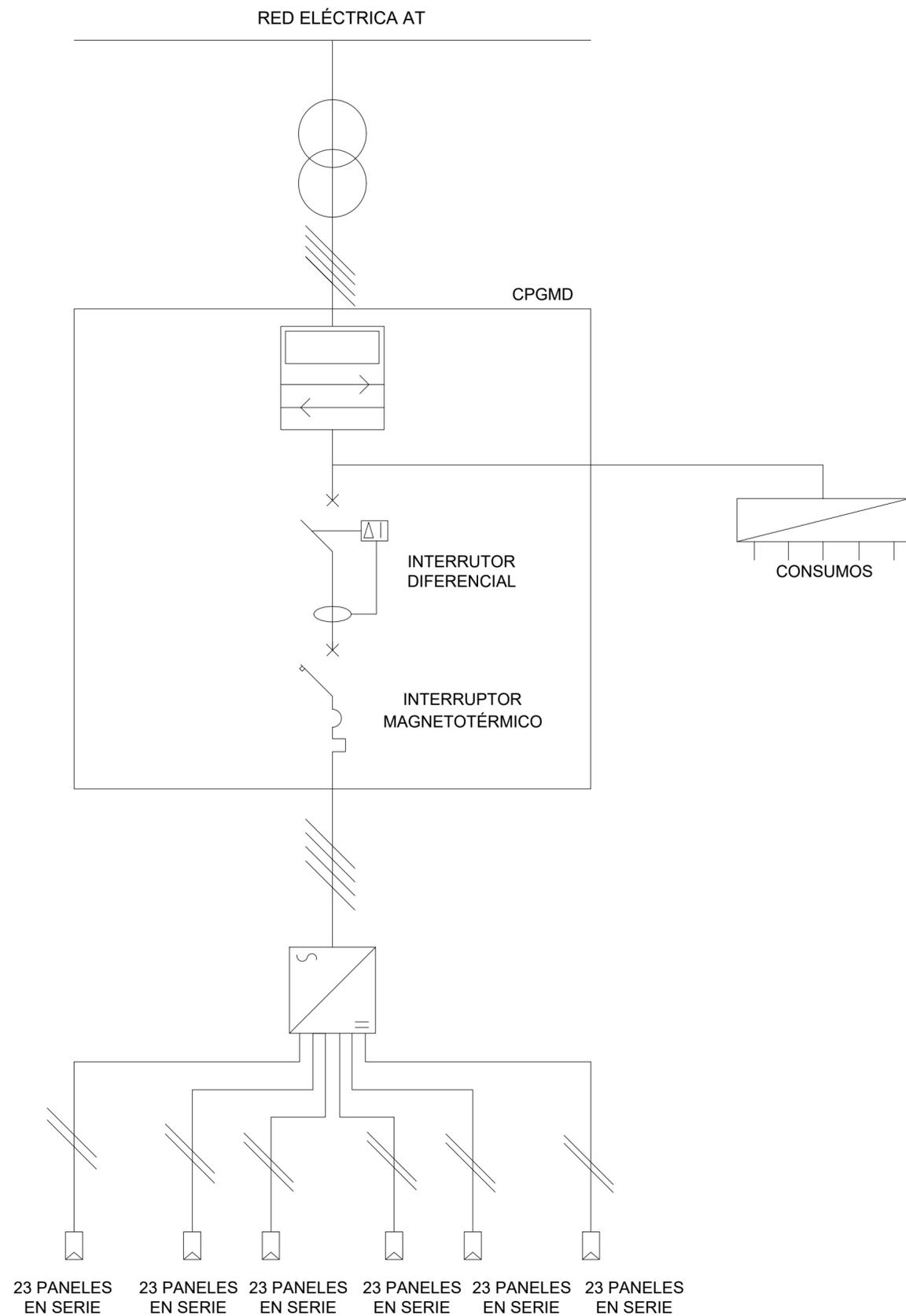
Fecha: **Julio 2023**

Escala: **1/200**

Plano: **Distribución en planta de la
instalación**

Nº Plano: **1**

Carlos Echevarria Chaves
Autor proyecto



PROTECCIONES

INTERRUPTOR DIFERENCIAL CON MAGNETOTÉRMICO DPX3 125A

El inversor posee el resto de protecciones que se necesitan

LEYENDA

-  Centro de transformación
-  Contador Bidireccional
-  Inversor
-  Paneles fotovoltaicos
-  CPGMD
-  Cuadro General de Protección, Medida y Distribución

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Proyecto: **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EN EL INSTITUTO DE ENSEÑANZA SECUNDARIA IES L'ARABÍ EN EL MUNICIPIO DE L'ALFÀS DEL PI**

Fecha: Julio 2023

Escala: SE

Plano: Esquema unifilar

Nº Plano: 2

Carlos Echevarria Chaves
Autor proyecto

DOCUMENTO N.º 4: ANEXOS

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: IES L'ARABÍ INSTALACIÓN

Variant: Carlos Variante 4

Tables on a building

System power: 55.2 kWp

L'Alfàs del Pi - España



PVsyst V7.4.1

VCO, Simulation date:
28/08/23 22:24
with v7.4.1

Project summary

Geographical Site

L'Alfàs del Pi
España

Situation

Latitude 38.58 °N
Longitude -0.10 °W
Altitude 69 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

l'Alfàs del Pi
Meteonorm 8.1 (2003-2017), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 40.1 / -40.3 °

Tables on a building

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 138 units
Pnom total 55.2 kWp

Inverters

Nb. of units 0.8 unit
Pnom total 45.0 kWac
Pnom ratio 1.227

Results summary

Produced Energy 87828 kWh/year Specific production 1591 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.70 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Cost of the system	8
CO ₂ Emission Balance	9

**PVsyst V7.4.1**

VCO, Simulation date:
28/08/23 22:24
with v7.4.1

General parameters**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Fixed plane
Tilt/Azimuth 40.1 / -40.3 °

Horizon

Free Horizon

Tables on a building**Sheds configuration**

Nb. of sheds 138 units
Identical arrays

Sizes

Sheds spacing 2.63 m
Collector width 1.10 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 41.7 %

Shading limit angle

Limit profile angle 21.5 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Generic
Model TWMPD-54HS400
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 400 Wp
Number of PV modules 138 units
Nominal (STC) 55.2 kWp
Modules 6 Strings x 23 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 50.5 kWp
U mpp 644 V
I mpp 78 A

Total PV power

Nominal (STC) 55 kWp
Total 138 modules
Module area 269 m²
Cell area 247 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model GW60KBF-MT
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 60.0 kWac
Number of inverters 3 * MPPT 25% 0.8 unit
Total power 45.0 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>30°C) 66.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.23
No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 45 kWac
Nb. of inverters 1 unit
0.3 unused
Pnom ratio 1.23

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

DC wiring losses

Global array res. 135 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.2 %

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.735	0.000

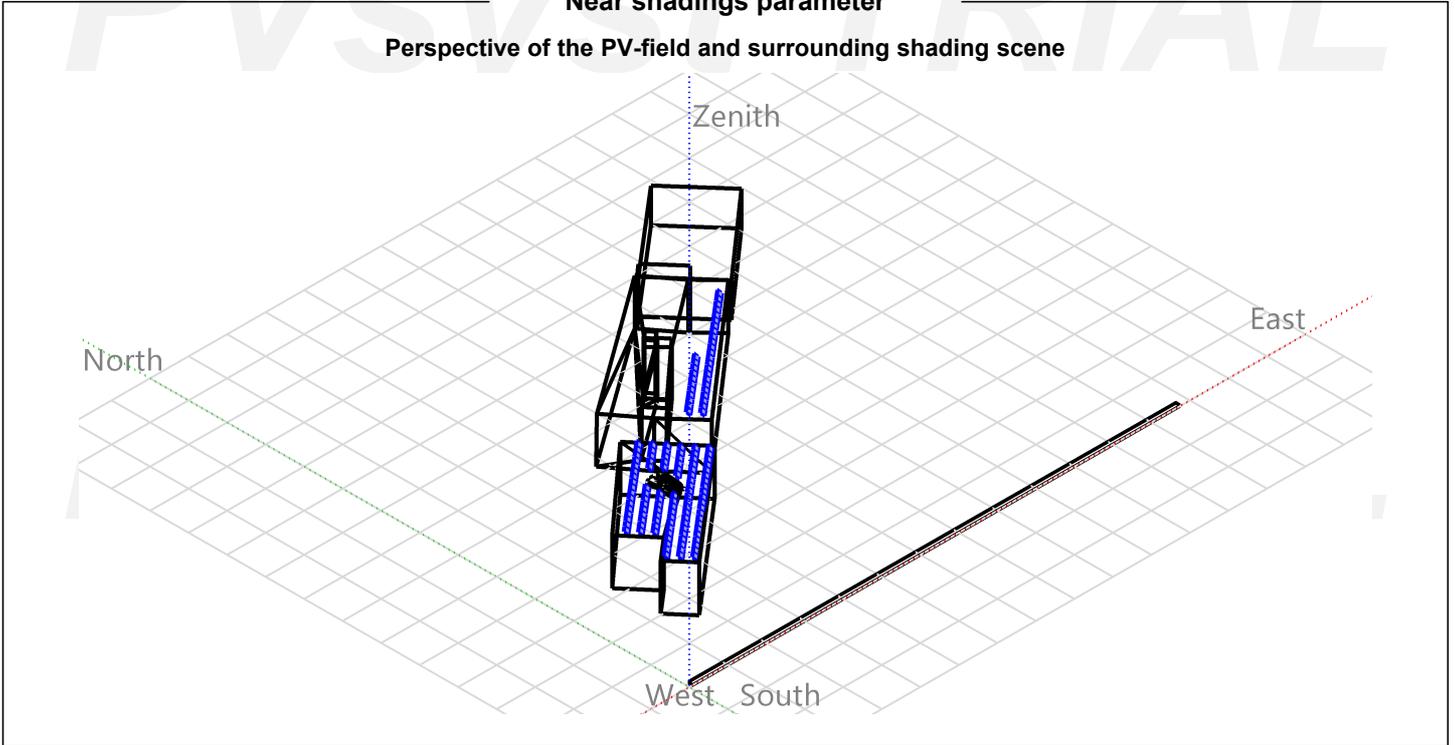


PVsyst V7.4.1

VC0, Simulation date:
28/08/23 22:24
with v7.4.1

Near shadings parameter

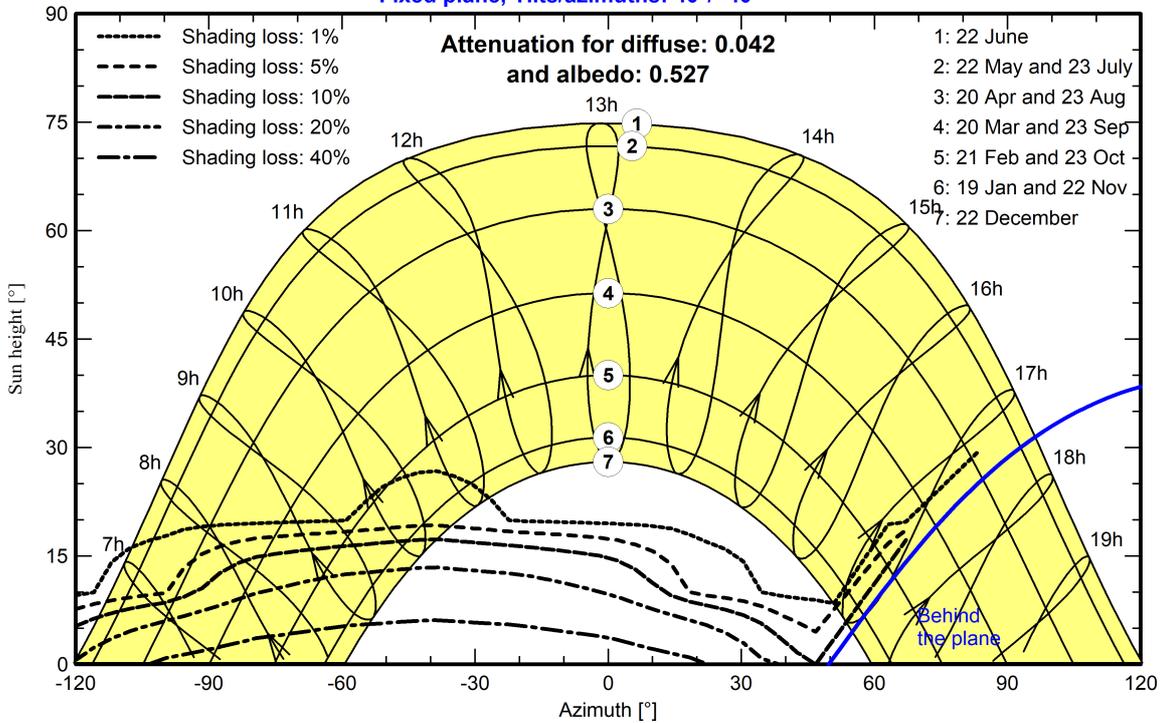
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 40°/-40°





PVsyst V7.4.1

VCO, Simulation date:
28/08/23 22:24
with v7.4.1

Main results

System Production

Produced Energy 87828 kWh/year

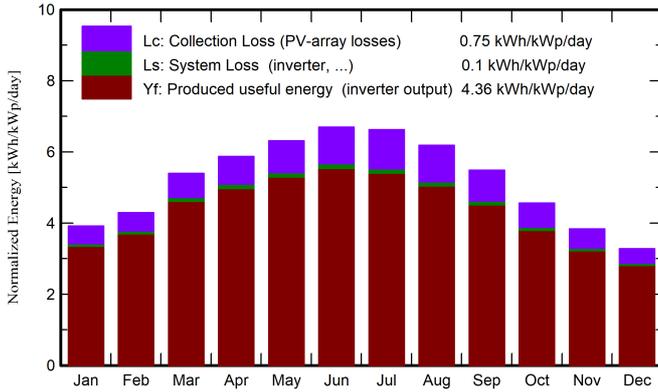
Specific production

1591 kWh/kWp/year

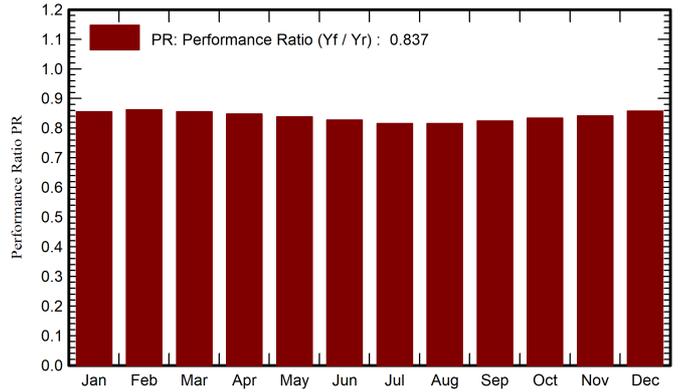
Perf. Ratio PR

83.70 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh
January	76.2	28.04	10.98	121.3	114.2	5859
February	91.0	36.74	11.50	120.2	114.2	5849
March	141.3	51.65	14.08	167.2	160.7	8083
April	170.5	66.40	16.21	176.2	169.5	8444
May	209.1	79.96	19.78	195.7	187.8	9274
June	221.7	80.29	23.81	200.9	193.0	9390
July	222.4	81.99	26.97	205.3	197.0	9468
August	195.0	77.74	27.33	191.7	184.4	8839
September	147.3	57.77	23.84	164.6	157.6	7660
October	112.0	44.93	20.39	141.3	134.9	6656
November	76.6	31.59	14.70	115.0	107.5	5462
December	65.1	28.01	11.81	101.6	95.4	4913
Year	1728.4	665.11	18.49	1901.0	1816.3	89897

Legends

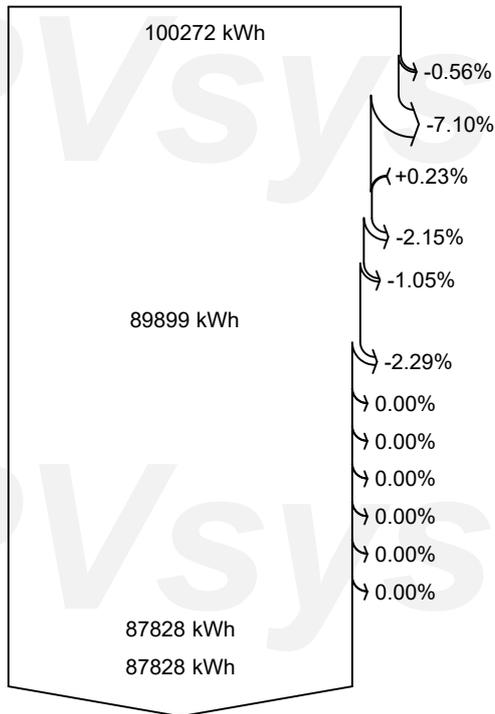
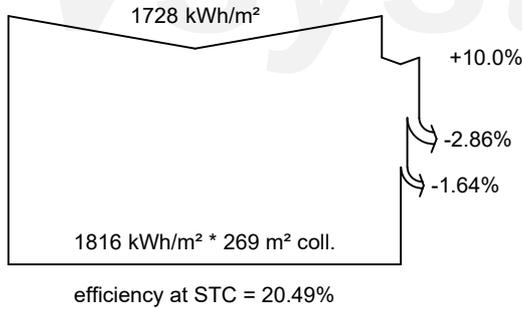
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array



PVsyst V7.4.1

VC0, Simulation date:
28/08/23 22:24
with v7.4.1

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

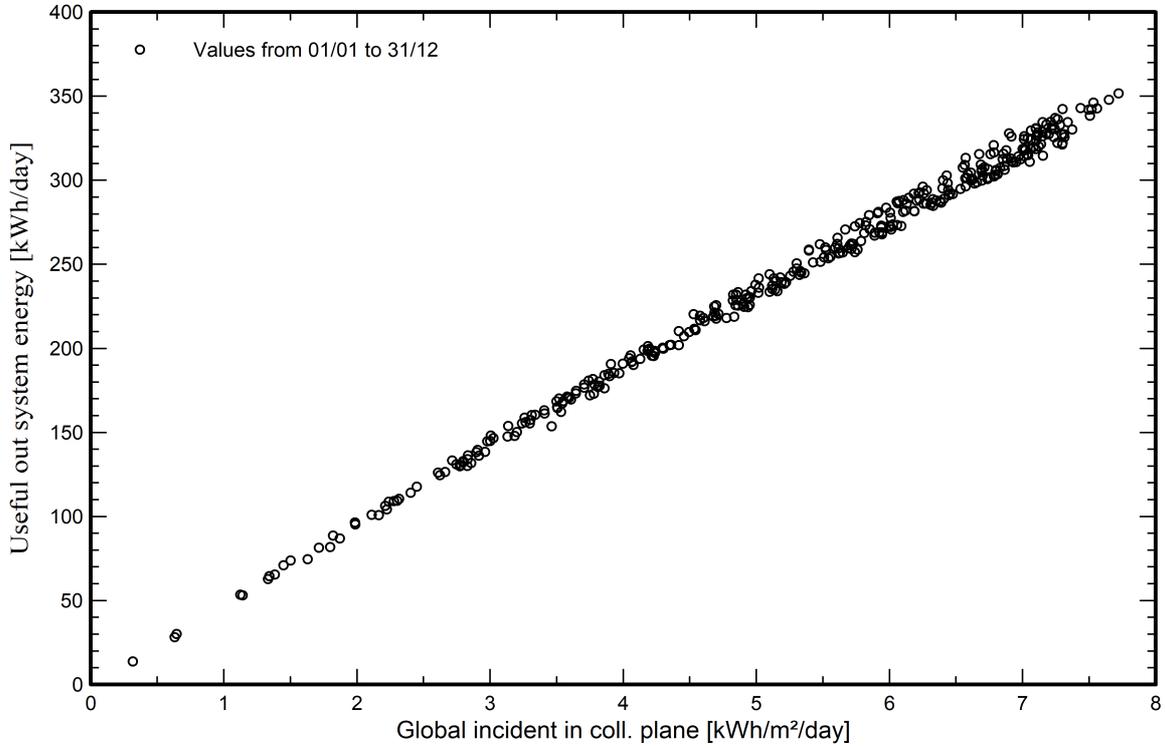


PVsyst V7.4.1

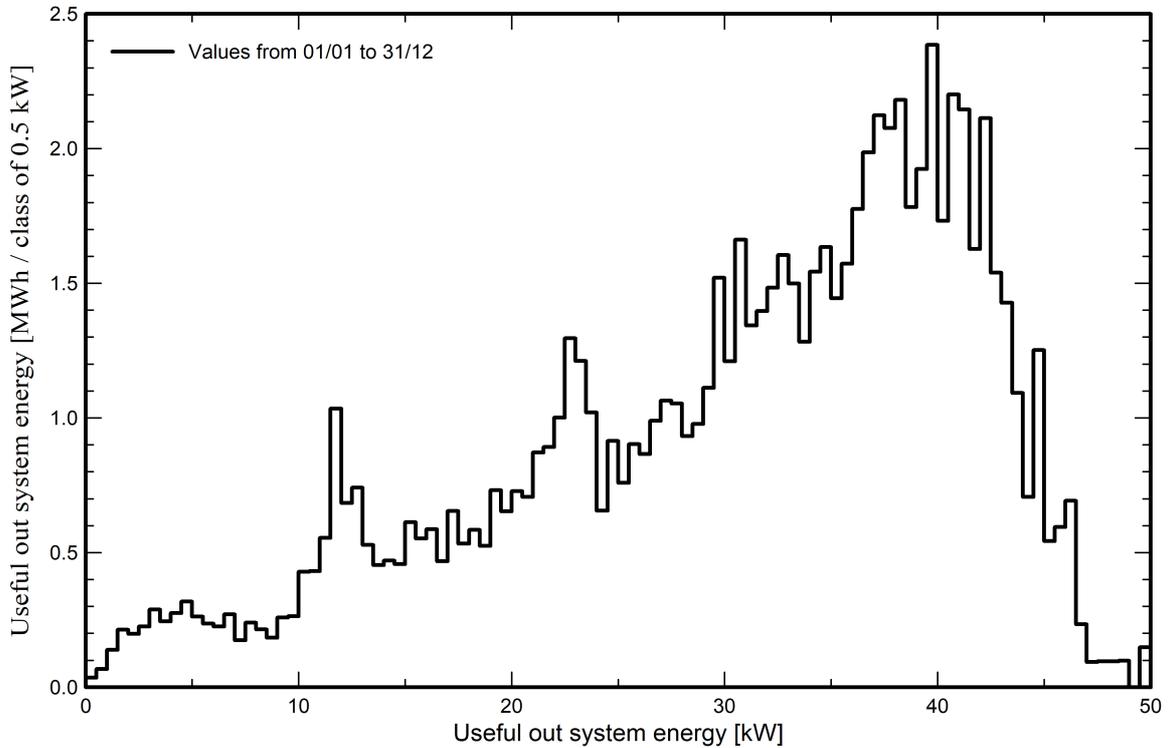
VC0, Simulation date:
28/08/23 22:24
with v7.4.1

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.4.1

VCO, Simulation date:
28/08/23 22:24
with v7.4.1

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
		Total	0.00
		Depreciable asset	0.00

Operating costs

Item	Total EUR/year
Total (OPEX)	0.00

System summary

Total installation cost	0.00 EUR
Operating costs	0.00 EUR/year
Produced Energy	87.8 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.000 EUR/kWh



PVsyst V7.4.1

VCO, Simulation date:
28/08/23 22:24
with v7.4.1

CO₂ Emission Balance

Total: 558.8 tCO₂

Generated emissions

Total: 97.37 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 756.2 tCO₂

System production: 87.83 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

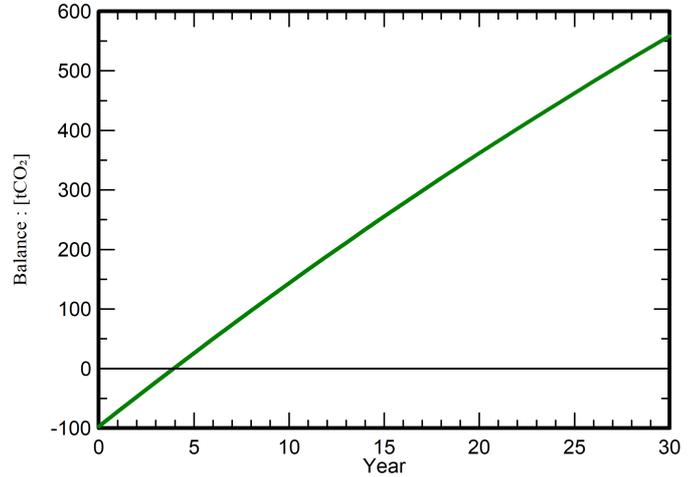
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	55.2 kWp	94542
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	1380 kg	2642
Inverters	190 kgCO ₂ /	1.00	190