ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

DESARROLLO DE UNA APLICACIÓN PARA EVALUAR LA RENTABILIDAD DE INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO EN VIVIENDAS UNIFAMILIARES CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

(DEVELOPMENT OF AN APPLICATION TO EVALUATE THE PROFITABILITY OF SELF-CONSUMPTION INSTALLATIONS IN SINGLE-FAMILY HOMES CONSIDERING THE INTRODUCTION OF ELECTRIC VEHICLES)

Para acceder al Título de

Graduado en Ingeniería de Tecnologías de Telecomunicación

Autor: Jorge Velarde Noriega

Septiembre-2024



GRADUADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

CALIFICACIÓN DEL TRABAJO FIN DE GRADO

Realizado por: JORGE VELARDE NORIEGA

Director del TFG: JESÚS MARÍA MIRAPEIX SERRANO

Título: "Desarrollo de una aplicación para evaluar la rentabilidad de instalaciones de autoconsumo en viviendas unifamiliares considerando la introducción de vehículos eléctricos". **Title:** "Development of an application to evaluate the profitability of self-consumption installations in single-family homes considering the introduction of electric vehicles ".

Presentado a examen el día:

para acceder al Título de

GRADUADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

Composición del Tribunal:

Presidente (Apellidos, Nombre): Olga María Conde Portilla Secretario (Apellidos, Nombre): Franco Ariel Ramírez Terán Vocal (Apellidos, Nombre): María Sandra Robla Gómez

Este Tribunal ha resuelto otorgar la calificación de:

Fdo: El Presidente

Fdo: El Secretario

Fdo: El Vocal

Fdo: El Director del TFG (sólo si es distinto del Secretario)

V^o B^o del Subdirector

Trabajo Fin de Grado № (a asignar por Secretaría)

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero dar las gracias a mi tutor, Jesús Mirapeix, por su apoyo y orientación a lo largo de este proceso. Su experiencia y dedicación han sido fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Asimismo, quiero dar las gracias a mi familia que han sido un pilar fundamental, sobre todo mi madre y hermano que me han apoyado y ayudado cada día. Mención especial a mi padre, a quién le habría encantado ver este trabajo realizado.

RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado se centra en el desarrollo de una aplicación enfocada en la ayuda al dimensionamiento de instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo residencial. El objetivo principal es proporcionar al usuario una herramienta práctica, mediante la cual pueda seleccionar su emplazamiento, el panel solar que más le interés y pueda visualizar resultados relacionados con el consumo energético, como la energía generada por la instalación, el retorno de inversión o el impacto ambiental, entre otros. Además, uno de los principales objetivos de la aplicación es ayudar a entender los puntos clave del diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica, por lo que ésta podría ser de ayuda tanto para potenciales usuarios de estas instalaciones como para alumnos de asignaturas donde se traten estos aspectos.

El proyecto incluye la realización de pruebas exhaustivas, la elaboración de una documentación detallada y el desarrollo de un ejemplo de prueba de la aplicación desarrollada.

ABSTRACT

The Bachelor's Thesis focuses on the development of an application aimed at assisting with the sizing of residential self-consumption photovoltaic solar installations. The main objective is to provide users with a practical tool through which they can select their location, choose the solar panel of their interest, and view results related to energy consumption, such as the energy generated by the installation, return on investment, or environmental impact among others. Additionally, one of the primary goals of the application is to help users understand the key aspects of designing and sizing photovoltaic solar installation, making it useful both for potential users of these systems and for students studying these topics.

The project includes conducting thorough testing, creating detailed documentation, and developing a test example of the application.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	7
GLOSARIO	8
1 CONTEXTO Y OBJETIVOS	9
1.1 INTRODUCCIÓN	9
1.2 CONTEXTO	9
1.3 OBJETIVOS	10
2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	11
2.1 CONTEXTO HISTÓRICO	11
2.2 PANORAMA ACTUAL MUNDIAL Y NACIONAL	11
2.3 FUNDAMENTOS ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	13
2.4 ESTRUCTURA MÓDULO FV	14
2.5 TECNOLOGÍAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	15
3 ELEMENTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	17
3.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO	17
3.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED	18
3.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO	19
4 DIMENSIONAMIENTO	20
5 DESARROLLO DE LA APLICACIÓN	25
5.1 INTRODUCCIÓN	25
5.2 ARQUITECTURA	26
5.3 FUNCIONALIDADES	26
5.4 USO DE LA API DE PVGIS	33
5.5 INTERFAZ Y EJEMPLO DE USO	37
6 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	47
6.1 CONCLUSIONES	47
6.2 LÍNEAS FUTURAS	47
BIBLIOGRAFÍA	49

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolución de la capacidad renovable mundial en los últimos 6 años y capacidad añadida en el año 2023. Fuente: evwind.es
Figura 2: Evolución potencia solar FV instalada anual y acumulada. Fuente: UNEF
Figura 3: Sistema de generación solar fotovoltaico aislado. Fuente: ResearchGate
Figura 4: Sistema de generación solar fotovoltaica conectado a la red. Fuente: ilumin
Figura 5: Calculo del ángulo de inclinación óptimo en función de la latitud [10]
Figura 6: Extracto de código de Form2 que permite a los usuarios abrir un PDF (datasheet). Fuente: Elaboración propia
Figura 7: Extracto de código. Cálculo de la distancia euclidiana. Fuente: Elaboración propia 29
Figura 8: Gráfico irradiación mensual en la aplicación. Fuente: Elaboración Propia
Figura 9: Extracto del código del Form5 que se ocupa de construir la URL de la API. Fuente: Elaboración propia
Figura 10: Extracto del código de Form5 que se ocupa de llamar a la API y procesar su respuesta. Fuente: Elaboración propia
Figura 11: Respuesta de la API de PVGIS en la ventana "MessageBox". Fuente: Elaboración propia
Figura 12: Extracto de código que se ocupa de extraer el valor de la irradiación mensual "H(i)_m". Fuente: Elaboración propia
Figura 13: Pantalla de bienvenida de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia 37
Figura 14: Pantalla de selección de paneles de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia
Figura 15: Pantalla de elección del emplazamiento e introducción de ángulo de inclinación de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia
Figura 16: Pantalla de elección del emplazamiento con un área sobre un tejado seleccionado. Fuente: Elaboración propia40
Figura 17: Ventana emergente de texto con las dimensiones del área seleccionada. Fuente: Elaboración propia40
Figura 18: Gráfico de irradiación mensual de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia41
Figura 19: Gráfico de energía generada mensualmente de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia
Figura 20: Informe detallado de la selección del inversor y rangos de tensión de los módulos en la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia42
Figura 21: Evaluación económica y ambiental de la instalación FV de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia43
Figura 22: Pantalla de evaluación económica y ambiental de la instalación FV actualizada al introducir el coste del kWh. Fuente: Elaboración propia44
Figura 23: Pantalla evaluación económica y ambiental de la instalación FV actualizada al clicar sobre calcular emisiones. Fuente: Elaboración propia
Figura 24: Evaluación económica y ambiental de la adquisición de un vehículo eléctrico conjunto al sistema FV de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia
Figura 25: Evaluación económica y ambiental de la adquisición de un vehículo eléctrico conjunto al sistema FV actualizada tras introducir los kilómetros anuales y elegir gasolina de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia

GLOSARIO

- FV: Fotovoltaico/a.
- HSP: Horas Solares Pico.
- PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System.
- URL: Uniform Resource Locators.
- JSON: Java Script Object Notation.
- HTTP: Hypertext Transfer Protocol.
- API: Application Programming Interface.
- STC: Standard Test Conditions.
- ROI: Return of Investment.
- MPPT: Maximum Power Point Tracking.
- PERC: Passivited Emitted and Rear Cell.
- ARC: Anti-Reflective Couting.
- BSF: Back Surface Field.
- UI: Unit Interface.

1 CONTEXTO Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

Debido a la creciente preocupación por las entidades regulatorias del medio ambiente por los problemas que enfrenta el planeta Tierra, como el Cambio Climático, surge la necesidad urgente de crear y adoptar estrategias que ayuden a mitigar, controlar y eliminar los efectos negativos que estos problemas generan. En consecuencia, el primer factor que contribuye al deterioro ambiental del planeta está relacionado con las emisiones de efecto invernadero, originadas, entre otros factores, por las emisiones de tecnologías de generación eléctrica que utilizan como recursos combustibles fósiles (gas, petróleo o carbón). Estas tecnologías liberan gases de efecto invernadero, entre ellos dióxido de carbono (CO2), que está de manera natural en la atmósfera. Al aumentar el nivel de CO2, la radiación IR emitida por la superficie de la Tierra no escapa al espacio y parte de ella queda atrapada en la atmósfera, haciendo que la superficie de la Tierra y la atmósfera se calienten. Por lo tanto, surge la necesidad de promover tecnologías que puedan sustituir a los combustibles fósiles, como la energía solar fotovoltaica. En este contexto, la energía solar fotovoltaica parece ser la tecnología que lidera ahora mismo el cambio hacia el uso de las energías renovables en la generación eléctrica y la transición energética que el mundo debe adoptar para cumplir con los objetivos de desarrollo sostenible reducir la temperatura promedio global. La energía fotovoltaica convierte la radiación solar en electricidad y puede satisfacer múltiples necesidades de la sociedad, como el acceso a energía eléctrica confiable, la garantía de seguridad energética para los países, el suministro de automóviles eléctricos, la generación de empleos directos e indirectos y la reducción o eliminación de emisiones contaminantes en la atmósfera.

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés), las energías renovables superarán a los combustibles fósiles como el principal modo de generar electricidad en 2025, donde la solar fotovoltaica se está colocando como la opción más económica en la mayor parte del mundo. Esto se logra a través de la formulación de políticas que los gobiernos disponen para promover la implementación de la energía fotovoltaica, en donde permiten que se generen subvenciones, retribuciones económicas, avances en investigación y desarrollo y el atractivo de inversión privada y pública. [1]

1.2 CONTEXTO

En la asignatura "Energía y Telecomunicaciones", del Grado de Ingeniería de Tecnologías de Telecomunicación, se ha abordado el tema del dimensionamiento de sistemas energéticos, específicamente enfocado en la implementación de tecnologías renovables como la energía solar fotovoltaica. El dimensionamiento es una fase determinante en el diseño de sistemas energéticos, ya que implica calcular la capacidad adecuada de generación y almacenamiento de energía para satisfacer las necesidades específicas de consumo, optimizando así la eficiencia y la sostenibilidad del sistema

En las clases, se ha estudiado el uso de herramientas y metodologías para dimensionar instalaciones fotovoltaicas, considerando factores como la irradiación solar, el perfil de consumo energético, las condiciones climáticas y las características de los paneles solares. Además, se ha discutido la importancia de la integración de sistemas de almacenamiento de energía y la gestión eficiente de consumo para maximizar el aprovechamiento de la energía generada.

Este trabajo pretende partir de ese conocimiento adquirido en el ámbito del dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas para plantear el diseño de una aplicación que reúna todo lo aprendido a lo largo de la asignatura en relación al dimensionamiento y diseño de instalaciones FV.

1.3 OBJETIVOS

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo principal el desarrollo de una aplicación de autoconsumo utilizando Windows Forms. Este proyecto no solo busca proporcionar una herramienta útil para los usuarios, sino también servir como complemento de los ejercicios realizados en clase y como una práctica adicional de la asignatura, reforzando así los conocimientos adquiridos durante la carrera.

De manera detallada, los objetivos a seguir son los siguientes:

- 1. Crear una interfaz de usuario intuitiva y fácil de usar que permita a los usuarios introducir y visualizar datos de consumo energético.
- 2. Integrar la API de PVGIS, para obtener datos de irradiación solar y el uso de *Electricity Maps*, para acceder a información sobre la huella de carbono y el *mix* energético, proporcionando datos relevantes y actualizados a los usuarios.
- 3. Realizar pruebas exhaustivas para identificar y corregir errores, evaluar el rendimiento de la aplicación y asegurar su funcionamiento correcto y eficiente.
- 4. Elaborar una documentación detallada del proyecto que incluya el diseño, la implementación, las pruebas realizadas y las conclusiones obtenidas.
- 5. Desarrollar un ejemplo de prueba que pueda ser utilizado en la asignatura como material didáctico, permitiendo a los estudiantes aplicar y reforzar los conceptos aprendidos en clase con un caso práctico real.

2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 CONTEXTO HISTÓRICO

La energía solar fotovoltaica (FV) permite transformar directamente la energía asociada a la radiación solar a energía eléctrica. El punto de comienzo de la energía solar FV se remonta al año 1839, cuando Antoine Becquerel descubre el efecto fotoeléctrico, siendo así la primera vez en la historia en la que se tuvo evidencia de la conversión directa de la energía de la luz en energía eléctrica. [2]

Según pasaban las décadas, el desarrollo de la energía solar FV avanzaba cada vez más, produciéndose un fuerte avance en el año 1955, cuando se empiezan a producir elementos solares FV para aplicaciones espaciales. Durante los años 60 y 70, la energía solar FV fue utilizada para alimentar satélites espaciales, hasta que en 1973 se empezaron a comercializar módulos fotovoltaicos para hacer competencia a otras fuentes de energía en aplicaciones terrestres, produciéndose así un crecimiento en las grandes instalaciones orientadas a la generación eléctrica para su inyección en red.

2.2 PANORAMA ACTUAL MUNDIAL Y NACIONAL

En cuanto a la situación actual global, la tasa de crecimiento de la potencia instalada FV en los últimos años es increíblemente notable, siendo la tasa de crecimiento más significativa de todas las energías renovables (EERR) con relación a la generación de energía eléctrica. [3]



Figura 1: Evolución de la capacidad renovable mundial en los últimos 6 años y capacidad añadida en el año 2023. Fuente: evwind.es

Según el informe de "Estadísticas de Capacidad Renovable 2024" de IRENA, a finales del año 2023, las renovables representaban el 43% de la capacidad global instalada, añadiendose en ese mismo año un récord de 473 gigavatios (GW) de nueva capacidad

renovable. Este incremento fue el mas grande hasta la fecha y la energía solar FV fue la que más contribuyó, añadiendo una nueva capacidad de 346 GW, representando el 71% de nueva capacidad añadida.

Con este crecimiento exponencial, la energía solar FV ha llegado a 1,4 teravatios (TW) instalados en 2023. China es el país que mas contribuyó, y lo sigue haciendo de manera notable, al crecimiento de la capacidad renovable global, aumentando un 63% su capacidad de energía solar FV, alcanzando los 197,6 GW.[5]

Además de China, otros países también han mostrado avances significativos en la energía solar FV. Estados Unidos ocupa el segundo lugar en cuanto a países con mas capacidad instalada, habiendo añadido el 2023 33,2 GW, y llegando así a una cifra total de 169,5 GW. India, otro actor importante, ocupa el tercer lugar, contando con una capacidad de energía solar FV instalada de 95,3 GW.

En Europa, Alemania lidera la transición energética, seguido de España e Italia.

Como hemos visto el crecimiento de la energía solar FV ha sido muy notable en los últimos años, pero las estadísticas que se prevén para los años futuros son aún mas prometedoras.

Según el informe "World Energy Transitions Outlook 2023: 1,5° Path Way" de IRENA, la capacidad total instalada de energía solar FV aumentaría en casi ocho veces para 2030 en comparación con el nivel de capacidad instalada de 2020, superando los 5.400 GW. Para 2050, se proyecta que esta capacidad se expandirá a más de 18.200 GW. Para poder alcanzar estos objetivos, las adiciones anuales de capacidad solar FV aumentarían de 191 GW en 2022 a un promedio de 615 GW anualmente hasta 2050. Además de este aumento de adición anual, los países necesitarían políticas de despliegue que deben adaptarse a diferentes contextos. La elección de un instrumento político y su diseño deben considerar la naturaleza de la solución propuesta (por ejemplo, escala de servicios públicos, distribuida, fuera de la red), el nivel de desarrollo del sector, la estructura organizativa del sistema eléctrico y los objetivos políticos más amplios. Los planes de despliegue también deben de ir acompañados de medidas para aumentar la eficiencia energética y desarrollar la infraestructura necesaria. [4]

A nivel nacional, en España la energía solar FV ha crecido de manera exponencial los últimos años, colocándose como uno de los países clave en Europa en cuanto a capacidad total instalada.



Según los datos registrados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en 2023 se instalaron 1.706 megavatios (MW) de nueva potencia instalada de energía en instalaciones de autoconsumo. Según los datos recogidos por la UNEF, el autoconsumo industrial fue el que más creció en 2023 con una nueva potencia instalada de 1.020 MW, seguido del sector residencial con 372 MW, del comercial con 291 MW y finalmente, del

aislado con 23 MW. Estos datos suponen una tasa de crecimiento del 32% respecto a 2022 y un aumento de 42% respecto a 2021.

Con estas nuevas adiciones, España cuenta ya con 6.955 MW de potencia acumulada a nivel nacional, lo que incrementa la capacidad solar total instalada hasta los 25.500 MW. Una cifra que confirma que, pese a que se haya ralentizado la tasa de crecimiento en 2022, España avanza a buena velocidad en el cumplimiento de los objetivos marcadas en el nuevo borrador del PNIEC, reviasados al alza en 2023, con el objetivo de acelerar la transición energética de nuestro país en un tiempo récord [6].

Los datos del informe han puesto de manifiesto que la energía solar FV en España atraviesa su momento más álgido, siendo la tecnología protagonista en la aceleración de la transición energética, la descarbonización y la reindustralización de nuestro país. Sin embargo, aún hay desafíos que todavía tiene que abordar el sector fotovoltaico español para seguir batiendo récords como hasta ahora. Algunos de ellos son los cuellos de botella administrativos, gestión eficiente de las redes, sistema adecuado de fijación de precios, seguridad en la cadena de suministros o el impulso del almacenamiento.

2.3 FUNDAMENTOS ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para conseguir llevar a cabo la transformación de la luz solar en energía eléctrica se requiere de un dispositivo que lleve a cabo esa función. Dicho dispositivo se conoce como célula o panel fotovoltaico. El funcionamiento de una célula FV se basa en el efecto fotoeléctrico, el cual explica el hecho de que ciertos materiales sean capaces de generar corriente eléctrica cuando reciben una radiación electromagnética de unas características determinadas.

Las células FV están hechas de materiales semiconductores, como el silicio, que son materiales capaces de conducir corriente eléctrica, pero cuya conductividad depende de un parámetro externo como la temperatura. En este tipo de materiales, las cargas en las bandas de valencia y conducción se encuentran separadas por una banda de energía denominada banda prohibida, ya que en ella no hay ninguna carga eléctrica que tenga la energía correspondiente. Para que una célula FV pueda generar electricidad se deben de cumplir tres condiciones.

- Se ha de poder modificar el número de cargas positivas y negativas. Para que esto se cumpla, se debe añadir a un semiconductor puro unas pequeñas dosis de átomos dopantes que son capaces de ceder o aceptar electrones. Para esto hay que emplear una base de Si y generar una parte p y otra n y así poder formar una unión PN. Las partes p y n se comportan de manera diferente en cuanto a la cesión o aceptación de electrones debido a los átomos dopantes que se añaden. La parte p se genera incluyendo átomos dopantes (por ejemplo, boro) con menos electrones en la capa de valencia, por lo tanto, quedará un enlace incompleto creando "huecos". La parte n se genera añadiendo átomos dopantes (por ejemplo, fósforo) con más electrones en la capa de valencia, aportando electrones adicionales. Al unirse las partes p y n, los mayoritarios de cada parte, huecos y electrones respectivamente, tienden a dirigirse a sus zonas "opuestas". Es decir, la parte n cede electrones a la parte p que es la que los acepta.
- 2. Se han de poder crear cargas que permitan la aparición de una corriente. Para lograr esto, se ha de exponer la célula FV a una radiación luminosa para aprovechar la energía de los fotones. Si la energía es la adecuada, el fotón cede energía a un electrón de la banda de valencia y lo hace pasar a la banda de conducción, saltando la banda prohibida. Debido a esto, en la banda de valencia aparece un hueco (de carga positiva).

3. Es preciso que se establezca una diferencia de potencial o campo eléctrico. Esta condición se cumple uniendo dos semiconductores que contienen una densidad de cargas positivas o negativas diferente. La existencia de estas cargas positivas y negativas origina de manera natural un campo eléctrico entra las dos regiones de la unión. Cuando la célula FV recibe los fotones de una radiación luminosa, las cargas negativas y positivas creadas se separan a causa del campo eléctrico y, si entonces se cierra un circuito entre los dos materiales que forman la unión, aparece una corriente eléctrica.[7]

La eficiencia de una célula/módulo solar FV, relacionada directamente con los procesos que se acaban de mencionar, es un parámetro crucial, ya que es una de las principales formas de evaluar el rendimiento de los dispositivos fotovoltaicos. Expresada en porcentaje, la eficiencia indica la fracción de la energía solar incidente que se convierte en electricidad y dependerá, sobre todo, de la calidad del material semiconductor, ya que diferentes materiales tienen diferentes anchos de banda prohibida, por lo que afecta su capacidad para absorber fotones y generar electrones. También depende fuertemente de la irradiación y de la temperatura de la célula. Al aumentar la temperatura el rendimiento de la célula disminuye, con lo que las células trabajan mejor a baja temperatura.

2.4 ESTRUCTURA MÓDULO FV

Un panel o módulo FV está formado por la interconexión (en serie y paralelo) de células FV. Una célula FV es básicamente una unión PN, aunque posee componentes que contribuyen a su funcionamiento y eficiencia. Los componentes esenciales de una célula FV son los siguientes:

- 1. Capa de Vidrio. Mediante la capa de vidrio el laminado de las células está protegido adecuadamente. Es esencial que el vidrio mantenga sus propiedades ópticas a lo largo del tiempo ya que la pérdida de transparencia debido a la degradación puede reducir la eficiencia de la célula.
- Capa anti-reflectante (ARC). La capa ARC es capaz de maximizar la absorción de fotones. Aplicando capas delgadas en la superficie de las células se minimiza la reflexión de la luz, aumentando así la cantidad de fotones que penetran en el semiconductor.
- 3. Contactos metálicos. Los contactos metálicos frontales y posteriores permiten la conducción de la corriente hacia los dispositivos o la red eléctrica.
- 4. Oblea de silicio. La oblea de silicio se encuentra en el centro de la célula FV. Está formada por la capa de silicio tipo p (donde se encuentran los "huecos") y por la capa de silicio tipo n (donde se encuentran los electrones adicionales). En la oblea es donde se produce la separación de cargas al absorber la luz solar, generando electrones y huecos que crean la corriente eléctrica.
- 5. Texturizado de la superficie. La función principal del texturizado es aumentar la absorción de fotones. La superficie frontal de las células FV puede estar texturizada con patrones piramidales para reducir la reflexión de la luz y aumentar la probabilidad de que los fotones sean absorbidos.

6. Campo superficial posterior (BSF). El BSF es una región diseñada para mejorar la eficiencia de la célula FV minimizando los efectos negativos de la recombinación de portadores. Para ello, se trata de generar una región con un mayor dopado en la parte posterior de la célula, de tal manera que entre las regiones con mayor y menor dopado se genere una unión pn y su barre de potencial asociada. Este campo eléctrico evita el flujo de los portadores minoritarios (en este caso electrones) a la superficie posterior de la célula.

En los últimos años, están ganando relevancia en el sector fotovoltaico las células PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). La innovación principal de estas células es la incorporación de una capa de pasivación dieléctrica en la parte posterior. Esta capa ayuda a disminuir aún más la recombinación de electrones, mejorando así la eficiencia al permitir un flujo más estable de los electrones dentro de la célula. Otra ventaja que tiene es que refleja los fotones que atraviesan la célula sin ser absorbidos, dándoles otra oportunidad para ser captados (similar al efecto del texturizado), y además, reduce el calentamiento de la célula, ya que puede absorber ciertas longitudes de onda que no son absorbidas por la unión pn, evitando el aumento de la temperatura que podría perjudicar el rendimiento de la célula.

2.5 TECNOLOGÍAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Hoy en día existen diversas tecnologías de células FV, refiriéndonos a tecnologías como las diferentes arquitecturas que se han propuesto para usar los diferentes laminados FV y poder alcanzar las mayores eficiencias posibles. Dentro del mercado fotovoltaico, existen tres tipos de células que destacan entre todas debido a su uso abundante. Se trata de las células del tipo monocristalino, policristalino y silicio amorfo, las cuales parten como base del silicio.

Las células FV del tipo monocristalino, como hemos comentado, están hechas de silicio, el material más abundante en la corteza terrestre. Actualmente, este tipo de panel es el más común en la fabricación de células solares, aunque es complicado de producir y se busca reemplazarlo para poder reducir costos. El proceso de fabricación sigue estos pasos: primero, se purifica el silicio, luego se funde y se cristaliza en lingotes redondos. Después, los lingotes se cortan en finas obleas para formar células individuales, eliminando los extremos redondeados para aprovechar mejor la superficie. El método más común para fabricar silicio monocristalino es el método "*Czochralsk*i" (CZ). En este proceso, una semilla de silicio monocristalino toca la superficie del silicio fundido en un crisol y a medida que la semilla se extrae lentamente, el silicio fundido se solidifica siguiendo la estructura de la semilla, siguiendo así una estructura monocristalina. Este tipo de células suelen tener un color uniforme (generalmente azul o negro) y alcanzan un rendimiento del 19,1% en el laboratorio y entre un 10% y un 13% en producción.

Las células FV del tipo policristalino se fabrican con silicio menos puro, lo que las hace más económicas que las células del tipo monocristalino. Sin embargo, esto resulta en un rendimiento inferior en comparación con la tecnología monocristalina. Los fabricantes de estas células sostienen que la reducción de costos compensa la menor eficiencia. En términos de apariencia, las células policristalinas tienen zonas de diferentes colores, a diferencia del color uniforme de las células monocristalinas. En laboratorio, las células policristalinas alcanzan un rendimiento del 18%, mientras que, en producción, su eficiencia se sitúa entre el 10 y el 12%. [8]

En cuanto a las células de silicio amorfo, se distinguen de las anteriores por la ausencia de una estructura cristalina. El silicio amorfo se compone de varias capas de silicio

depositadas al vacío sobre sustratos como cristal, plástico o metal, facilitando que estos paneles se adapten a cualquier superficie permitiendo así una mejor integración arquitectónica. Normalmente, se forma una célula continua que cubre todo el módulo, ya que se pueden fabricar en diversos tamaños. Sin embargo, esta tecnología presenta una notable disminución en la eficiencia tras una exposición prolongada a la luz solar. Además, se ha observado una degradación en las primeras 100 horas de funcionamiento, hasta que la producción de corriente se estabiliza y se mantiene prácticamente constante después de ese periodo. Es importante señalar que esta tecnología es muy resistente a factores externos como la lluvia, la humedad, la temperatura y la corrosión, por lo que demuestra un buen comportamiento en condiciones adversas.

Es importante mencionar también dos tipos de tecnologías nuevas que están ganando cierta relevancia los últimos años. Se trata de las tecnologías PERC y bifacial. La tecnología PERC, como se ha comentado anteriormente, permite incrementar la eficiencia de módulos de silicio monocristalino y policristalino, mejorando la absorción y la irradiación, colocando una capa adicional en la parte trasera del panel solar con el fin de reflejar de nuevo hacia el material semiconductor la luz no absorbida inicialmente y que ha atravesado la célula llegando hasta la parte trasera del panel. Este tipo de células puede llegar a eficiencias medias por encima del 22,5%. [Jesús]

En cuanto a la tecnología bifacial, parece una tecnología con altas probabilidades de sustituir a los paneles convencionales de silicio cristalino. Las células bifaciales están formadas por células monocristalinas o policristalinas y son capaces de captar radiación por las caras frontal y posterior de la célula, aumentando así el rendimiento global del panel y la generación final. En esta célula no existe una capa opaca en la parte posterior, permitiendo así la captura de la luz solar por ambas caras. Se estima que el uso de módulos bifaciales pueda ofrecer entre un 10 y un 20% más de energía que los módulos convencionales, alcanzando rangos de entre el 30 y 40%.

3 ELEMENTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Existen diversos sistemas fotovoltaicos, que se diferencian por el beneficiario de la generación de la energía eléctrica, y, por lo tanto, los elementos usados en diferentes sistemas con diferente objetivo no tienen por qué ser exactamente los mismos. Los principales sistemas solares fotovoltaicos son los sistemas aislados, los conectados a red y los híbridos. Para conocer los diferentes elementos que se utilizan en un sistema debemos conocer como son este tipo de sistemas de manera individual.

3.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

El sistema fotovoltaico aislado, también conocido como sistema fotovoltaico autónomo o sistema "off grid", es un tipo de instalación solar que no está conectado a la red eléctrica pública. Estos sistemas están diseñados para generar y almacenar energía de manera independiente. Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

Es un sistema que puede precisar de sistemas de acumulación de energía, puesto que los paneles sólo producen energía en las horas de Sol y la energía puede necesitarse durante las 24 horas del día. Durante esas horas de luz solar, hay que producir más energía de la que se consume en tiempo real para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando. Esa cantidad de energía que se necesita acumular se calcula en función de las condiciones climáticas de la zona y el consumo de electricidad. También existen sistemas fotovoltaicos aislados que no precisan de uso de baterías, aunque son menos comunes. [8]



Figura 3: Sistema de generación solar fotovoltaico aislado. Fuente: ResearchGate.

Los sistemas fotovoltaicos aislados están formados típicamente por módulos fotovoltaicos, reguladores/controladores de carga (o inversores híbridos), baterías de acumulación y un inversor.

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua DC (a la salida del módulo FV) a corriente alterna AC proporcionando así, la corriente eléctrica necesaria. Un inversor debe tener una alta eficiencia, para asegurar que la mayor parte de la energía generada por los paneles solares se convierta en electricidad utilizable. Una funcionalidad importante del inversor es la del seguimiento del punto de máxima

potencia (MPPT). Esta funcionalidad es un algoritmo integrado en los inversores que se ajusta constantemente con la carga eléctrica que los paneles solares ven para asegurarse de que están operando en MPP (punto de operación donde pueden generar la máxima cantidad de energía eléctrica).

En cuanto al regulador, es el dispositivo encargado de evitar sobrecargas y descargas que puedan afectar a la batería de acumulación causándola daños importantes. Se encarga también de utilizar la energía generada por los paneles para cargar las baterías. Recientemente los reguladores de carga están siendo sustituidos por inversores híbridos, capaces de gestionar no solo el generador fotovoltaico y las cargas del sistema, sino también el subsistema de acumulación (baterías).

En este tipo de sistemas, pero para pequeñas instalaciones, están ganando cierta relevancia los microinversores y los optimizadores. Un microinversor básicamente está diseñado para gestionar un único módulo FV (o 2 en algunos casos). Los optimizadores intentan paliar el efecto negativo que ciertas situaciones como el sombreado puntual de un panel en una cadena o la necesidad de instalar paneles con inclinaciones u orientaciones no idénticas pueden tener. Esto afectaría al rendimiento total de la instalación.

3.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

Un sistema fotovoltaico conectado a red, conocido también como sistema "*on grid*" es un sistema que está conectado a la red eléctrica y que depende de las compañías eléctricas convencionales. La electricidad que generan las células FV es entregada al sistema que deseamos abastecer (ya sea una vivienda o una infraestructura empresarial). Si la demanda energética de ese sistema ha sido abastecida completamente, el exceso de energía generado por las células FV se puede inyectar en la red eléctrica. Del mismo modo, si la generación de energía de las células FV es insuficiente para cubrir la demanda del sistema, se puede suministrar electricidad de la red para poder compensar la diferencia.



Figura 4: Sistema de generación solar fotovoltaica conectado a la red. Fuente: ilumin.

Los sistemas conectados a red están formados por módulos FV, un inversor y un medidor de energía. Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (MPPT) y tiene justamente la función de adaptar las características de

producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga. El medidor de energía, o contador, mide la cantidad de energía que se consume de la red y la cantidad de energía que se inyecta a la red desde el sistema fotovoltaico.

3.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO

Los sistemas fotovoltaicos híbridos se distinguen por combinar la energía generada por los paneles FV con otras fuentes de energía como por ejemplo la eólica, generadores diésel, pequeñas centrales hidroeléctricas y otras fuentes de energía. De esta manera, pueden cubrir una parte de la demanda energética aprovechando los recursos renovables de la zona. El principal desafío de estos sistemas es lograr un diseño óptimo, ya que es complicado debido a la variabilidad de la energía solar, la demanda de carga fluctuante, y las características no lineales de algunos componentes. Por ejemplo, en instalaciones aisladas con altos consumos energéticos, se utilizan sistemas FV-diésel, que combinan energía solar FV con un generador diésel. En estos casos, el generador diésel proporciona la alta potencia eléctrica necesaria ya que depender únicamente de paneles FV requeriría un número excesivo de paneles y baterías.

4 DIMENSIONAMIENTO

El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico es un proceso crucial que asegura que el sistema sea capaz de satisfacer la demanda energética de una manera eficiente y económica. Este proceso implica determinar el tamaño y la configuración óptima de los componentes del sistema, como son los módulos FV, los inversores o el sistema de almacenamiento (baterías), para maximizar la producción de energía y minimizar costes. Para poder realizar correctamente el dimensionamiento de un sistema es necesario conocer los datos de radiación solar para el emplazamiento, el ángulo de inclinación y la orientación del generador FV y las pérdidas por inclinación-orientación y sombreado.

Para poder conocer los datos de radiación solar, lo habitual es recurrir a algún programa o alguna base de datos meteorológica que nos ofrezca los valores de irradiación o irradiación, que son la manera en que se expresan los datos de la radiación del Sol. La irradiancia es lo equivalente a la potencia asociada a la radiación solar (expresada en W/m^2) y la irradiación es lo equivalente a la energía asociada a la radiación solar (expresada en Wh/m^2). Asociado a la irradiación, un parámetro clave en el cálculo del dimensionamiento es el concepto de Hora Solar Pico (HSP). Las HSPs son las horas durante las cuáles se tiene una radiación equivalente a la "real" pero generado por un Sol ficticio que emite sólo a 0 o a 1000 Wh/m^2 . Por lo tanto, si tenemos los datos de la radiación solar podemos calcular la energía total asociada. Mediante el uso de un programa como es PVGIS, por ejemplo, podemos conocer los datos de radiación solar y obtener así el sumatorio de la irradiación que al dividirlo por 1000 Wh/m^2 obtenemos las HSP. Una vez estimadas las HSP, para conocer el cálculo de la generación de una instalación FV, solo es necesario multiplicar la potencia pico por las HSP, siendo la potencia pico la potencia máxima que el sistema FV puede entregar en condiciones óptimas [9].

Una vez conocido el dato de la generación de la instalación fotovoltaica, es necesario saber el ángulo de inclinación y orientación de los módulos FV. La orientación óptima de los módulos solares debe ser en oposición al hemisferio en el que se encuentre el emplazamiento para poder captar la máxima luz solar. Así pues, un emplazamiento en España siempre elegirá la orientación sur, salvo algunos casos como instalaciones FV residenciales donde es preferible tener orientaciones este oeste para obtener una curva de generación más plana que se adapte mejor a la demanda. También se pueden encontrar grandes plantas con seguidores Este/Oeste. En cuanto a la inclinación, los módulos solares deben de tener una determinada inclinación para conseguir que la radiación solar sea lo más perpendicular posible a la superficie del módulo y así conseguir que la energía y radiación capturada sean máximas. El ángulo de inclinación óptimo para los módulos solares se puede estimar en función de la latitud del emplazamiento siguiendo la siguiente expresión,

$$\beta opt = 3.7 + 0.69\varphi$$
 (4.1)

donde φ es la latitud del emplazamiento de la instalación. También se puede saber el ángulo de inclinación óptimo anual que maximiza la generación de energía durante todo el año para instalaciones aisladas en España. Según el informe publicado por la IDAE "Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red", basta con restar 10° a la latitud del emplazamiento para conocer el ángulo óptimo anual. Del mismo modo, podemos conocer el ángulo óptimo de inclinación para invierno y verano. En el caso de verano, se restarían 20° a la latitud del emplazamiento y en caso de invierno, tendrían que sumar 10° [10].

Período de diseño	$m{eta}_{ m opt}$	$K = \frac{G_{\rm dm} (\alpha = 0, \beta_{\rm opt})}{G_{\rm dm}(0)}$
Diciembre	\$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	\$	1,15

Figura 5: Calculo del ángulo de inclinación óptimo en función de la latitud [10].

La orientación ($\alpha = 0$) e inclinación óptima (βopt) se calcularán siguiendo la tabla de la figura 4.1. Por lo tanto, el diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el periodo de diseño. Sin embargo, no siempre será posible orientar e inclinar el generador de manera óptima, ya que pueden influir factores como la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Por lo tanto, tejados de viviendas, salvo alguna excepción, no se suele otorgar a los paneles una inclinación diferente a la propia del tejado (salvo que este sea horizontal).

El sombreado es una de las principales causas de disminución de la generación en los sistemas fotovoltaicos, por lo tanto, es necesario evitar este fenómeno lo máximo posible. Cualquier fuente potencial de sombra, como árboles, edificios cercanos o chimeneas. puede reducir la producción de energía del panel. Esto se debe a que los paneles están formados por celdas conectadas en serie y paralelo, y una celda sombreada puede actuar como una resistencia que reduce la corriente generada por todo el panel. Existen más tipos de pérdidas, además de las pérdidas por sombreado, orientación e inclinación. Algunas de ellas son las pérdidas por temperatura, las pérdidas por dispersión de parámetros y las pérdidas asociadas al seguimiento del punto de máxima potencia MPP.

Una vez conocida la forma de orientar e inclinar el panel FV y la importancia del sombreado, podemos empezar con los cálculos del dimensionamiento, empezando por un sistema conectado a red.

El primer paso es seleccionar la tecnología FV para seleccionar un modelo determinado de módulo y así conocer sus características necesarias, como la potencia pico, las dimensiones, la tensión en circuito abierto (V_{oc}) la corriente de cortocircuito (I_{sc}) o los coeficientes de tensión, intensidad y potencia (entre otros). Sabiendo las dimensiones del tejado y las dimensiones del módulo FV podemos calcular el número de módulos que pueden entrar en un tejado. Calcularemos si entran más módulos de manera horizontal (apaisado) o de manera vertical.

• De manera horizontal

$$num_paneles_largo = \frac{Longitud Tejado (m)}{Longitud Módulo (m)}$$
(4.2)

$$num_paneles_ancho = \frac{Anchura Tejado (m)}{Anchura Módulo (m)}$$
(4.3)

 $maximo_paneles_apaisados = num_paneles_largo x num_paneles_ancho$ (4.4)

• De manera vertical

$$num_paneles_largo = \frac{Longitud Tejado (m)}{Anchura Módulo (m)}$$
(4.5)

$$num_paneles_ancho = \frac{Anchura Tejado (m)}{Longitud Módulo (m)}$$
(4.6)

$$maximo_paneles_vertical = num_paneles_largo \cdot num_paneles_ancho$$
 (4.7)

La configuración óptima para elegir sería la que más paneles permitiera colocar en el tejado.

Una vez se ha calculado de qué manera colocar los paneles en el tejado, se ha de calcular los rangos de tensión de los módulos. Empleando los coeficientes de temperatura que nos proporciona el fabricante se calcularán las variaciones sobre la tensión nominal que sufrirán los módulos, ya que la temperatura afecta al rendimiento, como ya sabemos, y en especial a su tensión de salida. En España se recomienda trabajar con un rango de temperaturas de célula de entre -10 y 70°C (con variaciones de -35 y +45°C).

Calculamos el rango de tensiones para V_{OC} y $V_{MPP'}$.

$$V_{OC} (-10^{\circ}C) = V_{OC} (STC) + (-35^{\circ}C) \cdot TK (V_{OC})$$
(4.7)

$$V_{OC} (70^{\circ}C) = V_{OC} (STC) + (45^{\circ}C) \cdot TK (V_{OC})$$
(4.8)

$$V_{MPP} (-10^{\circ}C) = V_{MPP} (STC) + (-35^{\circ}C) \cdot TK (V_{OC})$$
(4.9)

$$V_{MPP}(70^{\circ}C) = V_{MPP}(STC) + (45^{\circ}C) \cdot TK(V_{OC})$$
(4.10)

Donde TK (V_{OC}) es el coeficiente de tensión (en mV / K).

Una vez conocidos los rangos de tensiones toca dimensionar el inversor elegido en potencia, tensión y corriente. La selección de un inversor para una cadena FV se suele realizar atendiendo a la potencia. Para ello se emplea el sizing ratio (SR_{AC}), definido como:

$$SR_{AC} = \frac{P_{STC}}{P_{INV-AC'}} \tag{4.11}$$

Donde P_{STC} es la potencia nominal del generador FV y P_{INV-AC} , la potencia nominal de salida del inversor. Un valor óptimo que se recomienda usar de SR_{AC} es de 1,1. Por lo tanto, se puede calcular así la potencia del inversor, ya que la potencia del generador la

calcularíamos multiplicando la potencia de un solo panel por los n paneles que hemos colocado en el tejado. Los inversores tienen una tensión máxima y mínima de entrada, por lo tanto, las tensiones generadas por la cadena de módulos asociada al inversor deben de mantener siempre ese rango, teniendo en cuenta las variaciones de tensión a la salida de los módulos generadas por temperatura. Se calcularán el número máximo de paneles conectados en serie a una de las entradas del inversor, en función de la tensión máxima global del inversor y la tensión en circuito abierto de los paneles y se calculará el número mínimo de paneles en serie teniendo en cuenta la tensión mínima para el punto de máxima potencia del inversor y el valor de V_{MPP} , de los módulos.

$$n_{max} = \frac{V_{INV-MAX}}{V_{OC}(-10^{\circ}C)}$$
(4.12)

$$n_{min} = \frac{V_{INV-MPP-MIN}}{V_{MPP}(70^{\circ}C)}$$
(4.13)

Por lo tanto, conociendo el número mínimo y máximo de paneles que se pueden colocar en serie, se puede saber cuántas cadenas, sabiendo el número de n paneles que entran en el tejado, se pueden formar.

Es necesario también verificar que con las cadenas en serie seleccionadas se respeten las limitaciones en corriente del inversor. La corriente máxima del módulo FV es la de cortocircuito (I_{SC}) y, sabiendo el número de cadenas que tenemos podemos calcular que se cumple la limitación en corriente.

$$n_{cadenas} \cdot I_{SC} \leq I_{INV}$$
 (4.14)

Para el dimensionamiento de una instalación FV aislada se debe realizar además un análisis de la demanda energética y un dimensionamiento de las baterías (entre otros). Lo primero de todo es realizar el inventario de la demanda energética, para conocer la potencia necesaria y los watios hora de consumo. Una vez se conoce la energía requerida por la instalación, se debe realizar el dimensionamiento del generador FV. Para ello, utilizando un programa como PVGIS, se debe obtener la irradiación expresada como HSP (como se comentó al principio del capítulo) y la eficiencia global del sistema FV, que dependerá de las eficiencias individuales de cada componente del sistema. Con estos datos conocidos, se puede estimar la potencia necesaria del generador FV de la siguiente manera:

$$P_{PV} = \frac{E}{G \cdot \eta_{SYS}} \tag{4.15}$$

Para dimensionar la capacidad de las baterías se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$Q = \frac{E \cdot A}{V \cdot T \cdot \eta_{INV} \cdot \eta_{CABLE}}$$
(4.16)

Donde E es la energía requerida por la instalación, A la autonomía de la batería (expresada en días), V la tensión de trabajo y T la profundidad de descarga. Los otros dos valores son la eficiencia del inversor y la eficiencia del cable. Siguiendo la ecuación, conoceremos la capacidad de la batería en Ah (amperios hora). Sabiendo la potencia requerida del generador FV y la tensión de trabajo de la batería se puede elegir el

módulo que cumpla con los requerimientos. Una vez elegido el módulo, calculamos la corriente del generador, sabiendo cuantas cadenas en paralelo vamos a tener. Como hemos visto anteriormente, los inversores híbridos, hoy en día, se usan más que los reguladores. Por lo tanto, el último componente del sistema que se debe elegir es el inversor híbrido, asegurándose de que cumpla con los requerimientos del sistema, como la potencia nominal y la capacidad de soportar las corrientes tanto del generador FV como de las baterías.

5 DESARROLLO DE LA APLICACIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

La aplicación *DimSolApp* es una aplicación de software diseñada para proporcionar las herramientas necesarias para facilitar la evaluación y el diseño de sistemas FV. Su objetivo es ayudar a los usuarios a calcular el rendimiento de paneles solares, seleccionar un inversor adecuado, y comparar los costos y beneficios ambientales asociados con la generación de energía solar e incluso opcionalmente con el uso de un coche eléctrico.

Sus características principales son las siguientes:

- 1. Evaluación del sistema FV:
 - Cálculo de rendimiento de paneles solares. Permite seleccionar varios paneles solares para calcular la energía potencial generada en diferentes condiciones.
 - Selección del inversor solar. La aplicación asiste en la elección del inversor adecuado en función de la potencia generada y las especificaciones eléctricas de los paneles solares.
- 2. Análisis económico y ambiental:
 - Cálculo de costos y ahorros. Determina el costo total del sistema FV, incluyendo paneles e inversores, así como el ahorro anual y el retorno de inversión. También incluye una comparación de costos y ahorro en combustible para vehículos eléctricos, introducidos en el sistema, frente a los tradicionales (diésel o gasolina).
 - Estimación de Emisiones de CO₂. Calcula las emisiones de CO₂ evitadas al utilizar la energía solar en lugar de combustibles fósiles y compara el impacto ambiental de vehículos eléctricos con los de gasolina y diésel.
- 3. Visualización de datos:
 - Gráficas e informes. Proporciona gráficos de irradiación solar mensual y potencia generada, así como informes detallados sobre la viabilidad del sistema y su impacto económico y ambiental.

La aplicación ha sido desarrollada empleando el lenguaje de programación C# y utilizando el framework .NET para Windows Forms, lo que garantiza una interfaz de usuario intuitiva [12]. *DimSolApp* está dirigida a usuarios interesados en el diseño y evaluación de sistemas FV (incluyendo a estudiantes que quieran realizar algún ejercicio de dimensionamiento solar y quieran comparar resultados), brindando herramientas para toma de decisiones informada en términos de rendimiento, costo y sostenibilidad ambiental.

5.2 ARQUITECTURA

La arquitectura de la aplicación se basa en un diseño modular que facilita la separación de funcionalidades y el mantenimiento. La aplicación está estructurada en diferentes componentes, cada uno encargado de una funcionalidad específica.

La aplicación sigue una arquitectura basada en el patrón de diseño Modelo-Vista-Controlador (MVC) adaptado a aplicaciones Windows Forms [13]. Esto es que la aplicación está dividida en tres componentes principales.

- Modelo: Representa los datos y la lógica de negocio de la aplicación.
- Vista: Es la interfaz de usuario que muestra los datos y la que permite la interacción con el usuario.
- Controlador: Maneja la lógica de control que responde a las acciones del usuario y actualiza el modelo y la vista.

En la aplicación los modelos principales son "*PanelSolar*" e "*InversorSolar*". Ambos almacenan información sobre propiedades técnicas y económicas de los paneles e inversores solares respectivamente.

Las vistas son las ventanas de la aplicación que permiten a los usuarios interactuar con el sistema. Cada formulario, "*Form*", en la aplicación actúa como una vista. En total hay 8 "*Forms*". Los controladores son los responsables de la lógica de la aplicación ya que gestionan la interacción entre el modelo y la vista. En la aplicación, los controladores están implementados dentro de cada formulario a través de los eventos disponibles. Algunos de ellos son los eventos de botón "*buttonN_Click*" (donde N = 1,2,3,4...), eventos que realizan algún tipo de acción como pasar de un formulario a otro o abrir PDF's.

5.3 FUNCIONALIDADES

La aplicación ofrece múltiples funcionalidades que se tratarán de manera individual para que se entiendan de manera correcta.

1. Selección de Paneles

DimSolApp está diseñada para ayudar a los usuarios a seleccionar los componentes más adecuados para sus sistemas FV. La primera funcionalidad que ofrece la aplicación es la capacidad de elegir paneles solares entre diferentes opciones y visualizar sus especificaciones técnicas detalladas (datasheet) a través de hojas de datos en formato PDF. La selección de paneles se realiza a través de un formulario específico de la aplicación, llamado "Form2". El usuario puede actualmente elegir 3 opciones de paneles solares donde encuentra dos tecnologías.

- Panel monocristalino: conocido por su alta eficiencia y durabilidad, ideal para instalaciones donde el espacio es limitado y se necesita maximizar la producción de energía.
- Panel policristalino: aunque algo menos eficiente que el monocristalino, es generalmente más económico y puede ser adecuado para instalaciones donde el coste inicial es una consideración importante.

Cada tipo de panel solar tiene su conjunto de propiedades técnicas definidas en la aplicación. Estas propiedades incluyen dimensiones físicas (longitud y anchura), características eléctricas, como la tensión de circuito abierto, corriente de corto circuito, potencia pico, eficiencia, coeficientes de temperatura y precio. Estos datos están encapsulados en objetos de tipo "*PanelSolar*", definidos en el código de la aplicación. Antes de que el usuario elija un tipo de panel solar, tiene la opción de visualizar la hoja de datos correspondiente para ese panel. Las hojas de datos son documentos en formato PDF. La funcionalidad para abrir y visualizar estos documentos PDF están implementadas en los métodos de manejo de eventos de botones (dentro del "*Form2*"). Cada botón está asociado con un tipo de panel específico y un archivo PDF correspondiente.

```
private void button2_Click(object sender, EventArgs e) //boton para abrir pdf(datasheet) policrsitalino
{
    string rutaPDF = Path.Combine(AppDomain.CurrentDomain.BaseDirectory, "policristalino.pdf");
    try
    {
        Process.Start(rutaPDF);
    }
    catch (Exception ex)
    {
        MessageBox.Show("No se pudo abrir el archivo pdf" + ex.Message);
    }
}
```

Figura 6: Extracto de código de Form2 que permite a los usuarios abrir un PDF (datasheet). Fuente: Elaboración propia.

El método para abrir el PDF utiliza la clase "*Process*" del espacio de nombres "*System.Diagnostics*" utilizando la aplicación predeterminada para visualizar los PDFs en el sistema operativo del usuario. La ruta del archivo PDF se construye utilizando "*Path.Combine*" para garantizar que el archivo se busque correctamente en el directorio de ejecución actual de la aplicación (*"AppDomain.CurrentDomain.BaseDirectory"*). El manejo de excepciones "*try-catch*" se ha implementado para posibles errores donde el archivo PDF no se pueda abrir o no esté disponible (por si se ha movido o eliminado). En caso de error, se mostrará un mensaje de advertencia explicando que el archivo no pudo abrirse, proporcionando el mensaje de error específico.

Una funcionalidad que tienen todos los formularios es la de navegación entre ellos mediante botones que abren nuevos formularios. En este caso, el botón de elegir el panel que el usuario quiera abre el siguiente formulario.

2. Selección del emplazamiento de la instalación en un mapa dinámico.

DimSolApp incluye una funcionalidad para seleccionar el emplazamiento geográfico del sistema FV utilizando un mapa interactivo. El rendimiento de un sistema FV depende en gran medida de su ubicación geográfica y de cómo están orientados e inclinados los paneles solares. Esta funcionalidad permite seleccionar con precisión la ubicación de la instalación, ajustar el ángulo de inclinación de los paneles y calcular la disposición óptima de los paneles solares en función del espacio disponible. Todo esto se implementa en el formulario "*Form4*". El uso del mapa interactivo es proporcionado por la biblioteca GMap.NET [14]. Esta biblioteca permite a los desarrolladores de aplicaciones .NET incorporar mapas en sus aplicaciones de Windows Forms y proporciona una amplia gama de opciones de visualización, incluyendo mapas satelitales, híbridos y de calles. En este caso, se ha optado por la elección del mapa híbrido de Google (también puede utilizarse *OpenStreetMap*, por ejemplo).

Al iniciar el "*Form4*", se llama al método "*InitializeMap()*" para configurar el mapa. Como se ha comentado antes, se utiliza el proveedor de mapas híbridos de Google, que combine imágenes satelitales con nombres de calles, proporcionando así una vista detallada para poder seleccionar el área. El mapa permite ser arrastrado con el botón izquierdo del ratón, lo que facilita al usuario explorar diferentes áreas y desactiva la visualización de la cruz central, para mejorar la visualización. Una vez que el mapa está configurado y visible, el usuario puede seleccionar el área del tejado (o emplazamiento) donde se instalarán los paneles solares. Este proceso se lleva a cabo en varios pasos.

Activación / desactivación del modo de dibujo:

Mediante un botón, el usuario puede activar el modo de dibujo haciendo clic en él. Cuando el modo de dibujo esté activado, el usuario puede hacer clic en el mapa para agregar puntos que definan en perímetro del tejado. Este botón permite activar y desactivar el modo de dibujo, su estado se alterna ("dibujoarea = !dibujoarea"). Si el modo de dibujo está activado, el evento de clic del ratón se enlaza a un manejador de eventos específico que registra los puntos seleccionados del mapa. Esta selección de puntos está limitada hasta cuatro puntos, que representarán las esquinas del tejado. Por lo tanto, se definirá un área rectangular o cuadrada típica del tejado. Durante el modo de dibujo cada clic del ratón en el mapa agrega en una lista los puntos del tejado. Al hacer clic en el mapa, las coordenadas del punto de clic se convierten de coordenadas locales a coordenadas geográficas (latitud y longitud) mediante el método "FromLocalToLatLng". Una vez que se han registrado los cuatro puntos, se utilizan para crear un objeto "GMapPolygon", el cual representa el área del tejado en el mapa. El polígono se añade a una capa de superposición ("GMapOverlay") en el mapa. Esto permite que el área del tejado sea visible y el usuario pueda comprobar la selección realizada.

Cuando se desactiva el modo de dibujo, se verifica que se hayan registrado exactamente cuatro puntos. Si se han registrado menos de cuatro puntos, se notifica al usuario y se solicita que complete la selección. En caso de que se hayan seleccionado los cuatro puntos, se notifica al usuario de que el modo de dibujo esta desactivado y en el caso de que ya haya introducido el ángulo de inclinación de los paneles solares podrá continuar a la siguiente pantalla.

Introducción del ángulo de inclinación de los paneles solares:

Para poder completar el proceso, el usuario debe introducir el ángulo de inclinación que tendrán los paneles solares. Una vez estén guardadas las coordenadas de los puntos del polígono y el usuario haya introducido el ángulo de inclinación, podrá continuar a la siguiente pantalla.

3. Cálculo de la disposición y capacidad de paneles solares.

Una vez están las coordenadas del tejado, o área en el que se desea realizar una instalación FV, seleccionado, se calcula la capacidad máxima de paneles seleccionados en dicho tejado o área. Para ello, se utiliza la fórmula de la distancia Euclidiana. Esta fórmula se utiliza cuando la curvatura de la Tierra no afecta significativamente a los resultados.

$$Distancia = \sqrt{(x^2 - x^1)^2 + (y^2 - y^1)^2}$$
(5.1)

Donde x1 e y1 son las coordenadas del primer punto y x2 e y2 son las coordenadas del segundo.

private double CalcularDistanciaEuclidiana(PointLatLng punto1, PointLatLng punto2)

```
double latPromedio = ((punto1.Lat + punto2.Lat) / 2.0) * Math.PI / 180.0; //en radianes
double k1 = 111.32 * 1000; // Conversión de grados de latitud a metros
double k2 = 40075 * 1000 / 360.0 * Math.Cos(latPromedio); // Conversión de grados de longitud a metros
double x1 = punto1.Lng * k2;
double y1 = punto1.Lat * k1;
double x2 = punto2.Lng * k2;
double y2 = punto2.Lat * k1;
double y2 = punto2.Lat * k1;
double distancia = Math.Sqrt((x2 - x1) * (x2 - x1) + (y2 - y1) * (y2 - y1)); // Fórmula de distancia entre dos puntos
return distancia;
```

Figura 7: Extracto de código. Cálculo de la distancia euclidiana. Fuente: Elaboración propia.

K1 es el factor de conversión de grados de latitud a metros. La Tierra se divide en aproximadamente 40.075 kilómetros de circunferencia en el ecuador, y como hay 360 grados en un círculo, cada grado de latitud equivale aproximadamente a 111,32 kilómetros. K2 es el factor de conversión de grados de longitud a metros. La conversión de longitud a metros varía con la latitud, por lo tanto, para conocer la distancia por grado de longitud se debe multiplicar el factor K1 por el coseno de la latitud [1.1].

La latitud promedio se utiliza para ajustar la conversión de grados de longitud a metros, para obtener una estimación más precisa de la distancia real.

Una vez tenemos las coordenadas de los puntos en metros, calculamos la distancia utilizando la fórmula de la distancia Euclidiana. Esta función se llama para cada par de puntos consecutivos en el polígono dibujado y cada llamada calcula la distancia entre ese par de puntos. Estas distancias obtenidas aparecerán en una ventana emergente, al desactivar el modo de dibujo y haber seleccionado cuatro puntos, ofreciendo al usuario la opción de comprobar las dimensiones del área que ha seleccionado. Una vez conocidos todos los lados del polígono, se hace una aproximación de su anchura y longitud, para ello se elegirá de entre todas las distancias calculadas, la mayor para la longitud y la menor para la anchura.

Siguiendo las fórmulas desde la 4.2 hasta la 4.7 que se han tratado en el Capítulo 4 de dimensionamiento, se calcula la disposición óptima y la capacidad de los paneles solares en el área seleccionada. Para ello compara los dos resultados obtenidos (forma apaisada u horizontal y forma vertical) y elige la que maximice el número de paneles.

4. Simulación del rendimiento del sistema.

La siguiente funcionalidad consiste en la estimación del rendimiento del sistema, proporcionando dos gráficas e informes de simulación y resultados. La primera gráfica tiene como objetivo visualizar la cantidad de energía que incide en un área específica a lo largo de cada mes del año. Es decir, recoge datos de la irradiación. Esta gráfica se basa en datos obtenidos a través de una API (*Application Programming Interface*) de PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*). Los datos de irradiación mensual obtenidos mediante la API se guardan en una lista y se calcula la irradiación anual sumando los valores mensuales. La gráfica de irradiación se realiza utilizando el control de gráficos "*CartesianChart*" de la biblioteca "*LiveCharts*" [15]. Esta biblioteca permite crear gráficos interactivos en aplicaciones de WindowsForms. En el eje X se crean unas etiquetas para cada mes y en el eje Y aparecen los valores de irradiación en kWh/m²

La irradiación anual del emplazamiento es de 1259,16 kWh/m².



En la siguiente gráfica se muestra la irrradiación del emplazamiento por cada mes del año.

La segunda gráfica muestra la cantidad de energía eléctrica producida por los paneles solares en cada mes del año. El objetivo de esta gráfica es permitir al usuario evaluar el rendimiento mensual del sistema FV, proporcionando una visión clara de cómo varía la producción de energía a lo largo del año, además de proporcionar el dato de la energía total generada a lo largo del año, la disposición y capacidad de los paneles solares (calculada anteriormente). La potencia total de los paneles solares se calcula multiplicando la potencia pico del panel elegido por el número de paneles (capacidad) de la instalación. Una vez tenemos esa potencia total, necesitamos conocer las HSP para poder obtener la energía generada anual y mensualmente. Para ello se divide la irradiación dada por PVGIS entre 1000 W/m^2 . Como de PVGIS se obtiene la irradiación en kWh/m^2 , el valor de las HSP es el mismo que la irradiación, pero en horas. Por lo tanto, en el código de la aplicación no aparece este cálculo. Con las HSP obtenidas, multiplicamos su valor por la potencia total de la instalación, obteniendo así el valor de la energía generada en kWh.

Esta funcionalidad incluye el cálculo de los rangos de tensiones de los módulos, basados en las fórmulas del Capítulo 4 (Dimensionamiento) de la 4.7 a la 4.10 y un informe detallado sobre el inversor adecuado para el sistema y la configuración óptima de paneles en serie y en paralelo. Se define una estructura de datos (Dictionary) para almacenar los inversores disponibles, cada uno con diferentes características. Inicialmente se han elegido cuatro inversores distintos para cuatro escenarios diferentes. El primero de ellos es un inversor residencial "pequeño" de 6kW de potencia. El segundo un inversor residencial algo más grande, de 15kW de potencia. El tercero tiene 50kW de potencia y está pensado para cubiertas comerciales (autoconsumo industrial). El último, es un inversor adecuado para plantas solares FV o instalaciones similares, ya que tiene una potencia de 100kW. Para poder determinar qué inversor se debe utilizar se calcula la potencia necesaria de éste. Siguiendo la fórmula 4.11 del Capítulo 4 (Dimensionamiento), se divide la potencia total de los paneles entre 1,1. El factor 1,1 se usa para agregar un margen de 10% para pérdidas y variaciones. Según el valor obtenido, se recorre la estructura de almacenamiento de datos de inversores y se selecciona aquel cuyo límite de potencia sea mayor o igual a la potencia requerida.

Figura 8: Gráfico irradiación mensual en la aplicación. Fuente: Elaboración Propia.

Así se garantiza que el inversor pueda manejar de manera adecuada la potencia generada por el sistema. Utilizando las fórmulas 4.13 y 4.14 vistas en el Capítulo 4 (Dimensionamiento), se determina el número de paneles que se pueden conectar en serie. El número máximo se basa en el voltaje de entrada máximo del inversor y el voltaje de circuito abierto (para la temperatura de célula mínima considerada) de los paneles, y el número mínimo se basa en el voltaje de entrada mínimo del inversor y el voltaje en el punto de máxima potencia (para la temperatura de célula máxima considerada) de los paneles. El valor del número de paneles en serie se ajusta comprobando si la configuración es válida en función de la limitación de corriente máxima del inversor y el número óptimo de entradas que el inversor puede manejar. La corriente máxima de entrada del inversor define cuánta corriente puede manejar el inversor sin sobrecargarse, por lo tanto, la corriente total generada por las cadenas en paralelo no debe exceder ese límite. El inversor tiene un número limitado de entradas y de controladores MPPT (pueden coincidir o no), siendo el número de entradas el número máximo de cadenas que pueden ser conectadas a la entrada del inversor. Además, los fabricantes suelen indicar la corriente máxima por entrada y por agrupación de entradas controladas por un mismo MPPT. Por lo tanto, el número máximo de cadenas que pueden conectarse a la entrada del inversor atendiendo al dimensionamiento en corriente se determina utilizando el valor más restrictivo de esos dos factores (corriente máxima por entrada o corriente máxima por MPPT).

Una vez se tiene calculado el número de paneles en serie y las cadenas en paralelo, se vuelve a calcular de nuevo la energía generada anual. La razón del nuevo cálculo es sobre todo para instalaciones más grandes que las residenciales. Por ejemplo, si la capacidad de paneles en el área que se ha seleccionado es 35 y, según el inversor seleccionado podemos hacer tres cadenas de paneles en paralelo, lo correcto sería seleccionar 11 paneles en serie de tres cadenas, por lo tanto, tendríamos 33 paneles y darían una energía menor.

5. Evaluación económica y ambiental

Esta funcionalidad es fundamental en la aplicación para poder analizar tanto los costos involucrados en un proyecto de energía solar FV como su impacto ambiental particularmente en términos de emisiones de CO₂.

La evaluación económica se centra en determinar los costos asociados a la instalación para poder entender la viabilidad económica del proyecto y poder calcular el retorno de inversión (ROI) a lo largo del tiempo, además de calcular el ahorro anual. La aplicación calcula en función del número de paneles total y el tipo de panel elegido el precio de estos, sumado al precio del inversor que automáticamente se elige, se obtiene así el precio total de la instalación (a falta de introducir más costos como serían las protecciones, cableado, instalación...)

Una vez se ha calculado la estimación del precio total del sistema, se calcula el ROI y el ahorro anual. Para calcular el ahorro anual, el usuario debe introducir el coste del kWh. Al multiplicar ese coste por la generación anual del sistema se obtiene el ahorro anual. El ROI (medido en años) se obtiene dividiendo el precio total entre el ahorro anual. La aplicación incluye también, por separado, el precio total del sistema introduciendo el precio medio de un vehículo eléctrico, establecido actualmente en unos 25.000€. Comparando la utilización de un vehículo eléctrico y un vehículo de combustión, la aplicación, finalmente, muestra el precio del combustible anual de un vehículo de gasolina o diésel frente al precio del kWh anual de un vehículo eléctrico, mostrando el porcentaje de ahorro de la utilización del vehículo eléctrico.

La evaluación ambiental se enfoca en medir el impacto ambiental del sistema FV en términos de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas. Este análisis es crucial para entender los beneficios ambientales de la energía solar y para cuantificar cómo la

adopción de sistemas FV puede contribuir a la reducción de la huella de carbono. Para llevar a cabo esta evaluación, la aplicación calcula las emisiones de CO₂ evitadas por la generación de energía solar e introduce la comparación de las emisiones de un vehículo eléctrico frente a las de un vehículo de combustible tradicional (diésel o gasolina). La inclusión del vehículo eléctrico en este análisis no es casual. En los últimos años, la transición hacia fuentes de energía más sostenibles, como es la solar, ha ido de la mano con un aumento en la adopción de vehículos eléctricos. Este fenómeno se debe a que muchas personas que optan por instalaciones de autoconsumo residencial también buscar maximizar su independencia energética y reducir su impacto ambiental al adquirir un vehículo eléctrico. Un vehículo eléctrico, cuando se carga con energía proveniente de un sistema FV, genera una reducción de emisiones mucho mayor que si se carga con electricidad de la red, especialmente si la red depende en gran medida de combustibles fósiles.

Para calcular las emisiones evitadas por la instalación, se necesita definir la intensidad de carbono anual en el lugar del emplazamiento. Para poder realizar esto se intentó probar con la API de *ElectricityMaps*, sin embargo, esta API solo proporcionaba datos de tiempo real y tenia cierta limitación para datos históricos, ya que utilizando la API gratuita no es posible conocer el dato de intensidad de carbono del último año, sino el de las últimas 24 horas o el actual. Por lo tanto, se optó por la opción de buscar la intensidad de carbono anual en la misma web (*ElectricityMaps*) [16].

País	Emisiones de CO ₂ (gr) / kWh en 2023
Polonia	794
República Checa	500
ALEMANIA	400
Italia	331
Holanda	301
Rumanía	298
Croacia	276
Hungría	260
Eslovaquia	245
Eslovenia	242
Bélgica	178
Austria	169
España	160
Portugal	154
Dinamarca	146
Suiza	86
Finlandia	85
Francia	53
Noruega	35
Suecia	25

Tabla 5.1: Emisiones de CO_2 de los principales países europeos. Fuente: Elaboración propia utilizando ElectriciyMaps.

Como se puede observar, entre los principales países europeos, España, ocupa un buen lugar en cuanto a emisiones de CO_2 el último año, con una intensidad de carbono de 160 gramos de CO_2 por kWh.

Como la aplicación, inicialmente está diseñada para utilizarla en nuestro país, en ella, se ha definido la intensidad de carbono anual correspondiente a España en el último año. Una vez definida la intensidad de carbono anual se calculan las emisiones evitadas por la instalación multiplicando el valor de la energía generada anual por el sistema por la intensidad de carbono anual. Así, obtenemos el valor de las emisiones evitadas en kg de CO₂. La aplicación añade además la evaluación ambiental del uso de un vehículo eléctrico frente a un vehículo comercial. La comparativa tiene en cuenta varios factores que influyen en las emisiones totales de ambos tipos de vehículos. Los vehículos convencionales generan emisiones de CO₂ a través de la combustión de combustibles fósiles en el motor de combustión interna. Las emisiones de este tipo de vehículos se calculan multiplicando la cantidad de combustible consumido a lo largo del año (en litros) por el factor de emisión del combustible. Este factor indica cuántos gramos de CO₂ se generan por kilómetro recorrido. Para la gasolina, el factor de emisión es aproximadamente de 150 gramos de CO₂ por kilómetro, mientras que para el diésel son 125 gramos. Por lo tanto, las emisiones de estos dos tipos de vehículos se calcularían multiplicando ese factor de emisión por los kilómetros recorridos a lo largo del año, dato que el propio usuario es quién introduce. En cuanto a los vehículos eléctricos, éstos no producen emisiones directas durante su operación, es decir, no emiten CO2 al recorrer distancias, pero sí tienen emisiones indirectas asociadas principalmente con la generación de electricidad utilizada para cargar las baterías. La aplicación utiliza un factor de emisión de electricidad para calcular las emisiones de CO2 por kWh de electricidad consumida. Este factor de emisión de electricidad es el mismo que la intensidad de carbono anual utilizado anteriormente. Otro factor que utiliza para calcular estas emisiones indirectas es el consumo de electricidad del vehículo. Para ello se hace una estimación de cuánto puede ser este valor fijándose en varios tipos de vehículos eléctricos. Se estima que, de media, el consumo de un vehículo eléctrico es de 0,16 kWh/km. Por lo tanto, las emisiones anuales de un vehículo eléctrico se calcularían multiplicando el consumo de éste, los kilómetros recorridos a lo largo del año (dato que introduce el usuario) y la intensidad de carbono anual.

La aplicación, teniendo éstos últimos datos, realiza finalmente un balance de cuánto menos de kg de CO₂ emite un vehículo eléctrico frente a un vehículo de combustión.

5.4 USO DE LA API DE PVGIS

PVGIS es una herramienta diseñada por la Comisión Europea que proporciona datos de irradiación solar y estimaciones de producción de energía fotovoltaica para ubicaciones geográficas específicas en todo el mundo [17]. La API de PVGIS permite a los desarrolladores acceder a estos datos programáticamente para integrarlos en aplicaciones. Esta integración de la API tiene como objetivos clave calcular la irradiación solar mensual y anual para una ubicación específica, estimar la producción de la energía solar fotovoltaica basándose en las características del panel solar y las condiciones locales y facilitar la visualización de datos a través de gráficos que muestran la irradiación y la energía generada mensualmente.

Para poder realizar la conexión con la API y la lectura y procesamiento de datos obtenidos se utilizan varías bibliotecas. *Newtonsoft.Json.Linq*, biblioteca utilizada para la manipulación y análisis de datos JSON [18]. *System.Net.Http*, biblioteca para realizar solicitudes HTTP a la API de PVGIS [19]. *LiveCharts*, biblioteca como hemos visto anteriormente utilizada para la visualización de datos [15]. Estas bibliotecas son esenciales para poder realizar llamadas a la API, procesar los datos JSON recibidos y mostrar los resultados de manera gráfica e interactiva.

El formulario que se encarga de llevar a cabo la llamada a la API y demás procesamiento de datos es el "*Form5*".

```
try
{
    string latStr = latitud.ToString(System.Globalization.CultureInfo.InvariantCulture);
    string lonStr = longitud.ToString(System.Globalization.CultureInfo.InvariantCulture);
    string potencia = panelseleccionado.PotenciaPico.ToString();
    string perdidas = "15";
    string apiUrl = $"https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5_2/PVcalc?lat={latStr}&lon={lonStr}&peakpower={potencia}&loss={perdidas}&outputformat=json";
    string apiUrl = $"https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5_2/PVcalc?lat={latStr}&lon={lonStr}&peakpower={potencia}&loss={perdidas}&outputformat=json";
    string apiUrl = $"https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5_2/PVcalc?lat={latStr}&lon={lonStr}&peakpower={potencia}&loss={perdidas}&outputformat=json";
    string apiUrl = $utput{format}&loss={perdidas}&outputformat=json";
    string apiUrl = $utput{format}&los
```

Figura 9: Extracto del código del Form5 que se ocupa de construir la URL de la API. Fuente: Elaboración propia.

La URL de la API se construye dinámicamente usando los parámetros de latitud ("latStr"), longitud ("lonStr"), potencia pico del panel y porcentaje de pérdidas. Latitud y longitud son las coordenadas geográficas que PVGIS utilizará para identificar realizar los cálculos de irradiación solar. En el código, las coordenadas se convierten en cadenas de texto usando un formato numérico estándar, asegurando la precisión en la llamada de la API. Se usa "InvariantCulture" para evitar problemas de formato debido a la configuración regional del sistema, especialmente en la representación de los números decimales. La potencia pico del panel solar es la máxima potencia eléctrica que el panel puede generar en condiciones estándar de prueba (STC), es decir a 1000 W/m^2 de irradiancia y una temperatura de célula de 25 °C. En la aplicación, ese valor dependerá del panel elegido inicialmente. Ese valor se convierte a cadena ("string") para incluirla en la URL de la solicitud de la API. La API utiliza esa información para ajustar las estimaciones de producción de energía en función de la capacidad del panel. El parámetro de pérdidas representa el porcentaje de pérdida de energía en el sistema FV debido a factores como el sombreado, la suciedad de los paneles, la temperatura y otras ineficiencias del sistema. En el código inicialmente se establece un valor fijo de "15". Este es un valor que puede variar dependiendo de la configuración del sistema y las condiciones locales. La IDAE determina el porcentaje máximo permitido para las pérdidas por orientación e inclinación y sombras. La IDAE establece los porcentajes máximos de pérdidas por inclinación y orientación y sombras. Para casos de superposición, en los que los paneles están instalados encima de los tejados, establece que las pérdidas máximas deben de ser menores del 30%, por lo tanto se estiman unas pérdidas de la mitad de las máximas permitidas.

La URL para la llamada a la API se construye concatenando los parámetros necesarios en una cadena. Esta URL específica el punto final de la API y pasa los parámetros de consulta requeridos.

```
using (HttpClient client = new HttpClient())
{
    HttpResponseMessage response = await client.GetAsync(apiUrl);
    if (response.IsSuccessStatusCode)
    {
        string json = await response.Content.ReadAsStringAsync();
        JObject data = JObject.Parse(json);
        // MessageBox.Show(json, "Respuesta de la API");
        var outputs = data["outputs"];
        var monthly = outputs?["monthly"];
        var fixedData = monthly?["fixed"];
    }
}
```

```
Figura 10: Extracto del código de Form5 que se ocupa de llamar a la API y procesar su respuesta. Fuente: 
Elaboración propia.
```

Una vez construida la URL se realiza la llamada a la API. Para ello es necesario utilizar la clase "*HttpClient*", capaz de enviar solicitudes HTTP y recibir respuestas desde un

servidor web. Mediante la línea de código "HttpResponseMessage response = await client.GetAsync(apiUrl);" se envía una solicitud al URL especificado por "apiUrl". La palabra clave "await" se utiliza para esperar de manera asíncrona la respuesta del servidor sin bloquear el hilo actual. La respuesta de la API es almacenada en un objeto "HttpResponseMessage" nombrado "response" (respuesta). Se verifica si el estado HTTP de la respuesta indica éxito. En el caso verdadero, significa que la solicitud fue procesada correctamente por el servidor. Por lo tanto, se realiza la lectura del contenido de la respuesta. El contenido de la respuesta HTTP se lee como una cadena de texto en formato JSON (JavaScript Object Notation), ya que es el formato de respuesta utilizado por la API. Una vez se obtiene el contenido JSON como una cadena, se convierte a un formato manipulable en el código. Para ello se utiliza "JObject.Parse()" de la biblioteca Newtonsoft. Json [18]. "JObject" es una clase que permite trabajar con el contenido JSON de manera estructurada, facilitando la extracción de datos específicos. Por lo tanto, después de convertir el JSON a un objeto "JObject", se puede acceder a los valores específicos y nodos del JSON usando sus claves. Por nodos del JSON se entiende como un elemento de la estructura jerárquica de un documento JSON, ya que los datos se organizan en una jerarquía de objetos y arrays, donde cada elemento puede contener otros elementos (nodos). El nodo principal que contiene la información de salida proporcionada por la API de PVGIS es el nodo "outputs". Este nodo es un objeto JSON que agrupa diferentes conjuntos de datos relacionados con la irradiación solar y la generación de energía. Dentro del nodo "outputs", el sub-nodo "monthly" contiene datos agregados por mes, lo cual es útil para evaluar la producción de energía en diferentes meses del año. Dentro de "monthly" encontramos el subnodo "fixed", que contiene datos específicos para un sistema FV fijo, es decir, que su inclinación y orientación no varían durante el año.

Para poder comprender la estructura de la respuesta JSON, el primer paso fue explorar su contenido, dado que el formato JSON, en la mayoría de los casos, puede ser jerárquico y contener múltiples niveles de anidamiento. Para realizar este análisis, se realizó la solicitud HTTP a la API de PVGIS (como se ha explicado anteriormente) y se mostró la respuesta del JSON en una ventana "*MessageBox*" (*"MessageBox.Show(json, "Respuesta de la API"*).

Respuesta de la API

("inputs":("location":("latitude":43.4087035560637, "longitude":-3.42321250587702,"elevation":5.0),"meteo_data":("radiation_db":"PVGIS-SARAH2","meteo_db":"ERA5","year_min":2005,"yea r_max":2020,"use_horizon":true,"horizon_db":"DEM-calculated"},"mounting_system":{"fixed":{"slope":{"value":0,"optimal":false},"azimuth":{"value":0,"optimal":false},"azimuth":{"value":0,"optimal":false},"type":"free-standing"}},"pv_ module':{"technology": c-Si", "peak_power':400.0."system loss": 15.0), "economic data": ("system_cost":null, "interest":null, "lifetime":null)," outputs": ("monthly": ("fixed": [("month": 1," E_d": 435.7. E_m*:13506.8,"H()_d*:1.44,"H()_m*:44.59,"SD_m*:1607.3),("month*:2,"E_d*:697.4,"E_m*:19527.29,"H()_d*:2.22,"H()_m*:62.19,"SD_m*:3277.24),("month*:3,"E_d*:1036.96,"E_m*:32145.67,"H()_d*:2.22,"H()_m*:101.55,"SD_m*:3217.24),("month*:4,"E_d*:1349.82,"E_m*:40494.51,"H()_d*:4.3,"H()_m*:129.13,"SD_m*:5104.93),("month*:5,"E_d*:1560.21,"E_m*:48366.46,"H()_d*:4.98," MQ_m*:154.41, "SD_m*:3860.47], ("month "6,"E_d*:1607.89,"E_m*:48236.75,"HQ_m*:158.01,"SD_m*:3578.71,"], ("month":7,"E_d*:1623.25,"E_m*:50320.73,"HQ_d*:5.37,"HQ_m*:158.01,"SD_m*:3578.71,"], ("month":7,"E_d*:1623.25,"E_m*:50320.73,"HQ_d*:5.37,"HQ_m*:151.71,"SD_m*:3308.74), ("month":9,"E_d*:1258.54,"E_m*:37756.33,"HQ_d*:4.09,"HQ_m*:122.83,"SD_m*:3181.22), ("month":8,"E_d*:1489.13,"E_m*:46163.02,"HQ_d*:5.37,"HQ_m*:151.71,"SD_m*:3308.74), ("month":9,"E_d*:1258.54,"E_m*:37756.33,"HQ_d*:4.09,"HQ_m*:152.83,"SD_m*:3181.22), ("month":8,"E_d*:1258.54,"E_m*:37756.33,"HQ_d*:4.09,"HQ_m*:151.71,"SD_m*:308.74), ("month":9,"E_d*:1258.54,"E_m*:37756.33,"HQ_d*:4.09,"HQ_m*:151.71,"SD_m*:310,"E_d*:1258.54,"E_m*:37756.33,"HQ_d*:4.09,"HQ_m*:151.71,"SD_m*:310,"E_d*:1258.54,"E_m*:37756.33,"HQ_d*:4.09,"HQ_m*:151.71,"SD_m*:310,"E_d*:1258.54,"E_m*:37756.33,"HQ_d*:4.09,"HQ_m*:151.71,"SD_m*:310,"E_d*:1258.54,"E_m*:37756.33,"HQ_d*:4.09,"HQ_m*:1528.54,"E_m*:310,"E_d*:1258.54,"E_m*:310,"E_d*:310,"E_d*:310,"E m*:2283.69),("month*:10,"E_d*:841.78,"E_m*:26095.08,"H()_d*:2.73,"H()_m*:84.78,"SD_m*:2366.03),("month*:11,"E_d*:510.64,"E_m*:15319.21,"H()_d*:1.67,"H()_m*:50.13,"SD_m*:2704.39),("month":12,"E_d":405.32,"E_m":12565.06,"H(i)_d":1.36,"H(i)_m":42.29,"SD_m":1585.47])),"totals":("fixed":("E_d":1069.85,"E_m":32541.41,"E_y":390496.92,"H(i)_d":3.47,"H(i)_m":105.66,"H(i)_y":1267.96,"SD_m":1000.86,"SD_y":12010.31,"Laoi":-4.09,"L_spec":1.23","Ltg":-6.71,"Ltotal":-23.01])),"meta":("inputs":("location":("description"):"Selected location", variables"; "latitude'; ("description": "Latitude", "units": "decimal degree"), "longitude"; ("description": "Longitude", "units": "decimal degree"), "elevation": ("description": "Elevation", "units": "m")), "meteo_data"; ("description": "Sources of meteorological data", "variables"; ("radiation_db"; ("description": "Solar radiation database"), "meteo_db":("description": "Database used for meteorological variables other than solar radiation"), "year_min":("description": "First year of the calculations"),"year_max":{"description":"Last year of the calculations"),"use_horizon":{"description":"Include horizon shadows"),"horizon_db":{"description":"Source of horizon data"}}},"mounting_system":{"description":"Mounting system","choices":"fixed, vertical_axis, inclined_axis, two_axis","fields":{"slope":{"description":"Inclination angle from the horizontal plane*,"units":"degree"),"azimuth":("description":"Orientation (azimuth) angle of the (fixed) PV system (0 = S, 90 = W, -90 = E)", "units":"degree"))),"pv_module":("description":"PV module parameters", "variables", ("technology", ["description": "PV technology"), "peak_power". ("description": "Nominal (peak) power of the PV module", "units": "Tw"), "system_loss". ("description": "Sum of system losses", units": "%"])), "economic_data": ("description": "Economic inputs", "variables": ("system_cost": ("description": "Total cost of the PV system", "units": "user-defined currency"},"interest":{"description":"Annual interest","units":"%/y"},"lifetime':{"description":"Expected lifetime of the PV system","units":"y"}}}},outputs":{"monthly":{"type":"time series","timestamp":"monthly averages","variables':{"E_d":{"description":"Average daily energy production from the given system","units":"kWh/d"),"E_m":{"description":"Average monthly energy production from the given system", "units": "kWh/mo"), "H(I)_d": ("description": "Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the give system","units":"kWh/m2/d"),"H()_m":("description":"Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system","units":"kWh/m2/mo"),"SD_m":("description":"Standard deviation of the monthly energy production due to year-to-year variation","units":"kWh')}),"totals":("type":"time series totals", "variables"; ("E_d": ("description": "Average daily energy production from the given system", "units": "kWh/d"), "E_m": ("description": "Average monthly energy production from the given system","units":"kWh/mo"),"E_y':{"description":"Average annual energy production from the given system","units":"kWh/y"),"H(i)_d":{"description":"Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system","units":"kWh/m2/d"),"H(i)_m":("description":"Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system", "units": "kWh/m2/mo"], "H(i)_y": ("description": "Average annual sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system","units":"kWh/m2/y"},"SD_m":("description":"Standard deviation of the monthly energy production due to year-to-year variation","units":"kWh/m2/y"},"SD_y":("description":"Standard deviation of the monthly energy production due to year-to-year variation","units":"kWh/m2/y","advisority", "SD_y":("description","Standard deviation of the monthly energy production due to year-to-year variation","units":"kWh/m2/y","sD_y":("description","Standard deviation of the monthly energy production due to year-to-year variation","units":"kWh/m2/y","advisority","advisority", "standard deviation of the monthly energy production due to year-to-year variation","units":"kWh","sD_y":("description","Standard deviation","units", "kWh","standard deviation","units", "kWh","standard deviation", "standard deviation", "standar deviation of the annual energy production due to year-to-year variation","units":"kWh"},"Laoi":("description":"Angle of incidence loss","units":"%"),"Lspec":("description":"Spectral loss","units":"%"),"I_tq":("description":"Temperature and irradiance loss","units":"%"),"I_total":("description":"Total loss","units":"%")}}}

Aceptar

Figura 11: Respuesta de la API de PVGIS en la ventana "MessageBox". Fuente: Elaboración propia.

Tras revisar el contenido del "*MessageBox*" con la respuesta JSON se encontraron varios nodos importantes como son "*outputs*", "*monthly*" y "*fixed*". Al revisar la estructura, se pudo observar que aparecían varios parámetros con información relevante y su definición. De entre todos los datos, se observó que " $H(i)_m$ " es el que interesaba filtrar en la respuesta, ya que según su definición, es el promedio mensual de la suma de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (en kWh/m²).

if (fixedData != null)
{
 double sumaIrradiacionAnual = 0;
 foreach (var monthData in fixedData.Children<JObject>())
 {
 var hi_mStr = monthData["H(i)_m"]?.ToString(); // H(i)_m es la irradiancia expresada por PVGIS
 if (double.TryParse(hi_mStr, out double hi_m))
 {
 irradiacionMensual.Add(hi_m); //lo guardo para hacer la grafica
 sumaIrradiacionAnual += hi_m; // PVGIS no da el dato anual, da la irradiancia mes a mes
 }
 SumaIrradiacion = sumaIrradiacionAnual; // Lo guardo en una variable para usarlo después y calcular HSP y Egen

Figura 12: Extracto de código que se ocupa de extraer el valor de la irradiación mensual "H(i)_m". Fuente: Elaboración propia.

Para poder obtener ese valor de la irradiación mensual, se recorre cada elemento hijo de "*fixedData*" (lo cual hacer referencia a la información sobre la irradiación solar) que representa datos de un mes específico en JSON. Se extrae el valor de la irradiación mensual " $H(i)_m$ ", que se encuentra en el objeto "*monthData*" y se convierte a una cadena string para que pueda ser manipulado. Una vez tenemos esa cadena, se intenta convertir a tipo "*double*" (tipo de datos número de punto flotante de precisión doble) y, si la conversión ha sido exitosa, el valor se almacena en la variable "*hi_m*". Este valor obtenido se agrega a una lista "*irradiacionMensual*" la cual se usará posteriormente para

 \times

representar de manera gráfica la evolución de la irradiación a lo largo del año. Además, según va obteniendo los datos de irradiación, también los suma a otra variable *"sumaIrradiacionAnual"*, en la cual se obtendrá el valor de la irradiación total a lo largo del año.

Una vez se tiene el valor de la irradiación mensual, se obtiene la energía generada por la instalación también de manera mensual. Para ello, como se ha comentado anteriormente, dependiendo del tipo de panel elegido y la capacidad máxima de paneles calculada, se obtiene la potencia de dichos paneles en conjunto. Esta potencia, es multiplicada por las HSP, que dependen de la irradiación mensual. El resultado nos da el valor de la energía generada para cada mes, la cuál es guardada en una lista que se usará posteriormente para representar gráficamente los resultados. De igual manera, obtenemos le resultado de la energía generada anualmente.

Cabe destacar que PVGIS nos puede dar automáticamente el valor de la energía generada anual y mensualmente según los valores que le hemos pasado referidos a la localización, la potencia pico de los paneles, las pérdidas y el ángulo de inclinación. Sin embargo, PVGIS introduce una serie de pérdidas por defecto que afectan a esa energía generada, por lo que el valor que estaríamos obteniendo sería asumiendo una serie de pérdidas adicionales. Por lo tanto, se optó por la opción de obtener el valor de la irradiación (en kWh/m²) y, obtener las HSP dividiendo ese valor por 1000 W/m², lo que podría permitir que, en próximas actualizaciones de la aplicación, se permita al usuario indicar un % determinado de pérdidas que se quiere considerar o, incluso, calcular de manera más o menos precisa esas pérdidas por medio del parámetro *performance ratio* (PR).

5.5 INTERFAZ Y EJEMPLO DE USO

La interfaz, UI (*User Interface*) de la aplicación es una parte esencial que determina cómo los usuarios interactúan con las diversas funcionalidades de esta. Gracias a la plataforma de Windows Forms, se ha podido desarrollar una interfaz intuitiva y funcional. En este apartado, se explicará detalladamente cada componente de la interfaz de usuario de toda la aplicación, desde los formularios principales hasta los elementos gráficos y controles interactivos, así como cómo estos elementos se interconectan para proporcionar una experiencia de usuario fluida y eficiente.



Figura 13: Pantalla de bienvenida de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia.

La pantalla de bienvenida de *DimSolApp* es la primera vista que el usuario tiene al iniciar la aplicación. Esta pantalla está diseñada para proporcionar una introducción de las principales funcionalidades que ofrece la aplicación. En cuanto a componentes de la interfaz, observamos que tiene 2 *"labels"* o etiquetas en las cuales aparecen el título y la descripción. Un *"picturebox"* en el cual se introduce la imagen con el logo de la Universidad de Cantabria y un botón de continuar que al clicar sobre él nos llevará a la siguiente pantalla.



Figura 14: Pantalla de selección de paneles de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia.

Una vez hemos pulsado el botón de continuar, la aplicación nos muestra otra pantalla en la cual podemos realizar la selección de paneles solares. En este caso, se han elegido tres tipos de paneles, dos del tipo monocristalino y uno de tipo policristalino. Los tres paneles están en el rango de entre 300 y 450 Wp de potencia, lo que les hace ideales para instalaciones residenciales de autoconsumo. Se debe recalcar que la aplicación está diseñada inicialmente para instalaciones residenciales (viviendas unifamiliares) de autoconsumo, aunque también se puedan elegir emplazamientos más grandes, los cálculos están más orientados para instalaciones en viviendas. En cuanto a la interfaz de esta pantalla, cuenta con tres botones para elegir el tipo de panel específico y otros tres que se utilizan para visualizar el "datasheet" de cada panel. En el caso de clicar sobre un "datasheet" se abrirá un PDF con toda la información. La pantalla cuenta con tres imágenes, "picturebox", en las cuáles se visualiza el panel físicamente. Las etiquetas de texto que aparecen dan detalles del tipo de panel que es, la potencia que ofrece y el precio por unidad. Si clicamos sobre elegir, nos llevará a la siguiente pantalla. En este caso, para el ejemplo de uso, se ha elegido el panel monocristalino de 400 W de potencia.

🚔 DimSolApp

Selecciona los 4 puntos del tejado (o area) de tu emplazamiento. Para ello busca el lugar en el mapa, activa el modo dibujo, selecciona los 4 puntos y desactiva el modo de dibujo.



Figura 15: Pantalla de elección del emplazamiento e introducción de ángulo de inclinación de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia.

La siguiente pantalla de la aplicación DimSolApp permite al usuario interactuar con un mapa para seleccionar el área del tejado (o emplazamiento) donde se desea implementar la instalación fotovoltaica. En cuanto a la interfaz, encontramos un "GmapControl" en el cual se inicializa el mapa y nos permite movernos por él. Encontramos dos etiquetas de texto que nos dan información sobre cómo utilizar los botones y qué dato introducir. El dato que introducir es el ángulo de inclinación del tejado (o el que llevarían los paneles solares si el emplazamiento fuese sobre una superficie plana). Para introducir ese dato se usa un "textbox" y un botón. Una vez se introduce el valor de inclinación en el "textbox" se puede clicar sobre el botón de introducir. En el caso de que no se hava introducido ningún valor o el valor no sea correcto, aparecerá una ventana emergente con un mensaje indicando que se debe introducir un ángulo válido. En la parte inferior derecha encontramos dos botones. El botón "Activar/Desactivar Modo de Dibujo", como su propio nombre indica, permite al usuario "dibujar" la sección del tejado o emplazamiento donde quiere colocar la instalación FV. Una vez que el usuario clica sobre el botón, aparecerá un mensaje en una ventana emergente de que esta activado el modo de dibuio. Este modo, tal v como aparece en el texto superior de la pantalla, permite seleccionar los 4 vértices del área del emplazamiento. Por lo tanto, el procedimiento sería primero buscar el lugar donde se quiere realizar la instalación, sin pulsar ningún botón, y una vez encontrado, activar el modo de dibujo, ya que en cuanto se hace clic en el mapa con el modo dibujo activo, empieza a unir los demás clics.



 \Box \times

Selecciona los 4 puntos del tejado (o area) de tu emplazamiento. Para ello busca el lugar en el mapa, activa el modo dibujo, selecciona los 4 puntos y desactiva el modo de dibujo.



Figura 16: Pantalla de elección del emplazamiento con un área sobre un tejado seleccionado. Fuente: Elaboración propia.

En este caso, para el ejemplo de uso, se ha seleccionado parte del tejado de una casa donde se podría realizar la instalación FV. Una vez se han seleccionado los cuatro puntos, el usuario debe pulsar nuevamente el botón de desactivar el modo de dibujo y, en el caso de que haya introducido el ángulo de inclinación de los paneles, podrá pulsar en el botón de continuar. Si no, aparecerá un mensaje en el que se le recordará al usuario que antes de continuar debe introducir el ángulo de inclinación.

Longitudes de los Lados	×
Longitudes de los lados seleccionados: Lado 1: 2,95 metros Lado 2: 7,16 metros Lado 3: 3,12 metros Lado 4: 7,16 metros	
Aceptar	

Figura 17: Ventana emergente de texto con las dimensiones del área seleccionada. Fuente: Elaboración propia.

Una vez se ha desactivado el modo de dibujo, se muestran las dimensiones del área seleccionada para comprobar que el usuario pueda comprobar que el área que ha seleccionado es correcto. Para la selección realizada comprobamos que el largo del tejado es 7,16 metros y el ancho 2,95. Como no se hace un cuadrado o rectángulo perfecto, (es decir dos lados iguales en el rectángulo y todos iguales en el cuadrado) la

aplicación elige el valor mas grande para el largo y el valor más pequeño para el ancho del emplazamiento.

Para el largo en este caso coincide el valor, pero para el ancho no, por lo tanto, el valor más pequeño sería el que limitaría el área. Siguiendo las fórmulas 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7 del Capítulo 4, y sabiendo que las dimensiones del panel seleccionado son en este caso 1.72 metros de largo y 1.13 de ancho, obtendríamos que la capacidad máxima de paneles en el tejado seleccionado sería de 8 paneles colocados de manera horizontal (o apaisada), lo cual se comprobará posteriormente.



Figura 18: Gráfico de irradiación mensual de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia.

La siguiente pantalla que muestra la aplicación consiste en la visualización de datos, utilizando un gráfico, de la irradiación obtenida en el lugar del emplazamiento a lo largo del año en kWh/m². También muestra en una etiqueta de texto el valor anual de irradiación, que es la suma de los valores mensuales durante un año. En cuanto a la interfaz, el gráfico se ha realizado como se mencionó anteriormente utilizando la biblioteca "*LiveChart*", para ello, se agregó al diseño un control gráfico que maneja la biblioteca llamada "*CartesianChart*". El objetivo de incluir la visualización de datos mediante una gráfica es proporcionar una representación visual clara de la irradiación solar mensual, información muy relevante en este contexto. Al pulsar el botón de continuar se abrirá otra pantalla.

🚔 DimSolApp

En el emplazamiento seleccionado entrarán de forma apaisada 8 paneles.

La energía generada por los paneles solares anualmente es de 4029,31 kWh.



En la siguiente gráfica se muestra la energía generada por cada mes del año.

La pantalla que se abre a continuación muestra en unas etiquetas de texto la capacidad y disposición de los paneles y la energía total generada por esos paneles a lo largo del año, además de mostrar mediante una gráfica, la energía generada mensualmente a lo largo del año en kWh. En el ejemplo que se esta realizando, comprobamos que los cálculos que realiza referidos a la capacidad y disposición los hace correctamente, mostrando que la capacidad y disposición óptima es de 8 paneles de forma apaisada (horizontal). La gráfica se ha realizado de manera idéntica a la anterior, con los mismos controles gráficos.



Figura 20: Informe detallado de la selección del inversor y rangos de tensión de los módulos en la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia.

Figura 19: Gráfico de energía generada mensualmente de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia.

La siguiente pantalla muestra un informe sobre la potencia adecuada que debe tener el inversor y el número de entradas que se pueden conectar en paralelo, respetando las limitaciones del dimensionamiento en tensión, corriente y potencia y el número máximo de entradas que permite el inversor. En formato de letra destacada aparece el inversor que la aplicación considera adecuado para la instalación (dentro de los disponibles en la biblioteca) y la potencia que ofrece. También aparece en letra destacada el número de cadenas conectadas a las diferentes entradas del inversor con la cantidad de paneles que contiene cada cadena. El resto del informe aporta datos sobre las limitaciones de corriente y las tensiones de los módulos según las temperaturas de la célula. En la parte superior derecha de la pantalla, se encuentra la imagen del inversor elegido por la aplicación.

출 DimSolApp	—	×
El coste de la instalación es de 2201,20€, con una generación anual de 4029,31 kWh. Introduce el coste del kWh para saber tu ahorro anual con la instalación:		
Aprieta el botón para calcular las emisiones evitadas anuales de CO₌ Calcular Emisiones		
Continuar		

Figura 21: Evaluación económica y ambiental de la instalación FV de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia.

La siguiente pantalla aporta una evaluación económica, según el precio del coste del kWh que se tendría contratado por el usuario, y una evaluación económica sobre las emisiones evitadas por la instalación en términos de kilogramos de CO₂. Al cargarse esta pantalla, el usuario inicialmente ve en formato de texto destacado el precio de la instalación en euros y la generación anual en kWh. Encuentra también un texto en el que se le pide que introduzca el coste del kWh. Para ello, debe introducir ese valor en la caja de texto (*"TextBox"*) que se encuentra justo debajo y clicar en el botón de introducir.

🚔 DimSolApp	_		×
El coste de la instalación es de 2201 20€ , con una generación anual de			
Introduce el coste del kWh para saber tu ahorro anual con la instalación:			
0.145 Introducir			
El anorro anual es de 584,25€, con un precio de 0,145€/kwn. El retorno de inversion e	es de 3,8 ano	os.	
Aprieta el botón para calcular las emisiones evitadas anuales de CO₂			
O articular			
Continuar			

Figura 22: Pantalla de evaluación económica y ambiental de la instalación FV actualizada al introducir el coste del kWh. Fuente: Elaboración propia.

Para este ejemplo de uso se ha usado el valor de 0,145 €/kWh. Una vez se clica en introducir el valor, aparece un texto destacado en el que se recogen datos del ahorro anual según el precio del kWh introducido y el valor en años del retorno de inversión ROI.

DimSolApp		-		×
El coste de la instalación es de 2	201,20€, con una generación anual de 4029,31 kWh.			
Introduce el coste del kWh para s	aber tu ahorro anual con la instalación:			
0.145 Introducir				
El ahorro anual es de 584,25€, o	con un precio de 0,145€/kWh. El retorno de inversión e	es de 3,8 añ	os.	
El ahorro anual es de 584,25€, d Aprieta el botón para calcular las	con un precio de 0,145€/kWh. El retorno de inversión e emisiones evitadas anuales de CO₌	es de 3,8 añ	os.	
El ahorro anual es de 584,25€, d Aprieta el botón para calcular las Calcular Emis	con un precio de 0,145€/kWh. El retorno de inversión e emisiones evitadas anuales de CO₌ iones	es de 3,8 añ	os.	
El ahorro anual es de 584,25€, d Aprieta el botón para calcular las Calcular Emis	con un precio de 0,145€/kWh. El retorno de inversión e emisiones evitadas anuales de CO₌ iones	es de 3,8 añ	os.	
El ahorro anual es de 584,25€, d Aprieta el botón para calcular las Calcular Emis	con un precio de 0,145€/kWh. El retorno de inversión e emisiones evitadas anuales de CO₌ iones gracias a la instalación son de 644,69Kg.	es de 3,8 añ	os.	
El ahorro anual es de 584,25€, d Aprieta el botón para calcular las Calcular Emis Las emisiones evitadas de CO.	con un precio de 0,145€/kWh. El retorno de inversión d emisiones evitadas anuales de CO₌ iones gracias a la instalación son de 644,69Kg.	es de 3,8 añ	os.	
El ahorro anual es de 584,25€, d Aprieta el botón para calcular las Calcular Emis Las emisiones evitadas de CO₌	con un precio de 0,145€/kWh. El retorno de inversión d emisiones evitadas anuales de CO₌ iones gracias a la instalación son de 644,69Kg.	es de 3,8 añ	os.	

Figura 23: Pantalla evaluación económica y ambiental de la instalación FV actualizada al clicar sobre calcular emisiones. Fuente: Elaboración propia.

Cuando el usuario clica sobre calcular emisiones, la aplicación actualiza el formulario mostrando una etiqueta de texto (*"label"*) en la que muestra en formato de texto destacado el valor de las emisiones evitadas gracias a la instalación FV en kilogramos de CO₂.

الله المعالم ال المعالم المعالم	_		X
Finalmente, veamos como afecta introducir al sistema un vehículo	eléctr	ico.	
El precio medio de un vehículo eléctrico en España es de 25000€, por lo tanto el precio total asce	ncería a	27201	,2€
Introduce los Km que haces al año con tu vehículo habitual.			
Selecciona con que tipo de vehículo quieres comparar las emisiones evitadas y el ahorro anual:			
⊖ Gasolina			
◯ Diésel			

Figura 24: Evaluación económica y ambiental de la adquisición de un vehículo eléctrico conjunto al sistema FV de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia.

La siguiente y última pantalla muestra un informe sobre la inclusión de un vehículo eléctrico al sistema. Este informe trata de realizar una evaluación económica y ambiental. El usuario se encuentra con una pantalla en la que se le muestra el coste medio de un vehículo eléctrico y la suma de ese precio a la de la instalación FV. Se le pide que introduzca la cantidad de kilómetros que recorre a lo largo del año habitualmente con su vehículo y, una vez ha introducido ese valor, mediante la utilización de "*radio buttons*", puede elegir que la aplicación haga la comparativa económica y ambiental con un vehículo de diésel o gasolina.

🚎 DimSolApp

\Box \times

Finalmente, veamos como afecta introducir al sistema un vehículo eléctrico.

El precio medio de un vehículo eléctrico en España es de 25000€, por lo tanto el precio total ascencería a 27201,2€

Introduce los Km que haces al año con tu vehículo habitual. 25000 Km

Selecciona con que tipo de vehículo quieres comparar las emisiones evitadas y el ahorro anual:

Gasolina

O Diésel

Las emisiones del vehículo de gasolina son 3750,00 Kg de CO₂ anuales y las del eléctrico 640,00 Kgde CO₂.

El vehículo eléctrico emite un 82,93% menos de CO2 que el gasolina.

El combustible del vehículo de gasolina cuesta al año 3027,5€ y un eléctrico 0€

lo que supone una diferencia de 3027,5€ al año.

Figura 25: Evaluación económica y ambiental de la adquisición de un vehículo eléctrico conjunto al sistema FV actualizada tras introducir los kilómetros anuales y elegir gasolina de la aplicación DimSolApp. Fuente: Elaboración propia.

Al introducir la cantidad de kilómetros anuales y elegir el tipo de combustible con el que se quiere realizar la comparativa, que sería el tipo de combustible que utiliza el vehículo habitual del usuario, la aplicación muestra en formato de texto destacado las emisiones en kilogramos de CO_2 de los vehículos de combustión elegidos frente a los kilogramos de CO_2 del vehículo de gasolina. Además de un porcentaje de la cantidad de kg menos de CO_2 que emite este último.

Finalmente, la aplicación muestra, también en formato de texto destacado, lo que supondría el combustible al año del vehículo de combustión frente a lo que costaría el kWh del vehículo al año, mostrando el ahorro que supondría utilizar el vehículo eléctrico.

6 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

6.1 CONCLUSIONES

En conclusión, este trabajo ha cumplido satisfactoriamente con todos sus objetivos inicialmente marcados. Mediante este trabajo se ha conseguido desarrollar, utilizando los conceptos vistos durante la titulación y bastante ampliados de energía solar fotovoltaica y programación, una herramienta efectiva para calcular y evaluar la viabilidad económica y el impacto ambiental de una instalación fotovoltaica. La interfaz de la aplicación desarrollada es intuitiva y fácil de usar, lo que permite a usuarios de diferentes niveles de habilidad tecnológica interactuar con la aplicación sin dificultades significativas. Gracias a la implementación de un mapa dinámico que permite al usuario seleccionar el emplazamiento donde desea realizar la instalación FV y al uso efectivo de servicios externos como la API de PVGIS. los datos obtenidos sobre la irradiación solar en diferentes ubicaciones geográficas son precisos, lo cual enriquece la experiencia del usuario, proporcionando cálculos basados en datos reales y confiables. Además de sus aplicaciones prácticas, la aplicación también sirve como una herramienta educativa. Los usuarios pueden aprender sobre factores que afectan a la generación de energía solar y comprender mejor los beneficios a largo plazo de la inversión de energías renovables. Además, estudiantes que cursen asignaturas de energías renovables y necesiten realizar cálculos de dimensionamiento solar, pueden utilizar la aplicación para comprobar que sus cálculos son correctos. La aplicación ha sido diseñada con un código limpio y bien documentado, lo que facilita su mantenimiento y la incorporación de futuras mejoras. Esto garantiza que la aplicación sea sostenible a largo plazo y pueda adaptarse fácilmente a nuevas necesidades o tecnologías emergentes.

En general, *DimSolApp* ha logrado sus objetivos de proporcionar una herramienta útil, educativa y práctica para la evaluación de proyectos solares. Su facilidad de uso, precisión en los cálculos, y capacidad de integración con datos externos destacan como características clave que la hacen una solución robusta para usuarios interesados en energía solar.

Personalmente, considero que me he enfrentado a un desafío bastante ambicioso al realizar este Trabajo de Fin de Grado. Antes de comenzar este proyecto, mis conocimientos de programación eran limitados a lo aprendido durante la titulación, y no tenía experiencia previa con el entorno de programación .NET ni con el lenguaje C#. Además, desconocía el uso de las APIs o la integración de servicios externos, lo cual representaba un reto significativo. A pesar de estas limitaciones iniciales, estoy muy satisfecho con mi desempeño en este trabajo. Lograr desarrollar una aplicación completa desde cero, aprendiendo a utilizar nuevas herramientas y tecnologías en el proceso y profundizando en conceptos avanzados de FV, ha sido un gran logro personal. A lo largo del desarrollo de esta aplicación, he experimentado un gran crecimiento en mi capacidad para aprender de forma autodidacta y resolver problemas técnicos complejos.

6.2 LÍNEAS FUTURAS

La aplicación admite múltiples cambios y mejoras que puede que no se hayan tenido en cuenta o no se han podido realizar por cierta quedar fuera del alcance de este trabajo. Algunas de ellas son las siguientes:

• Funcionalidades adicionales: implementar nuevas funcionalidades como simulaciones de rendimiento de paneles solares bajo diferentes condiciones

meteorológicas o análisis de sombras para mejorar la precisión de las estimaciones de generación de energía.

- Creación de una base de datos: la creación de una base de datos serviría para poder introducir nuevos modelos de paneles solares e inversores y tener una colección amplia de diferentes tipos, proporcionando al usuario así una amplia gama de selecciones. Además, permitiría incluir una serie de vehículos eléctricos con datos detallados de cada uno (como la capacidad de la batería, consumo energético y precio) para que en la evaluación económica y ambiental final, el usuario pueda elegir el vehículo que más le convenga, según sus características, y realizar los cálculos según su elección.
- Exportación de datos: permitir a los usuarios exportar sus resultados y análisis a formatos populares como Excel, PDF o CSV para facilitar el intercambio de información y la presentación de datos en informes.
- Mayor precisión con el coste total: en la aplicación, el coste total de la instalación FV no tiene en cuenta costes como cableado, protecciones, instalación. Podría ser interesante dar al usuario la suma de esos costes en el valor total para un mayor conocimiento.
- Integración con mas APIs y servicios externos: sería interesante encontrar algún tipo de web similar a *ElectricityMaps* para obtener el valor de cualquier país del mundo de la intensidad de carbono anual (siempre que ese valor sea público) para poder utilizar la aplicación en otro país que no sea España, ya la aplicación utiliza la intensidad de carbono anual de España.
- Ampliación para instalaciones más grandes: sería una buena opción el adaptar la aplicación para manejar instalaciones fotovoltaicas de mayor escala, como comerciales e industriales, no solo residenciales.
- Mejora en el proceso de selección del emplazamiento: quizá seria interesante implementar una funcionalidad que permita a los usuarios visualizar la eficiencia potencial de diferentes ubicaciones mediante el uso de mapas de calor interactivos basados en datos de irradiación solar.
- Analizar la viabilidad y el impacto de utilizar la energía generada por la instalación FV para, además de abastecer a la vivienda eléctricamente, realizar la carga de vehículo eléctrico: la aplicación supone que el vehículo eléctrico se carga mediante la red eléctrica. Se podría evaluar como la energía generada por la instalación FV podría ser utilizada para cargar el vehículo y cuál sería el impacto de esa integración en el consumo energético total de la vivienda.
- Inclusión del cálculo de cadenas en paralelo del MPPT: Sería conveniente ampliar la funcionalidad de la aplicación para incluir el cálculo de cadenas de paneles solares conectados en paralelo, teniendo en cuenta la influencia del MPPT en la optimización de la generación de energía. En la versión actual, se considera únicamente las entradas de los paneles solares sin incluir la dependencia del MPPT.

Estas posibles mejoras y expansiones ayudarían a garantizar que la aplicación siguiera siendo relevante y útil.

BIBLIOGRAFÍA

[1] PÉREZ GUEVARA, Juliana Andrea Juanita. Energía solar fotovoltaica como energía líder en el contexto actual. 2017.

[2] RODRÍGUEZ-MEZA, M. A.; CERVANTES-COTA, Jorge L. El efecto fotoeléctrico. *CIENCIA* ergo-sum, Revista Científica Multidisciplinaria de Prospectiva, 2006, vol. 13, no 3, p. 303-311.

[3] Página web del periódico Energías Renovables.

Enlace:https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-fotovoltaica-ya-es-latecnologiade20240129#:~:text=La%20revoluci%C3%B3n%20solar%20que%20est%C3%A1,25.085%20lo s%20megas%20FV%20conectados.

[4] IRENA (2023), World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway, Volume 1, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[5] IRENA (2024), Renewable capacity statistics 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

[6] Página web de la UNEF (Unión Española Fotovoltaica). Asociación que representa el sector de la energía solar fotovoltaica en España.

Enlace: <u>https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/en-2023-se-instalaron-en-espana-1706-mw-de-autoconsumo-fotovoltaico</u>

[7] SOLAR, Energía. Energía solar fotovoltaica. Página consultada en la web el, 2007, vol. 26.

[8] MARCOS, R. Vega; MERINO, Vicente Salas. Estudio comparativo de distintas tecnologías fotovoltaicas. *Grado en Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid*, 2013.

[9] MIRAPEIX SERRANO, Jesús. Energía Solar Fotovoltaica: Fundamentos. 2024.

[10] Página de la IDAE. Instituto para la diversificación y ahorro de la energía. Enlace: <u>https://www.idae.es/</u>

[11] Página web de IBM. IBM es una empresa tecnológica global que ofrece soluciones en inteligencia artificial, computación en la nube, ciberseguridad y consultoría empresarial. Enlace:<u>https://www.ibm.com/docs/es/db2woc?topic=SS6NHC/com.ibm.db2.luw.spatial.topics.doc/doc/csb3022a.htm</u>

[12] Página web de Microsoft .NET. Enlace: https://dotnet.microsoft.com/es-es/

[13] Página web de desarrollo web. Enlace: https://desarrolloweb.com/articulos/que-es-mvc.html

[14] Enlace a la biblioteca GMap.NET de nuget. Permite integrar mapas en aplicaciones de escritorio y web.

Enlace https://www.nuget.org/packages/GMap.NET.WinForms/

[15] Página web LicveCharts. Biblioteca de gráficos para aplicaciones .NET. Enlace: <u>https://v0.lvcharts.com/</u>

[16] Página web ElectricityMaps. Plataforma que muestra en tiempo real las emisiones de CO₂ del consumo de electricidad por país o región Enlace: https://www.electricitymaps.com/

[17] Página web de PVGIS. Herramienta que permite calcular la producción de energía solar fotovoltaica en diferentes ubicaciones del mundo Enlace: <u>https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/</u> [18] Enlace a la biblioteca NewtonSoft.Json de nuget. Facilita la deserialización de datos en formato JSON.

Enlace: https://www.nuget.org/packages/Remote.Linq.Newtonsoft.Json/#readme-body-tab

[19] Enlace a la biblioteca System.Net.Http de nuget. Permite enviar solicitudes HTTP y recibir respuestas de un recurso web Enlace: <u>https://www.nuget.org/packages/System.Net.Http/</u>