



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Expresión Gráfica, Diseño y Proyectos

Expresión Gráfica en la Ingeniería

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DEL MUNICIPIO DE
EL SAUCEJO (SEVILLA)**

Grado en

Ingeniería Mecánica

Autor: CRISTINA CÁRDENAS ROBLES

Tutor: LAIA MIRAVET GARRET

MÁLAGA, Junio de 2.023

RESUMEN

En un contexto donde los recursos no renovables se agotan y los impactos del cambio climático se hacen cada vez más evidentes, es crucial buscar fuentes de energía más limpias y sostenibles. Es por ello, que en este trabajo se ha llevado a cabo el análisis del potencial solar fotovoltaico de las cubiertas de las edificaciones existentes en el núcleo urbano del municipio El Saucejo (Sevilla). Las nuevas funcionalidades 3D que ofrecen los Sistemas de Información Geográfica, así como la alta disposición de datos geoespaciales permiten realizar estos estudios en grandes zonas territoriales que de otra manera serían prácticamente imposibles de evaluar o ello conllevaría un costo y un esfuerzo desmesurado. En este trabajo concretamente se ha utilizado una metodología basada en un análisis multicriterio booleano que se ha desarrollado en el software ArcGIS. Durante el desarrollo de este proyecto, se han podido obtener una serie de datos como son la superficie útil de tejados para la colocación de módulos fotovoltaicos, el potencial a instalar y la energía que podría llegar a producirse para diferentes tipos de módulos fotovoltaicos. Esta información no solo corresponde a un ámbito global del municipio, sino que también está disponible a nivel individual para cada referencia catastral. Con los resultados obtenidos para el conjunto del núcleo urbano, éste podría autoabastecerse energéticamente e inyectar energía a la red eléctrica, obteniendo beneficios económicos.

PALABRAS CLAVE: Autoabastecimiento; Energía producida; SIG; MDS; Módulos fotovoltaicos; Potencial solar; Tejado.

ABSTRACT

In a context where non-renewable resources are depleting and the climate change impacts are growing increasingly evident, it is crucial to develop cleaner and more sustainable energy sources. For this reason, this study has carried out an analysis of the photovoltaic solar potential of the roofs of existing buildings in the urban centre of the municipality of El Saucejo (Seville). The new 3D functionalities offered by Geographic Information Systems, as well as the high availability of geospatial data, allow these studies to be carried out over large territorial areas that would otherwise be practically impossible to assess or would entail disproportionate cost and effort. In this study a methodology based on a Boolean multi-criteria analysis has been used, which has been developed in ArcGIS software. During the project, it has been possible to collect a variety of data such as the usable roof surface for the installation of photovoltaic modules, the potential to be installed and the energy that could be produced for different types of photovoltaic modules. The information is not only available at a global scope of the municipality but is also available at an individual level for each cadastral reference. With the results obtained for the urban area, it could be self-sufficient in energy and inject energy into the electricity grid, obtaining economic benefits.

KEYWORDS: Self-supply; Produced energy; GIS; DSM; PV modules; Solar potential; Roof.

ÍNDICE

Índice de figuras	5
Índice de tablas	8
1. Introducción	9
2. Objetivos.....	10
3. Conceptos y definiciones	11
3.1. Irradiación solar	11
3.2. Posición solar.....	11
3.3. Tecnología fotovoltaica	12
3.4. Tipos de módulos fotovoltaicos.....	13
3.5. Pérdidas según el Código Técnico de la Edificación	15
3.6. Potencia instalada	16
3.7. Energía producida.....	17
4. Fuentes de datos.....	17
4.1. Ortofotografías	17
4.2. Catastro.....	19
4.3. Modelos digitales de Superficies	19
4.4. Radiación solar	21
4.5. Datos de posición del sol.....	22
5. Área de estudio.....	23
5.1. Situación	23
5.2. El clima.....	24
5.3. Estructura y economía urbana	25
6. Metodología.....	26
6.1. Datos de partida	27
6.2. Procesado de parcelas catastrales	27
6.3. Superficie de tejados disponibles	30
6.3.1. Criterios	30
6.3.2. Paso de cubiertas	30
6.3.3. Pérdidas por inclinación y orientación	32
6.3.4. Determinación de sombras	39
6.3.5. Superficie útil de cubiertas	42
6.3.6. Estadísticas de superficies de cubiertas	43

6.3.7. Cálculo de la irradiación solar	44
6.3.8. Potencia instalada	45
6.3.9. Energía producida	49
6.3.10. Asignación de resultados a parcelas	52
7. Análisis de resultados	52
8. Propuestas de mejora	64
9. Conclusiones.....	64
10. Bibliografía.....	66

Anexo I. Mapas de resultados

Anexo II. Posición solar para el cálculo de mapas de sombras

Anexo III. Resumen de resultados por referencia catastral

Anexo IV. Resumen de energía para módulos de Si monocristalinos

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de los componentes de la radiación global	11
Figura 2. Esquema de descripción de la posición solar.....	12
Figura 3. Rendimiento de las células solares	13
Figura 4. Instalación aislada de una vivienda	13
Figura 5. Módulo compuesto por células de silicio monocristalino	14
Figura 6. Módulo formado por células de silicio policristalino	14
Figura 7. Orientación e inclinación de los módulos	16
Figura 8. Captura web PNOA	18
Figura 9. Ortofotografía de El Saucejo según el Mapa Topográfico Nacional (MTN50)	18
Figura 10. Cartografía catastral de El Saucejo	19
Figura 11. Página web del Plan Nacional de Ortofotografía Aérea.....	20
Figura 12. Modelo Digital de Superficies de El Saucejo	20
Figura 13. Modelo Digital de Superficies Normalizado de El Saucejo	21
Figura 14. Portal de Acceso a Datos de Radiación Solar de España (ADRASE)	22
Figura 15. Base de datos “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS) 22	
Figura 16. Datos obtenidos de la base de datos Solar Geometry 2	23
Figura 17. Situación del municipio de El Saucejo en la provincia de Sevilla.....	24
Figura 18. Término municipal de El Saucejo	24
Figura 19. Cantidad de horas durante las cuales el sol está visible.....	25
Figura 20. Dotaciones de espacios libres y equipamientos del área urbana.....	26
Figura 21. Parcelas catastrales.....	28
Figura 22. Herramienta ‘Dissolver’ para unificar referencias catastrales.....	29
Figura 23. Esquemmatización de la función de la herramienta ‘Dissolver’	29
Figura 24. Parcelas catastrales de estudio	29
Figura 25. Herramienta ‘Zona de influencia’ para eliminar zonas de paso a cubiertas..	31
Figura 26. Capa ‘ZonaDeEstudio’ superpuesta sobre las parcelas catastrales de estudio	32
Figura 27. Herramienta ‘Pendiente’	33
Figura 28. Capa de pendiente de las cubiertas ‘Pend_Cubiert’	33
Figura 29. Herramienta ‘Orientación’	34
Figura 30. Orientación de cubiertas.....	34

Figura 31. Herramienta ‘Reclasificar’ para asignar orientación Sur a zonas planas	35
Figura 32. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para clasificar según el CTE.....	35
Figura 33. Orientación según CTE	36
Figura 34. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para asignar el valor de latitud	36
Figura 35. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para calcular el porcentaje de pérdidas por inclinación y orientación	37
Figura 36. Capa ráster con porcentajes de pérdidas para cada zona	37
Figura 37. Herramienta ‘Reclasificar’ para asignar valor 1 a las pérdidas menores o iguales a 20%.....	38
Figura 38. Zonas que cumplen las especificaciones el CTE	38
Figura 39. Herramienta ‘Sombreado’ para calcular los diferentes mapas de sombras...39	
Figura 40. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para clasificar donde hay o no sombra40	
Figura 41. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para multiplicar todas las capas de un mes	40
Figura 42. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para calcular el mapa de sombras anual ..41	
Figura 43. Mapa de zonas con y sin sombra en cada referencia catastral	41
Figura 44. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para el cálculo del mapa de las zonas que tienen o no pérdidas.....	42
Figura 45. Herramienta ‘Reclasificar’ para seleccionar la superficie útil	42
Figura 46. Superficie útil sobre área disponible y de parcelas	43
Figura 47. Área útil en m ² representado en cada parcela	43
Figura 48. Herramienta ‘Radiación solar de áreas’ para el cálculo de la irradiación global anual	44
Figura 49. Mapa de irradiación global anual.....	45
Figura 50. Mapa de irradiación global anual en cada parcela	45
Figura 51. Tabla generada para el cálculo de potencias	46
Figura 52. Herramienta ‘Calculadora de campo’ para el cálculo de potencias	47
Figura 53. Potencia instalada para módulos Si Monocristalino por parcela	47
Figura 54. Potencia instalada para módulos Si Multicristalino por parcela	48
Figura 55. Potencia instalada para módulos CIS por parcela.....	48
Figura 56. Potencia instalada para módulos TeCd por parcela.....	48
Figura 57. Potencia instalada para módulos Si Amorfo por parcela	48
Figura 58. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para el cálculo de la energía producida ...49	

Figura 59. Herramienta ‘Estadísticas zonales como tabla’ para representar la energía en para cada referencia catastral.....	50
Figura 60. Energía producida para módulos Si Monocristalino por parcela	50
Figura 61. Energía producida para módulos Si Multicristalino por parcela.....	51
Figura 62. Energía producida para módulos CIS por parcela	51
Figura 63. Energía producida para módulos TeCd por parcela	51
Figura 64. Energía producida para módulos Si Amorfo por parcela.....	51
Figura 65. Discordancias entre el MDS, catastro y ortofoto	53
Figura 66. Comprobación de fuente de datos.....	53
Figura 67. Comprobación de reconocimiento de inclinación.....	54
Figura 68. Comprobación de reconocimiento de orientaciones	54
Figura 69. Visualización lateral de cubiertas	55
Figura 70. Representación de porcentaje de perdidas sobre cubiertas	55
Figura 71. Comprobación de reconocimiento de sombras (color azul oscuro) y soleadas (color amarillo).....	56
Figura 72. Estadísticas de la capa ‘TejadosEnlazado’ según el campo ‘área’	56
Figura 73. Potencia instalada (kWp) según cada tipo de módulo.....	57
Figura 74. Mapa de potencia instalada con Módulos Si Monocristalino por parcela	58
Figura 75. Mapa de potencia instalada con Módulos Si Multicristalino por parcela.	58
Figura 76. Mapa de potencia instalada con Módulos CIS por parcela.	59
Figura 77. Mapa de potencia instalada con Módulos TeCd por parcela.....	59
Figura 78. Mapa de potencia instalada con Módulos Si Amorfo por parcela.	60
Figura 79. Energía producida (MWh) según cada tipo de módulo.....	60
Figura 80. Mapa de energía producida con Módulos Si Monocristalino por parcela.....	61
Figura 81. Mapa de energía producida con Módulos Si Multicristalino por parcela.	61
Figura 82. Mapa de energía producida con Módulos CIS por parcela.	62
Figura 83. Mapa de energía producida con Módulos TeCd por parcela.	62
Figura 84. Mapa de energía producida con Módulos Si Amorfo por parcela.....	63
Figura 85. Resultados obtenidos para una referencia catastral.....	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Porcentaje admisible de pérdida	32
Tabla 2. Eficiencia de los módulos fotovoltaicos por tipo.....	46

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento sin precedentes y se ha convertido en una fuente de energía renovable de vital importancia en la búsqueda de un futuro más sostenible. La tecnología fotovoltaica permite la conversión directa de la luz solar en electricidad utilizando paneles solares compuestos por células fotovoltaicas. Este tipo de instalaciones ha ganado popularidad tanto en hogares residenciales como en instalaciones comerciales e industriales debido a sus numerosos beneficios.

Uno de los principales beneficios de esta energía es su contribución a la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. A medida que los recursos no renovables disminuyen y los efectos del cambio climático se hacen más evidentes, es imperativo encontrar fuentes de energía más limpias y sostenibles. Los módulos fotovoltaicos ofrecen una alternativa viable, ya que generan electricidad sin emitir gases de efecto invernadero ni otros contaminantes, lo que ayuda a mitigar el impacto ambiental.

Además de su impacto ambiental positivo, la energía solar fotovoltaica también ofrece ventajas económicas. A medida que la tecnología ha avanzado y se ha vuelto más accesible, los costos de instalación de paneles solares han disminuido significativamente. Esto ha hecho que la energía solar sea más asequible y rentable a largo plazo, especialmente considerando el ahorro en los costos de electricidad a lo largo de la vida útil de los sistemas fotovoltaicos.

En este contexto, surge la necesidad de maximizar el potencial solar en áreas específicas para aprovechar al máximo esta fuente de energía renovable. Es aquí donde entran en juego los Sistemas de Información Geográfica (SIG) y los Modelos Digitales de Superficie (MDS). Estas herramientas y metodologías permiten realizar estimaciones precisas del potencial solar fotovoltaico en una determinada ubicación, y en áreas de gran extensión geográfica.

En el estudio realizado por Izquierdo Pérez [1], se realizó un vuelo propio sobre el casco viejo de la ciudad de San Sebastián para conocer la fiabilidad de esta tecnología. Una vez analizados los resultados se llegó a la conclusión que este tipo de herramientas proporcionan informaciones bastante fiables incluso para las calles más estrechas.

También cabe destacar, el proyecto SUN-AREA [2] llevado a cabo por la compañía Klärle en 2011, que ofrece a los ciudadanos, de algunas ciudades alemanas, la

posibilidad consultar el potencial solar de cualquier cubierta o espacio abierto de forma individual, además de conocer el periodo de amortización y retorno de la inversión.

Existen trabajos anteriores sobre el estudio del potencial fotovoltaico sobre núcleos urbanos como puede ser el realizado sobre Miraflores de la Sierra (Madrid) [3]. En el caso específico de este trabajo, se enfoca en el municipio de El Saucejo, ubicado en Sevilla.

Utilizando datos geoespaciales, topografía y características solares, se ha llevado a cabo un análisis detallado del potencial solar fotovoltaico en El Saucejo. El objetivo es proporcionar información clave sobre la capacidad de generación de energía solar en la zona, identificando áreas con mayor potencial y brindando recomendaciones para el desarrollo de proyectos solares eficientes.

Este proyecto también contribuirá en el asentamiento de unas bases para la implementación de soluciones energéticas sostenibles y una transición hacia un futuro más limpio y resiliente. Además, proporcionará información valiosa para la toma de decisiones en materia de políticas energéticas y planificación urbana, fomentando el desarrollo de una infraestructura energética más sostenible y promoviendo la adopción de la energía solar fotovoltaica como una fuente clave en el mix energético. De esta manera, se impulsará el desarrollo de una economía baja en carbono y se contribuirá a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, creando un entorno más sostenible y saludable para las generaciones futuras.

2. OBJETIVOS

El objetivo principal del trabajo es estimar el potencial solar fotovoltaico del municipio de El Saucejo (Sevilla). Para ello, se va a hacer uso de Sistemas de Información Geográfica (SIG) que permiten realizar análisis de potencial solar de forma muy eficiente sobre grandes territorios. Usando el Software ‘ArcGIS’ y partiendo de datos catastrales y modelos digitales, se van a alcanzar los objetivos específicos que se han planteado:

- Obtener la superficie útil disponible de cubiertas en el núcleo urbano del municipio, para la instalación de placas fotovoltaicas donde su generación sea máxima.
- Estimar la potencia instalada dependiendo del tipo de módulo a instalar.
- Evaluar la energía que podría llegar a generarse de llevarse a cabo la instalación de paneles fotovoltaicos.

3. CONCEPTOS Y DEFINICIONES

3.1. IRRADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es la principal fuente de energía emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas. Esta es la principal fuente de energía renovable disponible. Sin embargo, la totalidad de la radiación solar que llega a la atmósfera no logra penetrar hasta el plano terrestre, ya que su trayectoria se ve influenciada por factores como el clima, la topografía y las singularidades del terreno. Es importante tener en cuenta, que la cantidad de radiación solar recibida en cualquier lugar del planeta también varía según la latitud y la hora del día.

La irradiación solar global se divide en tres componentes según la forma en que llega a la Tierra (**Figura 1**):

1. Radiación directa: Es la que incide sobre una superficie en línea recta desde el sol sin sufrir ningún cambio en su dirección.
2. Radiación difusa: Es la que sufre un cambio de dirección en su trayectoria debido a la acción de los agentes atmosféricos.
3. Radiación albedo o reflejada: Es la radiación reflejada por una superficie.

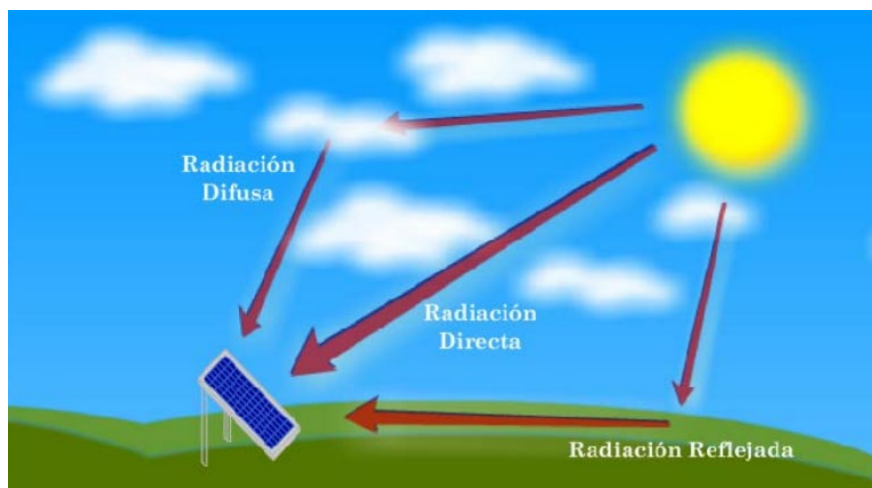


Figura 1. Esquema de los componentes de la radiación global [4].

3.2. POSICIÓN SOLAR

La trayectoria aparente del Sol a lo largo del cielo varía desde un punto fijo posicionado en el ecuador de la Tierra. Su posición está determinada por la ubicación geográfica, la hora del día y la época del año. El desplazamiento del Sol, producto de la rotación de la Tierra sobre su eje, influye en el ángulo de entrada de la luz solar en el área

y tiene un efecto notable en la cuantía de energía captada por los paneles solares. Para describir la posición del Sol, se utilizan los términos de azimut y altura (**Figura 2**):

- El azimut es la medida angular que describe la posición del Sol en grados, tomando como referencia el norte geográfico y midiendo en sentido horario, abarcando un rango de 0 a 360 grados.
- La altura, por otro lado, es el ángulo vertical formado entre el horizonte y el Sol. Se mide en grados y puede variar entre 0 y 90 grados, siendo 0 cuando el Sol está en el horizonte y 90 cuando está directamente sobre el punto en cuestión.

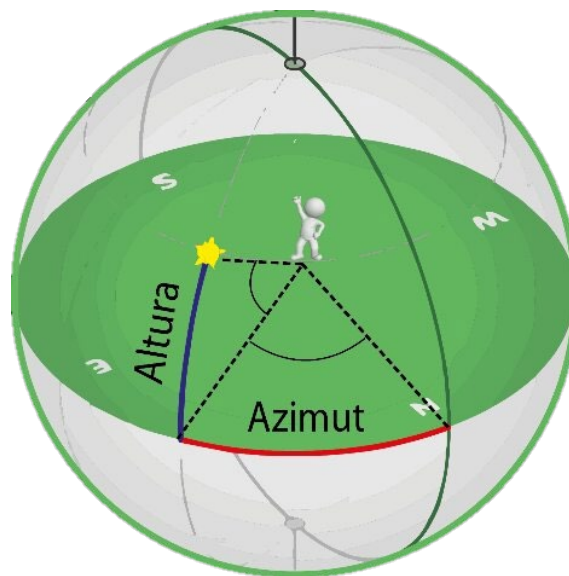


Figura 2. Esquema de descripción de la posición solar [5].

3.3. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica convierte directamente la luz solar en electricidad mediante el uso de células solares. Estas células solares contienen en su interior capas de un material semiconductor tratado de manera especial, que forman dos capas: una positiva y otra negativa, creando un campo eléctrico. Al incidir la luz solar sobre la célula, se liberan electrones a través de las capas, se produce una corriente eléctrica (**Figura 3**) [6].

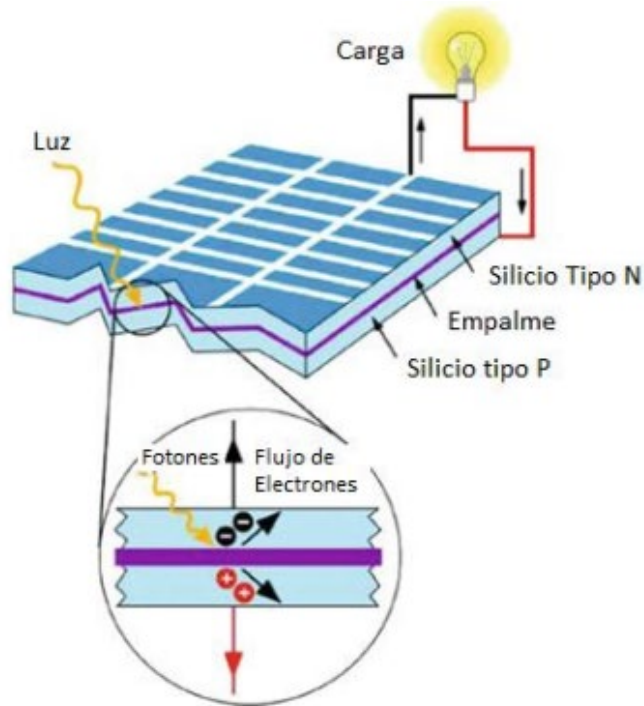


Figura 3. Rendimiento de las células solares [6].

Una instalación fotovoltaica está compuesta por varios componentes que incluyen las placas fotovoltaicas, el cableado eléctrico, los soportes para las placas y un inversor para transformar la corriente continua en alterna (**Figura 4**) [7].

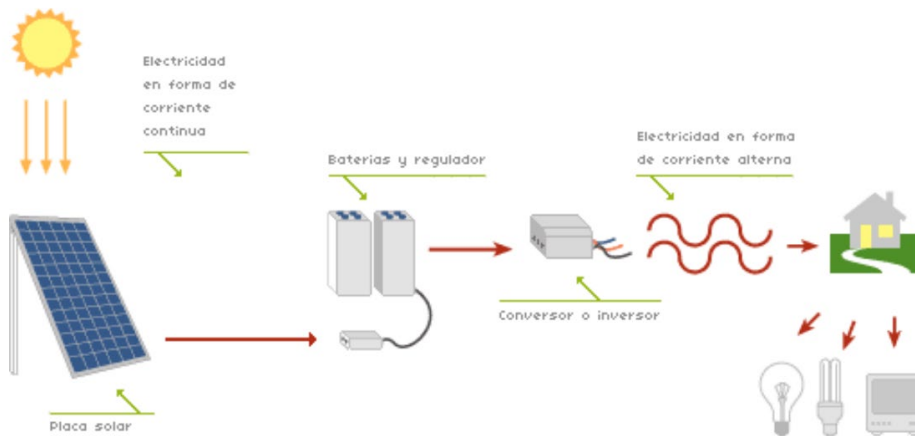


Figura 4. Instalación aislada de una vivienda [7].

3.4. TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Existen diferentes tipos de paneles según el material empleado en sus células, del método de fabricación y su forma final. Por lo general los primordiales son:

- Monocristalinos de celdas de silicio: Están compuestos por celdas de silicio monocristalino fabricadas a partir de un único cristal de silicio de alta pureza (**Figura 5**). El proceso de fabricación implica el corte de láminas finas de silicio, lo que resulta en celdas solares individuales con una apariencia uniforme y homogénea. Los módulos monocristalinos son conocidos por su eficiencia y rendimiento superiores, lo que los convierte en una opción popular para aplicaciones residenciales y comerciales [8].



Figura 5. Módulo compuesto por células de silicio monocristalino [9].

- Multicristalinos de celdas de silicio: Tienen un proceso de fabricación similar a los monocristalinos, pero el proceso de cristalización es diferente. Visualmente son muy reconocibles por su aspecto granulado (**Figura 6**). Su rendimiento baja respecto a los módulos monocristalinos.



Figura 6. Módulo formado por células de silicio policristalino [9].

- Módulos de lámina delgada: La fabricación de paneles solares de capa delgada implica depositar finas capas de material fotosensible sobre un sustrato flexible, que puede ser de vidrio, plástico o acero inoxidable [10]. La eficiencia energética de estos módulos es más baja, lo que significa que se requiere una superficie mayor para generar la misma cantidad de energía instalada. Se fabrican con diferentes materiales fotosensibles, como el telururo de cadmio (CdTe), el sulfuro

de cobre-indio-galio (CIGS) o el silicio amorfo (a-Si). A pesar de su menor eficiencia, los paneles solares de capa delgada tienen ventajas en términos de flexibilidad y peso ligero, lo que los hace adecuados para aplicaciones donde la flexibilidad y el diseño son importantes, como en la integración en edificios o en dispositivos electrónicos portátiles.

Además de estos tipos de módulos descritos, en el mercado se pueden encontrar otros como los de células de concentración, células flexibles o con células fotovoltaicas orgánicas e híbridas, aunque los tres tipos más utilizados son los expuestos, representando un 85% del mercado [11].

3.5. PÉRDIDAS SEGÚN EL CÓDIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN

Los tejados de los edificios son un espacio disponible que a menudo no se aprovecha al máximo y que puede ser utilizado para instalar sistemas fotovoltaicos. En el caso de las viviendas, el espacio en el tejado puede ser limitado, pero en ocasiones los tejados de zonas industriales, comerciales o de ocio tienen dimensiones de un tamaño considerable.

La instalación de paneles solares en los tejados de los edificios ofrece una oportunidad para aprovechar la energía solar y generar electricidad de manera limpia y sostenible. Estos sistemas fotovoltaicos pueden ayudar a reducir la dependencia de fuentes de energía convencionales y disminuir la huella de carbono de los edificios.

Además, los tejados suelen ser una ubicación ideal para la instalación de módulos fotovoltaicos, ya que suelen estar expuestos a la luz solar directa y no están obstruidos por sombras u obstáculos. Esto permite una mayor eficiencia en la captación de la radiación solar y, por lo tanto, una mayor producción de energía eléctrica.

Pero no todo son ventajas, todos los edificios no poseen una disposición apropiada para captar la radiación del Sol, por ello, los paneles se colocan sobre unas estructuras que tienen una inclinación y orientación determinada para que su eficiencia sea la máxima posible.

El CTE en su DB-HE define dos conceptos a la hora de calcular las pérdidas ocasionadas por este motivo: “*ángulo de inclinación, β definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y 90° para verticales*” y “*ángulo de azimut, α definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el*

meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste” (Figura 7) [12].

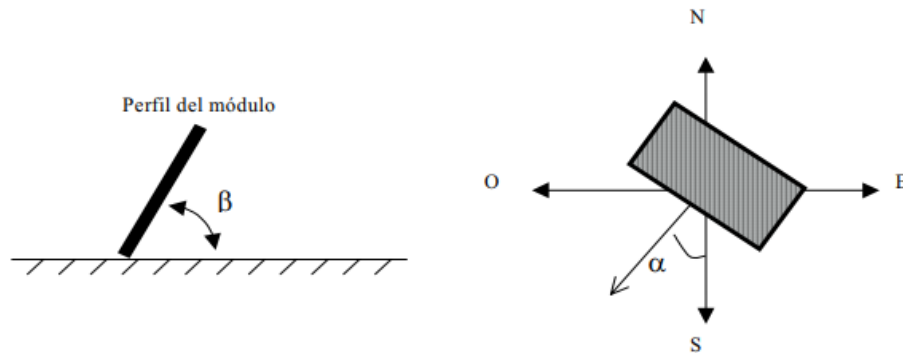


Figura 7. Orientación e inclinación de los módulos [13].

El CTE establece unos valores límites para las pérdidas ocasionadas por inclinación y orientación que son para casos generales del 10%, superposición 20% y para integración arquitectónica 40%. Como método de cálculo de este porcentaje, ha generado las siguientes fórmulas según la posición de la cubierta [13]:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (\text{Ec. 1})$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ \quad (\text{Ec. 2})$$

α = Ángulo de azimut (orientación).

β = Ángulo de inclinación (0° para orientación sur, -90° para orientación este y $+90^\circ$ para orientación oeste).

ϕ = Latitud del lugar.

α , β y ϕ se expresan en grados sexagesimales.

3.6. POTENCIA INSTALADA

“La potencia instalada en corriente alterna de una central fotovoltaica conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida” [14].

La expresión a utilizar para el cálculo de la potencia instalada para cada tipo de placa fotovoltaica en una superficie cuantificada es la siguiente [15]:

$$P = I_g \cdot e \cdot A_{PV} \quad (\text{Ec. 3})$$

P = Potencia instalada (kWp).

I_g = Irradiación global = 1 kW/m^2 (en condiciones estándar de medida).

e = Eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

A_{PV} = Superficie de tejado útil.

3.7. ENERGÍA PRODUCIDA

La energía total anual producida se calcula a partir de la fórmula [15]:

$$E = I_{md} \cdot 365 \cdot e \cdot A_{PV} \quad (\text{Ec. 4})$$

E = Energía anual (kWh).

I_{md} = Media diaria de la irradiación solar global (kW/m²día).

e = Eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

A_{PV} = Superficie de tejado útil.

Otro coeficiente importante a considerar es el conocido como rendimiento energético de la instalación o "Performance Ratio" (PR). Este coeficiente evalúa la calidad de una instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta no solo la eficiencia de los módulos, sino también otros factores como la inclinación y orientación de estos [16]. Por lo general, se utiliza un valor por defecto de PR del 80% (0,8) al evaluar el rendimiento energético de una instalación fotovoltaica. Este valor asume una disposición óptima del sistema, sin pérdidas significativas debido a sombras u otros factores que pueden afectar la generación de energía [11].

$$E = I_{md} \cdot 365 \cdot e \cdot A_{PV} \cdot PR \quad (\text{Ec. 5})$$

4. FUENTES DE DATOS

Para comenzar cualquier estudio, la primera etapa es la recopilación de la información necesaria para su desarrollo. Estos datos influirán directamente en la presión de los resultados finales a obtener, por ello es uno de los puntos importantes durante el proceso. Según los datos que se puedan hacerse un estudio más profundo y específico o más superficial y básico.

4.1. ORTOFOTOGRAFÍAS

Para el municipio de estudio, el Plan Nacional de Ortofotografías Aéreas (PNOA) [17] dispone de la ortofoto de máxima actualidad correspondiente a julio de 2019 y posee una resolución de 0,25x0,25 m.

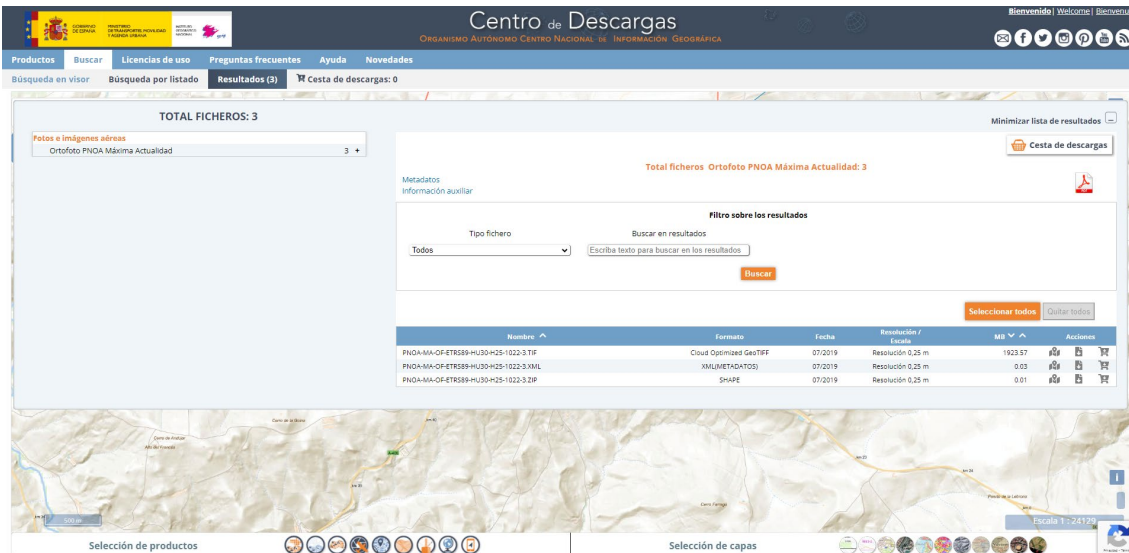


Figura 8. Captura web PNOA [17].

La hoja que corresponde para El Saucejo es la 1022 según la división del Mapa Topográfico Nacional 1:50.000 (MTN50).



Figura 9. Ortofotografía de El Saucejo según el Mapa Topográfico Nacional (MTN50) [17].

4.2. CATASTRO

La Sede Electrónica del Catastro [18] ofrece la posibilidad de consultar la información catastral y descargar de forma gratuita la cartografía catastral vectorial en formato ‘Shapefile’. El servicio tiene disponible información tanto de carácter urbano como rústico para el año 2022, para El Saucejo. El archivo que se ha descargado incluye información referente a las diferentes parcelas catastrales con su referencia catastral y tipo (suelo, patio, elevación del volumen respecto al terreno, piscinas, etc.), calle, número de policía y área, entre otros muchos datos.



Figura 10. Cartografía catastral de El Saucejo [18].

4.3. MODELOS DIGITALES DE SUPERFICIES

Un Modelo Digital de Superficies (MDS) es una representación digital tridimensional de la topografía de una superficie o terreno. Se construye mediante el uso de datos geoespaciales y técnicas de mapeo para capturar la elevación y las características del relieve de un área determinada. Estos proporcionan información detallada sobre la altitud, pendientes y curvaturas de la superficie terrestre, lo que permite analizar y visualizar la topografía con precisión. Los MDS se utilizan ampliamente en disciplinas como la cartografía, la planificación urbana, la ingeniería civil, la gestión del agua y la modelización del terreno, entre otros.

Lo ideal para el desarrollo de este estudio, habría sido poder trabajar a partir de datos LIDAR (Light Detection and Ranging o Laser Imaging Detection and Ranging)

procedentes de un vuelo propio efectuado en el momento actual y con una resolución aún mejor que la proporcionada por los MDS del PNOA, partiendo de esta nube de puntos LIDAR obtenida, depurarla y clasificarla para diferenciar las edificaciones, el terreno, la vegetación y todos aquellos elementos necesarios para el proyecto, para finalmente crear un MDS propio de la zona urbana del municipio.

Al no ser posible esta opción, se han utilizado los Modelos Digitales de Superficies puestos en disposición por el PNOA en su página web [17].

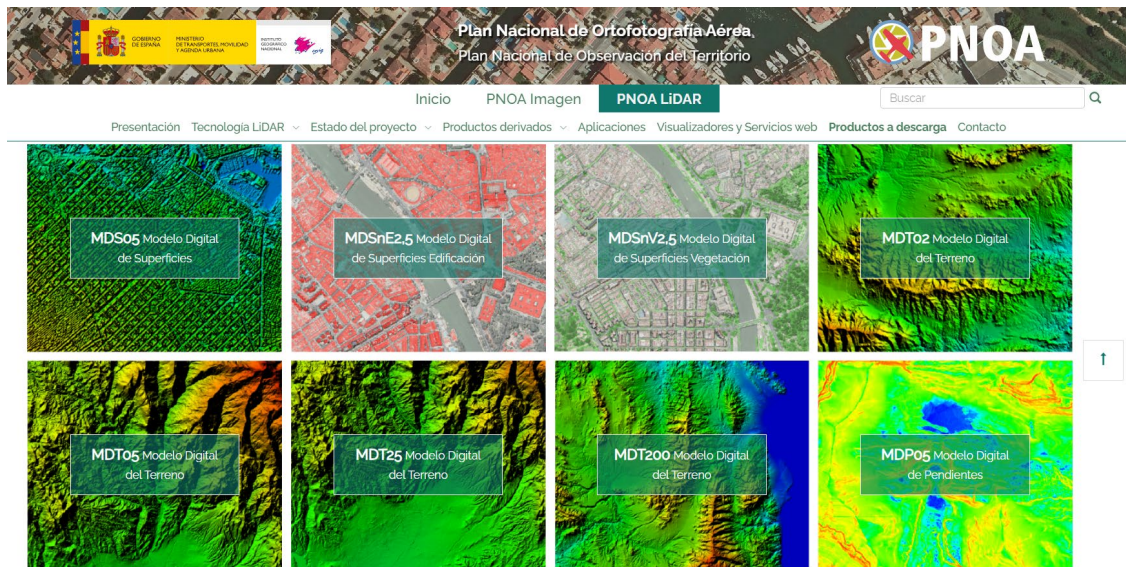


Figura 11. Página web del Plan Nacional de Ortofotografía Aérea [17].

Para este trabajo han sido usados:

1. El modelo digital de superficies de 1ª cobertura con paso de malla de 5 m.

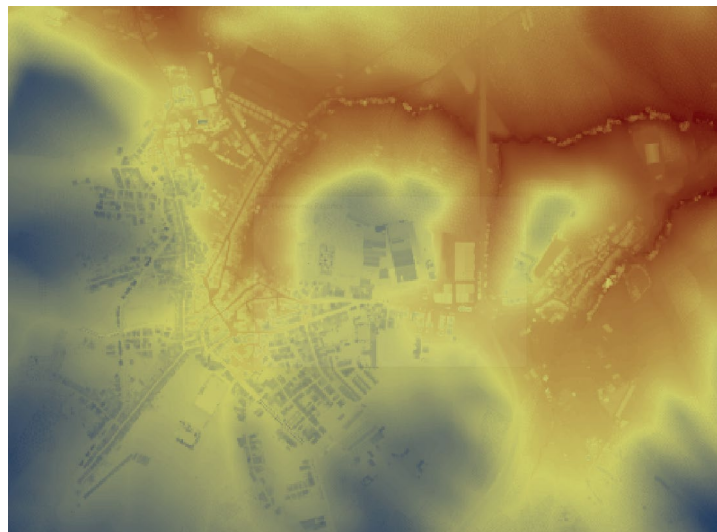


Figura 12. Modelo Digital de Superficies de El Saucejo.

2. El modelo digital de superficies normalizado de la clase edificación correspondiente a la 1ª cobertura con paso de malla de 2,5 m.



Figura 13. Modelo Digital de Superficies Normalizado de El Saucejo.

El vuelo es referente a la 1ª cobertura. Lo ideal hubiera sido haber realizado un propio vuelo teniendo acceso a unos datos totalmente actualizados.

4.4. RADIACIÓN SOLAR

Para este proyecto, se ha utilizado la propia herramienta que posee el software ‘ArcMap’ para el cálculo del mapa de Irradiación solar global para la zona de estudio, como se podrá ver en el apartado ‘Cálculo de la irradiación solar’. Existen otros métodos para obtener este mapa de irradiación como son el portal de Acceso a Datos de Radiación Solar de España (ADRASE) [19] (**Figura 14**) o la base de datos “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS) [20], pero se ha considerado que sus datos no son tan precisos como los que pueden obtenerse del propio software.

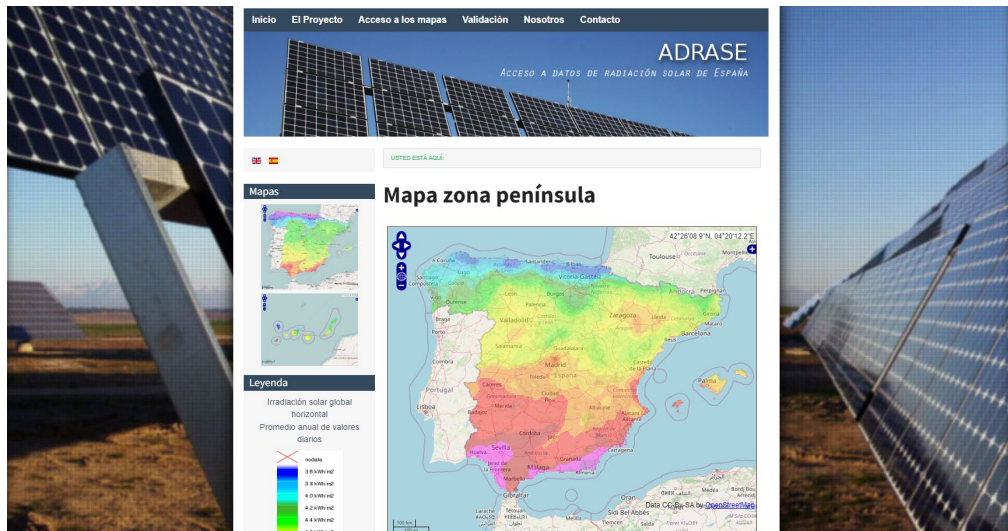


Figura 14. Portal de Acceso a Datos de Radiación Solar de España (ADRASE) [19].

Tanto ADRASE como PVGIS trabajan con mapas de irradiación global solar horizontales, mientras que ‘ArcMap’ utiliza el propio Modelo Digital de Superficie (MDS) para su modelizado y da la posibilidad de cambiar ciertos parámetros según los resultados que se deseen obtener y su precisión. En la **Figura 15**, pueden observarse las diferentes herramientas interactivas de las que dispone PVGIS.

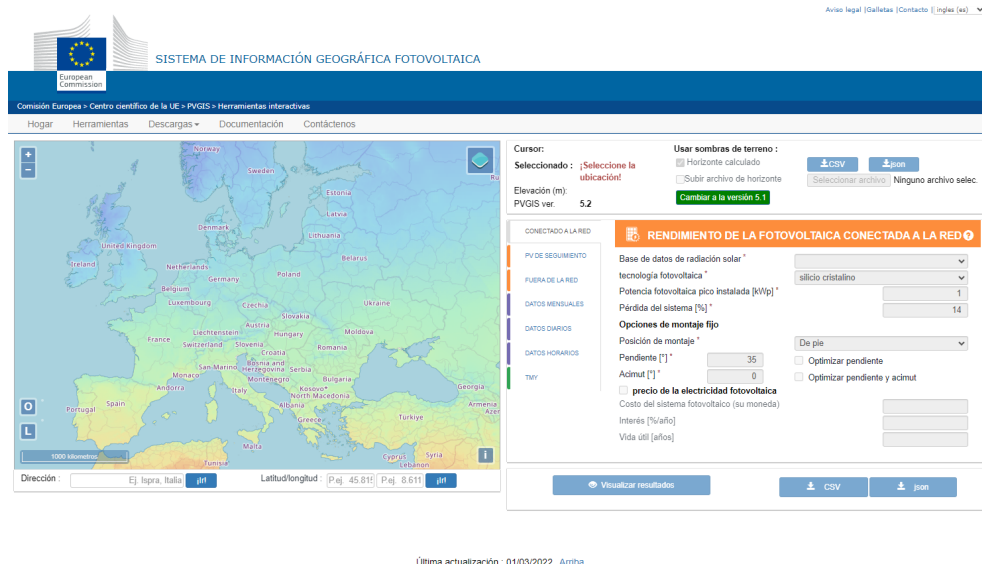


Figura 15. Base de datos “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS) [20].

4.5. DATOS DE POSICIÓN DEL SOL

Los datos de la posición del sol han sido adquiridos de la web SoDa-Pro que ofrece un acceso único a un gran conjunto de información relacionada con la radiación solar y

su uso [21]. El servicio SoDa no dispone de una librería propia de datos, sino que crea enlaces a otros recursos que se encuentran en diversos países.

Dentro de los distintos servicios que ofrece la web, se ha hecho uso de ‘Solar Geometry 2’ para la obtención de la tabla de datos referente a la posición relativa del Sol y la Tierra [22]. Los datos que devuelve este software tienen validez desde 1980 hasta 2030 y posee un orden de precisión de aprox. 0,0005°. Se le ha pedido crear una base de datos desde el 1 de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022 con un intervalo de 1 hora.

```

# Solar Geometry 2
# Fast and accurate Solar Position Algorithm
# MINES ParisTech / ARMINES
# The research leading to these results of the ENDORSE project that has received funding from the European Union's Seventh Framework Programme (FP7/2007-2013) under Grant Agreement no. 262892 (www.endorse-fp7.eu)
#
# JDUT: universal Julian date (day)
# YYYY: year
# MM: month of the year
# DD: day of the month
# H: hour of the day (decimal hour)
# DOY: day of the year
# DELTA: topocentric declination (radian)
# OMEGA: topocentric hour angle (radian)
# GAMMA_S0: topocentric Sun elevation angle without refraction correction (radian)
# ALPHA_S: topocentric Sun azimuth angle Eastward from North (radian)
# R: Sun-Earth Radius (ua)
#
# Latitude: 37.070310 longitude: -5.097250
# JDUT      YYYY      MM      DD      H      DOY      DELTA      OMEGA      GAMMA_S0      ALPHA_S      R
245.958.050.000.000 2022      1      1      0.0000 1 -0.401786368947 96.657.277.781.213.800 -1.309.919.360.233 5.906.031.531.505 0.983354158687
245.958.054.166.667 2022      1      1      10.0000 1 -0.401727791871 96.657.539.484.667.500 -1.290.191.344.745 0.551477410855 0.983353744418
245.958.058.333.333 2022      1      1      20.0000 1 -0.401669877350 96.657.801.188.552.300 -1.134.270.671.726 1.092.355.575.367 0.983353330149
245.958.062.500.000 2022      1      1      30.0000 1 -0.401612557652 96.658.062.893.493.600 -0.937126469716 1.368.560.868.933 0.983352915080
245.958.066.666.667 2022      1      1      40.0000 1 -0.401555708718 96.658.324.600.055.600 -0.729804408498 1.552.219.123.127 0.983352501612
245.958.070.833.333 2022      1      1      50.0000 1 -0.401499158618 96.658.586.308.694.300 -0.521503132467 1.701.978.480.282 0.983352087343
245.958.075.000.000 2022      1      1      60.0000 1 -0.401442699307 96.658.848.019.717.900 -0.317033918760 1.841.628.429.082 0.983351673074
245.958.079.166.667 2022      1      1      70.0000 1 -0.401386100786 96.659.109.733.283.000 -0.120404971160 1.984.301.048.880 0.983351258805
245.958.083.333.333 2022      1      1      80.0000 1 -0.401329126788 96.659.371.449.375.800 0.083716421228 2.139.795.525.687 0.983350844537
245.958.087.500.000 2022      1      1      90.0000 1 -0.401271550875 96.659.633.167.804.100 0.22906131654 2.316.961.078.262 0.983350430268
245.958.091.666.667 2022      1      1      100.0000 1 -0.401213171868 96.659.894.888.227.900 0.367226261134 2.523.587.343.083 0.983350015999
245.958.095.833.333 2022      1      1      110.0000 1 -0.401153827537 96.660.156.610.173.700 0.467302402959 2.763.458.998.627 0.983349601730
245.958.100.000.000 2022      1      1      120.0000 1 -0.401093405657 96.660.418.333.058.900 0.518991298903 3.030.900.175.533 0.983349187461
245.958.104.166.667 2022      1      1      130.0000 1 -0.401031851636 96.660.680.056.248.000 0.512330572992 3.307.815.813.821 0.983348773193
245.958.108.333.333 2022      1      1      140.0000 1 -0.400969172236 96.660.941.779.087.800 0.45096916286 3.570.838.759.115 0.983348358924
245.958.112.500.000 2022      1      1      150.0000 1 -0.400905435056 96.661.203.500.943.100 0.342291198205 3.804.164.890.465 0.983347944655
245.958.116.666.667 2022      1      1      160.0000 1 -0.400840764014 96.661.465.221.257.700 0.19791280549 4.004.455.116.186 0.983347530386
245.958.120.833.333 2022      1      1      170.0000 1 -0.400775330805 96.661.726.939.583.100 0.028187094691 4.176.685.768.750 0.983347116118
245.958.125.000.000 2022      1      1      180.0000 1 -0.400709943250 96.661.988.655.601.000 -0.158868047756 4.328.997.078.346 0.983346701849

```

Figura 16. Datos obtenidos de la base de datos Solar Geometry 2 [22].

5. ÁREA DE ESTUDIO

5.1. SITUACIÓN

El municipio de El Saucejo se encuentra ubicado en la Sierra Sur de la provincia de Sevilla, a 102,3 km de la Capital. Se sitúa a una altitud de 534 m sobre el nivel del mar y tiene una extensión de 92,3 km². Sus coordenadas geográficas son 37,07; -5,097 [23].

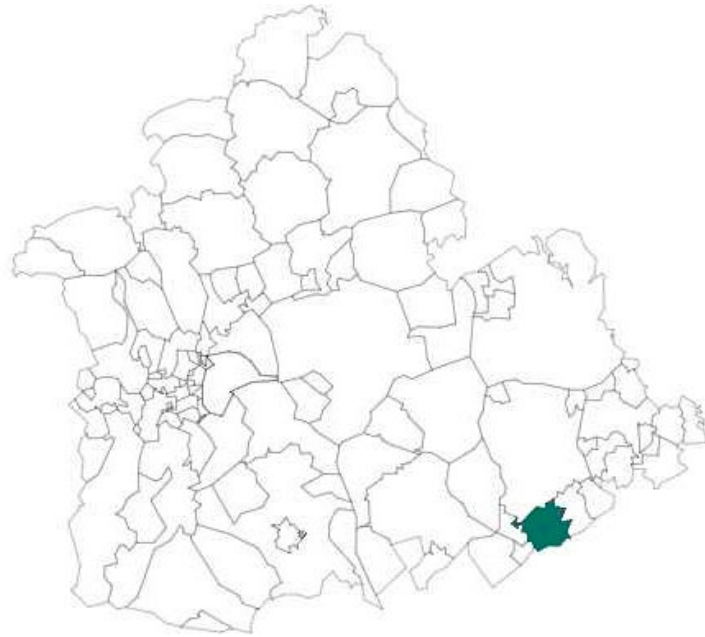


Figura 17. Situación del municipio de El Saucejo en la provincia de Sevilla [24].

El término municipal está constituido por 3 entidades de población que son, como núcleo principal, El Saucejo y dos aldeas, Navarredonda y La Mezquitilla a una distancia de 500 m y 2 km, respectivamente. Para el desarrollo de este trabajo, solo se ha tenido en cuenta el núcleo principal del pueblo.



Figura 18. Término municipal de El Saucejo [25].

5.2. EL CLIMA

Realizando un análisis estadístico de los informes climatológicos desde 1980 a 2016, WeatherSpark ha elaborado un informe sobre el clima de El Saucejo, en el cual se concluye que los veranos son cortos, cálidos, áridos y mayormente despejados, y los inviernos son largos, fríos y parcialmente nublados. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 2 a 33 °C y rara vez baja a menos de -2 °C o sube a más de 36 °C [26].

Las horas de luz solar varían durante el año llegando a un máximo de casi 15 horas de luz natural en junio y un mínimo de 9 horas y 30 minutos en el mes de diciembre, alcanzando unas 4500 horas de Sol anuales [26].

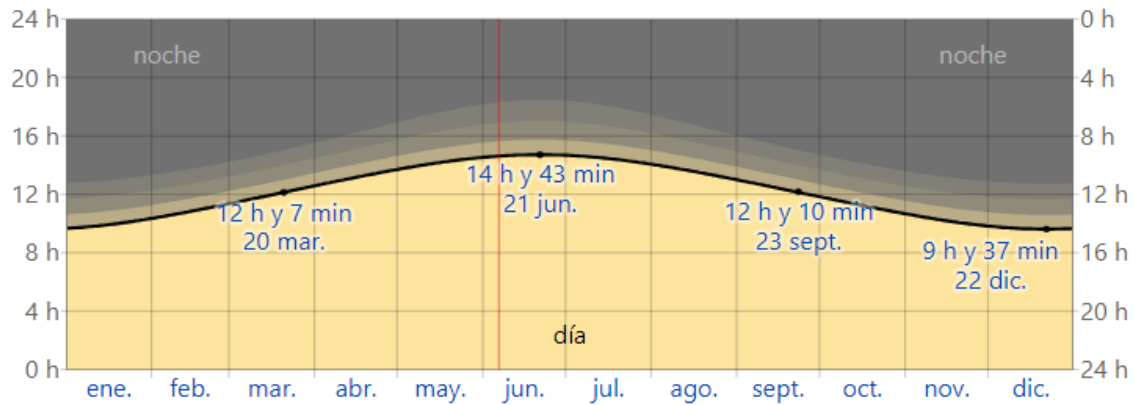


Figura 19. Cantidad de horas durante las cuales el sol está visible [26].

5.3. ESTRUCTURA Y ECONOMÍA URBANA

El padrón contaba con un total de 4.233 vecinos y una densidad de población de 45,86 hab/km² en 2022, teniéndose en cuenta ambos núcleos adheridos. El número de habitantes se ha visto afectado durante la última década debido a la migración de la población joven a las ciudades más cercanas. En esta fecha, el municipio contaba con una cifra de 2.766 parcelas catastrales, de las cuales 2.415 pertenecían a parcelas edificadas donde la gran mayoría corresponden a viviendas unifamiliares de dos niveles [24]. Esta situación conduce a la predominancia de tejados inclinados y una presencia limitada de cubiertas planas, lo cual resulta en un incremento de las pérdidas ocasionadas por la orientación y la inclinación, además de generar sombras no deseadas. Además, dentro del término municipal, no existe ninguna edificación afectada por la legislación de patrimonio histórico [10] que sea considerada como Bien de Interés Cultural [27]. El municipio cuenta con una iglesia y una ermita, pero no se encuentran protegidas por esta ley.

La principal actividad económica del municipio pertenece a los sectores de la agricultura y la ganadería, seguida por el comercio y siendo la industria la de menos presencia [24]. Esto conlleva a que el consumo de energía no sea muy elevado, alcanzando un valor total de 8.933 MWh en el año 2020, de los cuales 5.064 MWh pertenecía al consumo residencial [24].

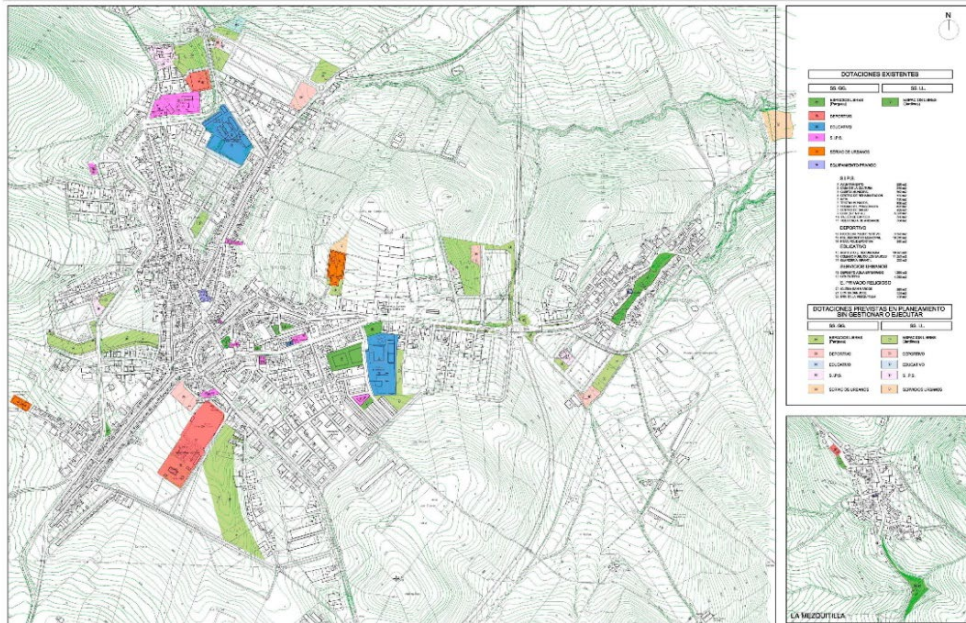


Figura 20. Dotaciones de espacios libres y equipamientos del área urbana [28].

6. METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el objetivo de este trabajo, se ha seguido una metodología basada en el modelo gSolarRoof [29], desarrollado en el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) por el grupo de Tecnologías de la Información Geográfica y Energías Renovables (gTIGER) que proporciona la posibilidad de calcular el potencial fotovoltaico de los tejados de una zona urbana con una gran precisión, en diferentes tipos de tejados. Se han obtenido las posiciones más favorables para la colocación de placas fotovoltaicas, así como la cantidad de energía que se podría generar de llegarse a ejecutar.

Para su desarrollo, se ha utilizado el Software ArcMap v10.8, que pertenece al conjunto de productos de *ArcGis Desktop* dentro del campo de los Sistemas de Información Geográfica (SIG), apoyándose en un Modelo Digital de Superficies (MDS).

Como se ha indicado anteriormente, sólo se ha analizado la dotación del núcleo principal del municipio, por lo que se ha recopilado la información necesaria relativa a las construcciones, posición del sol y radiación solar referente a esta. Las diferentes fuentes de datos han sido especificadas en el apartado 4.

Se ha partido del Modelo Digital de Superficies Normalizado (MDSN) correspondiente la primera cobertura con paso de malla de 2,5 m, que representa la superficie correspondiente a edificaciones y de la cartografía catastral del municipio para

determinar las superficies que pertenecen a los tejados. Una vez delimitadas las áreas útiles, se ha procedido a cuantificar la radiación para computar la potencia y la energía que se podría alcanzar.

El cálculo de la superficie útil de las cubiertas se ha obtenido teniendo en cuenta tanto su pendiente y orientación, como las sombras generadas en las horas más representativas de cada día. Estos datos se han podido obtener gracias a los Modelos Digitales de Superficies, MDSN y MDS, respectivamente. Con esta información, se ha especificado que zonas cumplen los requisitos favorables para la colocación de los módulos fotovoltaicos. Para conseguir los datos de radiación anuales en el municipio, se ha utilizado la propia herramienta que posee ArcMap para su cálculo, usando como base el MDS. Para alcanzar el objetivo establecido de a cuánto asciende el potencial fotovoltaico instalado y, por consiguiente, la energía que podría llegarse a producir se ha tenido en cuenta los distintos tipos de placas fotovoltaicas y como influiría su elección en los resultados finales. Como resultado final, se ha obtenido una tabla resumen para cada parcela catastral con la información referente a la misma de superficie de tejado útil, potencia y energía producida según el tipo de módulo a instalar.

6.1. DATOS DE PARTIDA

Los datos iniciales para poder comenzar a trabajar son los siguientes:

- Ortofotografía del PNOA. Resolución: 25x25cm. Julio, 2019.
- Modelo Digital de Superficies Normalizado (MDSN). Resolución: 5x5m. Vuelo de 1ª cobertura, 2015-2017.
- Modelo Digital de Superficies (MDS). Resolución: 5x5m. Vuelo de 1ª cobertura, 2015-2017.
- Capa de parcelas catastrales. Enero, 2022.
- Documento con la posición del sol durante el año 2022.

6.2. PROCESADO DE PARCELAS CATASTRALES

El primer paso que se ha seguido para el desarrollo de este estudio ha sido el de “pulir” la capa de catastro facilitada por la Sede Electrónica del Catastro del Gobierno de España [18], de modo que permita seguir trabajando con las parcelas consideradas de interés. El fichero ‘shapefile’ descargado, que hace referencia a las edificaciones, clasifica las diferentes zonas de una parcela según el tipo: suelo, volúmenes bajo o sobre rasante,

terrazas, patios, piscinas, etc., por lo que, para poder comenzar a trabajar se deben descartar todas aquellas que no correspondan a tejados.

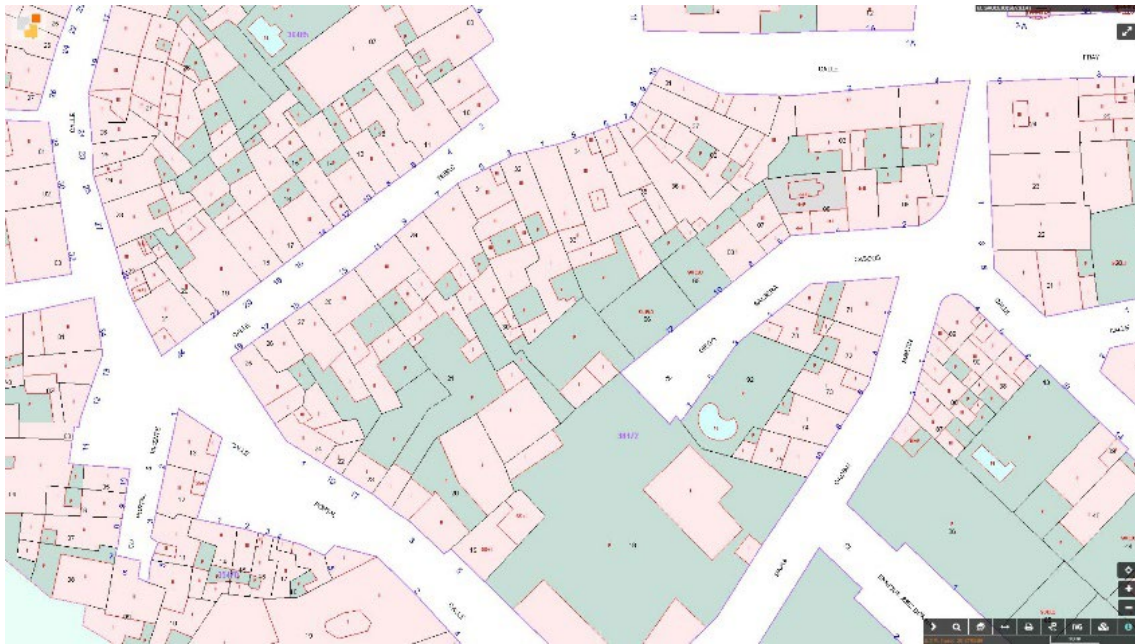


Figura 21. Parcelas catastrales [18].

Ya se ha comentado con anterioridad, que este municipio no cuenta con ninguna edificación considerada Bien de Interés Cultural, pero se ha decidido excluir en este análisis el cementerio municipal, la iglesia y la Ermita de San Marcos. Las parcelas pertenecientes a estas construcciones han sido eliminadas junto con aquellas correspondientes a solares sin edificar, parques municipales y zonas deportivas, además de todas las superficies pertenecientes a jardines privados, piscinas, terrazas, balcones sobresalientes, patios interiores, etc. Se han suprimido áreas que se encontraban superpuestas dentro de una misma parcela, debido a la existencia de varios volúmenes, lo que podría dar lugar a errores futuros en el cálculo de la superficie disponible. De igual forma, se ha hecho uso de la herramienta ‘Disolver’ (**Figura 22**) para unir los diferentes polígonos pertenecientes a una misma referencia catastral, teniendo como resultado final, una única área de tejado para cada referencia catastral.

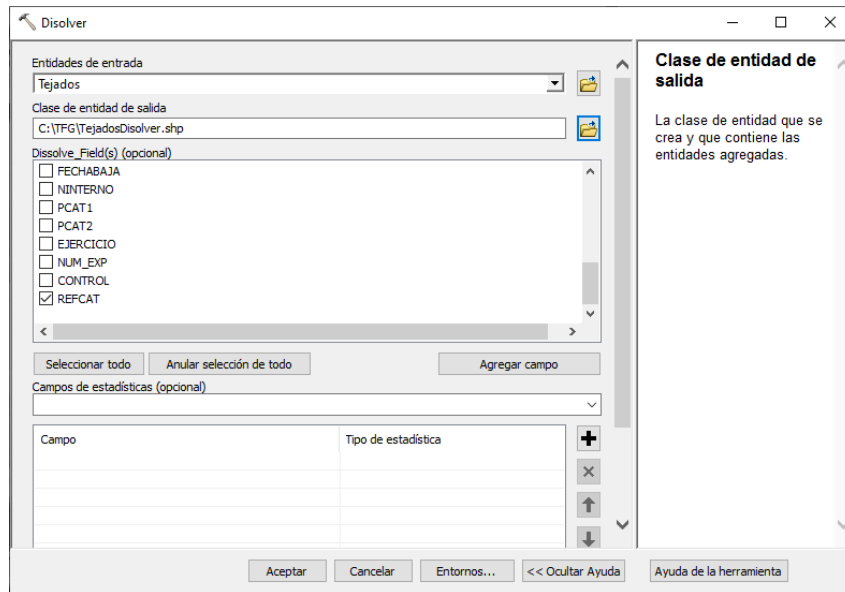


Figura 22. Herramienta ‘Disolver’ para unificar referencias catastrales.

La herramienta ‘Disolver’ agrupa entidades basándose en un rasgo indicado de la misma (**Figura 23**).

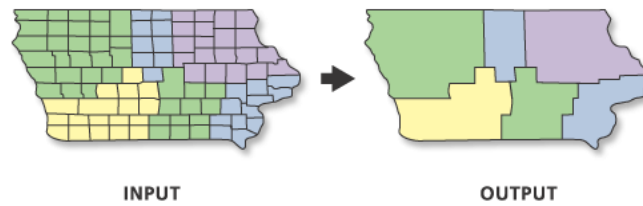


Figura 23. Esquemmatización de la función de la herramienta ‘Disolver’ (Fuente: Captura ArcMap).

En la **Figura 24**, pueden observarse las delimitaciones de las diferentes parcelas catastrales en color morado. El polígono color salmón hace referencia a la iglesia, que no se incluye en el área de estudio.

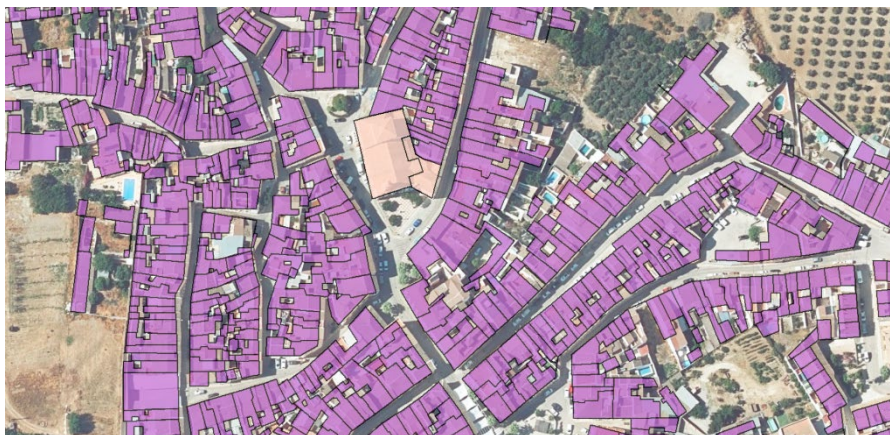


Figura 24. Parcelas catastrales de estudio.

6.3. SUPERFICIE DE TEJADOS DISPONIBLE

La obtención de la superficie de tejados disponible se ha calculado aplicando una serie de criterios booleanos en los cuales si la condición es favorable el valor de 1 y si es desfavorable su valor para ser 0. Una vez valorados, las áreas que posean en todos ellos el valor 1 son las idóneas para la colocación de los paneles fotovoltaicos, es decir, la superficie útil.

6.3.1. CRITERIOS

Los criterios a evaluar en este proceso han sido principalmente dos. En primer lugar, las pérdidas de energía causadas por la inclinación y la orientación de los tejados y, en segundo lugar, las ocasionadas por las sombras proyectadas sobre las superficies de los tejados a causa de edificaciones o vegetación. Además, se ha contemplado un área de paso de cubiertas dedicada al acceso a las placas, ya sea durante su instalación, como para futuras reparaciones o mantenimiento. Para poder desarrollar este proceso, se han utilizado el MDS y el MDSN obtenidos del PNOA, junto con las herramientas disponibles en el software empleado ArcMap.

6.3.2. PASO DE CUBIERTAS

Previamente, se ha comentado la necesidad de tener en cuenta una zona de paso en las cubiertas destinada a la instalación y mantenimiento de los paneles. Para ello, se ha realizado un Buffer de -1 metro en todo el perímetro de los tejados haciendo uso de la herramienta ‘Zona de influencia’ (**Figura 25**) sobre la capa de catastro ya tratada anteriormente. Con esto, se consigue una nueva capa con la superficie de estudio.

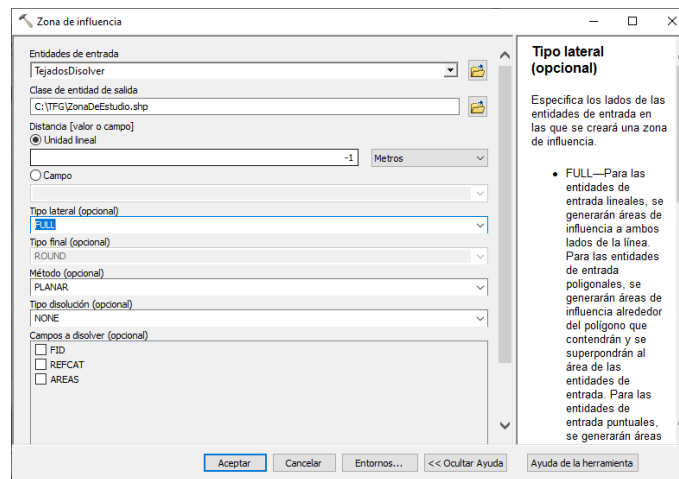


Figura 25. Herramienta ‘Zona de influencia’ para eliminar zonas de paso a cubiertas.

Al aplicar esta herramienta, la capa ‘ZonaDeEstudio’ pierde toda la información procedente del catastro excepto su referencia catastral, de modo que, se une la capa procedente del catastro para conservarla.

Aunque es cierto que no siempre sería necesario descontar un metro perimetral, y que en algunas cubiertas podría ser este descuento algo inferior, se ha considerado 1 m como un valor medio en el que, además, puede asumirse la presencia de chimeneas u otros elementos existentes en las cubiertas que por la resolución de los datos de partida no es posible determinar. Como se ha dicho con anterioridad, la situación ideal para el desarrollo de este tipo de trabajo sería poder hacer un vuelo propio actualizado y con mayor resolución.

Además, el objetivo de esta zona perimetral no es sólo dejar libre de obstáculos una superficie mínima que permita los trabajos de mantenimiento de la instalación fotovoltaica, sino también la extinción de incendios. El Documento Básico SI de Seguridad en caso de incendio de 20 de diciembre de 2019 recogido en el CTE[30], establece que en una zona de ocupación nula (Zona en la que la presencia de personas sea ocasional o bien a efectos de mantenimiento) se debe cumplir los límites que se establecen para los recorridos de evacuación hasta las salidas de estas (cuando además se trate de zonas de riesgo especial). Además, en zonas al aire libre: pasos, pasillos y rampa, $A \geq P/600$ siendo P el número total de personas cuyo paso está previsto por el punto cuya anchura A se dimensiona en metros, habiendo considerado una única persona como posible ocupación de la cubierta. En la **Figura 26**, puede apreciarse como quedaría la superficie disponible.



Figura 26. Capa ‘ZonaDeEstudio’ superpuesta sobre las parcelas catastrales de estudio.

6.3.3. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN

Al consultar el Código Técnico de la Edificación (CTE) [31] en su DB-HE5 recogía en anteriores versiones la siguiente condición: “*La disposición de los módulos se hará de manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sea inferior al 20 % en el caso de superposición de módulos*” [12]. En su versión más reciente, no hace referencia a este criterio, de modo que se ha respetado el establecido en su versión de 2017.

Tabla 1. Porcentaje admisible de pérdida [12].

Caso	Orientación e inclinación
General	10%
Superposición	20%
Integración arquitectónica	40%

Para todo el desarrollo de este estudio, se ha tomado la decisión de trabajar con un tamaño de celda de 1x1m en los formatos “ráster” que se van a emplear. Aunque esto no mejora la resolución, si afecta a la precisión a la hora de obtener los resultados. Para ello, tanto el MDS como el MDSN, son exportados en el software ArcMap a formato ‘Grid’ con el tamaño de celda indicado.

- Pendiente

El cálculo de la inclinación de los tejados se obtiene aplicando la herramienta ‘pendiente’ sobre el MDSN. Esta herramienta devuelve el valor de inclinación de cada celda expresada en grados de 0 a 90.

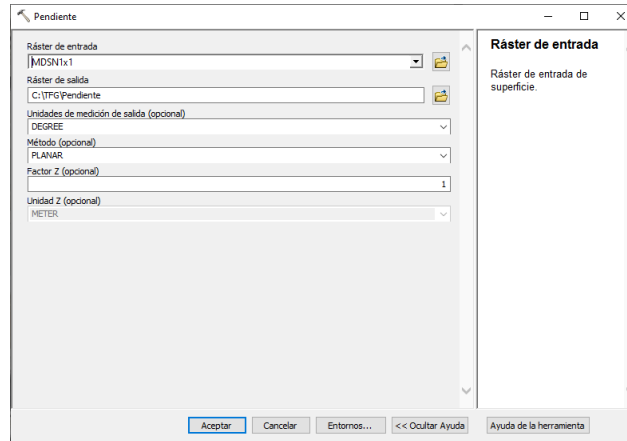


Figura 27. Herramienta ‘Pendiente’.

Una vez calculada la capa de pendiente se utiliza la herramienta ‘recortar’ sobre esta capa ráster usando la capa ‘ZonaDeEstudio’. De esta manera, se ha obtenido una capa de pendiente de las cubiertas ‘Pend_Cubiert’ que pertenece únicamente a la zona viable de estudio (**Figura 28**).



Figura 28. Capa de pendiente de las cubiertas ‘Pend_Cubiert’.

- Orientación

Para el cálculo de la orientación, se siguen los mismos pasos que para obtener la inclinación, pero usando la herramienta ‘Orientación’ (**Figura 29**), y posteriormente recortando esa capa resultante.

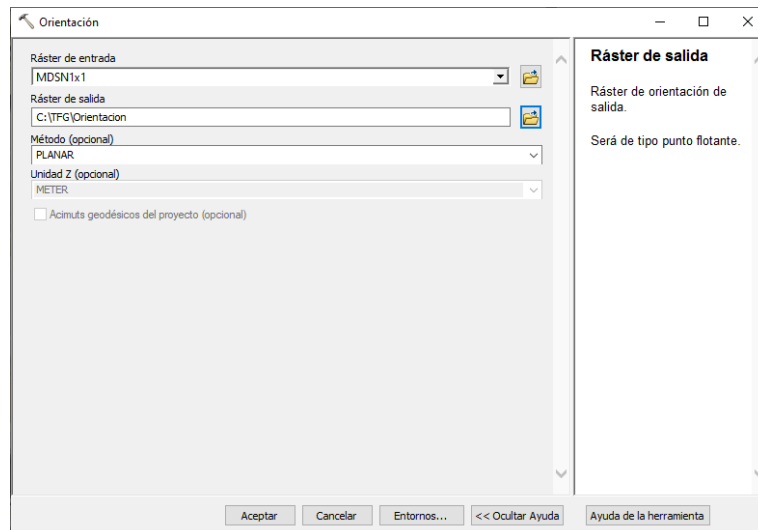


Figura 29. Herramienta ‘Orientación’.

El único contratiempo a tener en cuenta en este punto del proceso es que la herramienta devuelve la orientación expresada de 0 a 359,9° para aquellas cubiertas que tienen alguna inclinación, y el valor -1 para las cubiertas planas, como se puede ver en la **Figura 30**. Para expresar estos valores, según indica el CTE, se aplica una reclasificación usando la herramienta ‘Calculadora ráster’.



Figura 30. Orientación de cubiertas.

Antes de hacer esta reclasificación, a los píxeles con valor -1, que no tienen ninguna orientación, se les asigna el valor de 180° (orientación sur) que es la más favorable. Esto se lleva a cabo con la herramienta ‘reclasificar’ y obtenemos la capa ‘Orien_Cubier’.

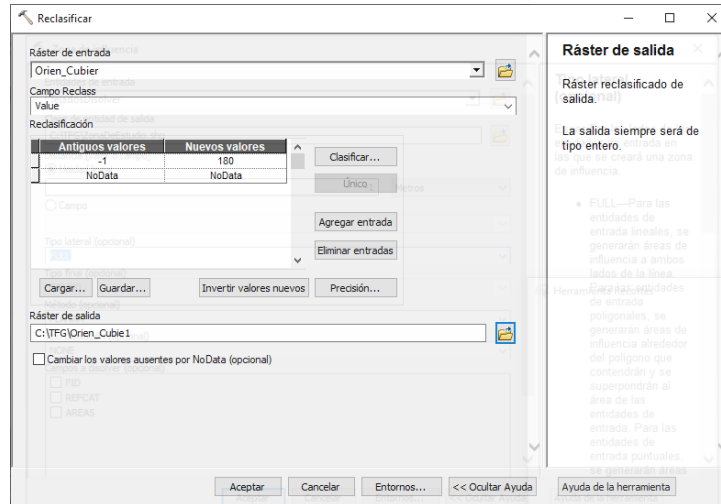


Figura 31. Herramienta ‘Reclasificar’ para asignar orientación Sur a zonas planas.

Una vez realizado este cambio, con la ‘Calculadora ráster’ se añade la siguiente condición: $\text{Con}(\text{Orien_Cubier} \leq 180, (\text{Orien_Cubier} - 180), (\text{Orien_Cubier} - 180))$.

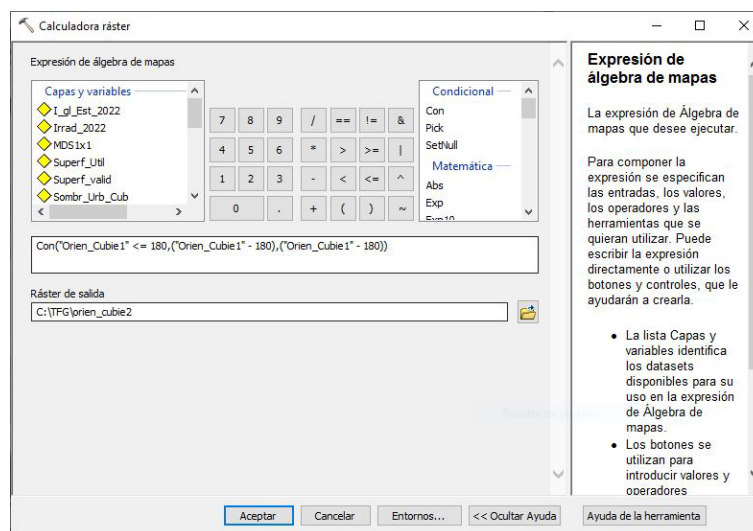


Figura 32. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para clasificar según el CTE.

Con esta expresión, generamos una capa nueva ‘Orien_Cubie2’ clasificada según indica el CTE (**Figura 33**).

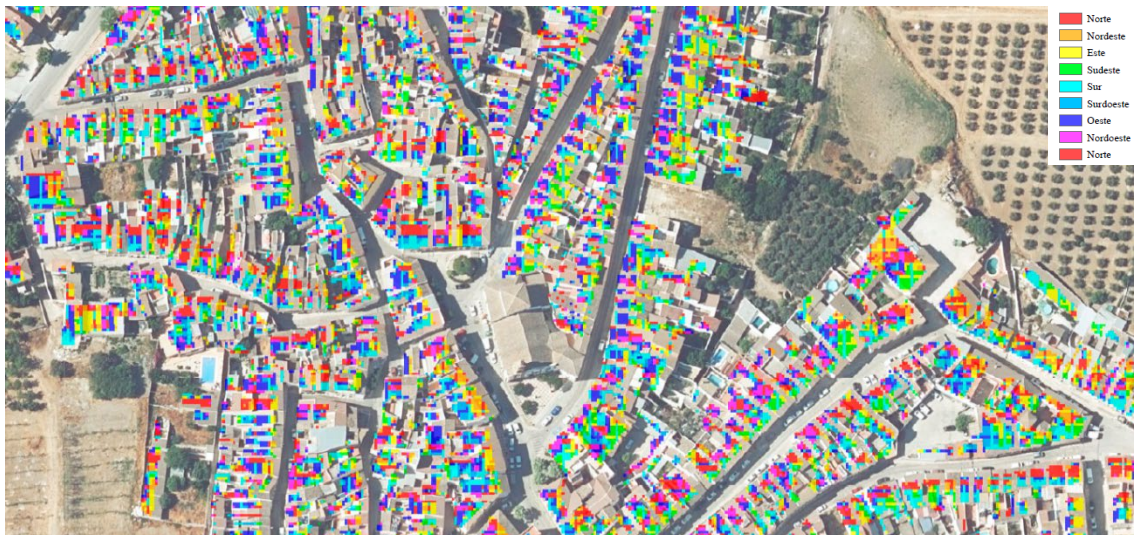


Figura 33. Orientación según CTE.

- Cálculo de las pérdidas por inclinación y orientación

Una vez que se han obtenido los mapas de inclinación y pendiente para cada parcela, antes de pasar al cálculo de las pérdidas, se debe crear el mapa de latitud. Para ello, en primer lugar, la capa ráster del MDSN se recorta usando la capa ‘ZonaDeEstudio’, como ya se ha hecho anteriormente en el proceso de obtención de los mapas de inclinación y orientación. En este punto, se asigna el valor de la latitud a cada píxel mediante la herramienta ‘calculadora ráster’. La latitud de la zona de estudio es de 37,0701°.

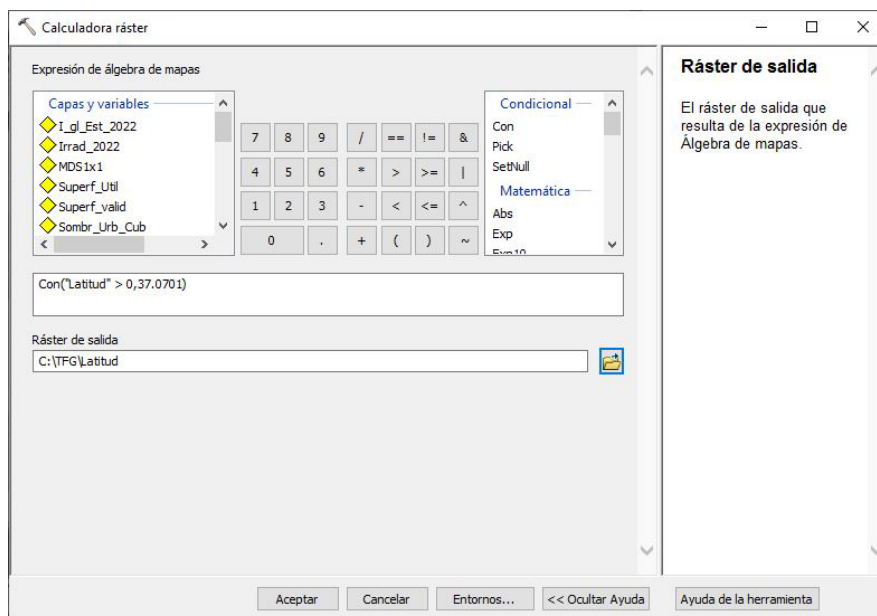


Figura 34. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para asignar el valor de latitud.

En este punto, ya se puede determinar, utilizando de nuevo la ‘calculadora raster’, las pérdidas que se generan a causa de la inclinación y orientación. Con este propósito, se ha insertado una condición que recoge las fórmulas establecidas por el CTE, ya mencionadas en el apartado de conceptos y definiciones [31]. La expresión sería la siguiente: $\text{Con}(\text{"Pend_Cubiert"} \leq 15, (100 * (0.00012 * (\text{Square}(\text{"Pend_Cubiert"} - \text{"Latitud"} + 10))))), (100 *(0.00012* (\text{Square}(\text{"Pend_Cubiert"} - \text{"Latitud"} + 10)) + (0.000035*(\text{Square}(\text{"orien_cubie2"}))))))$.

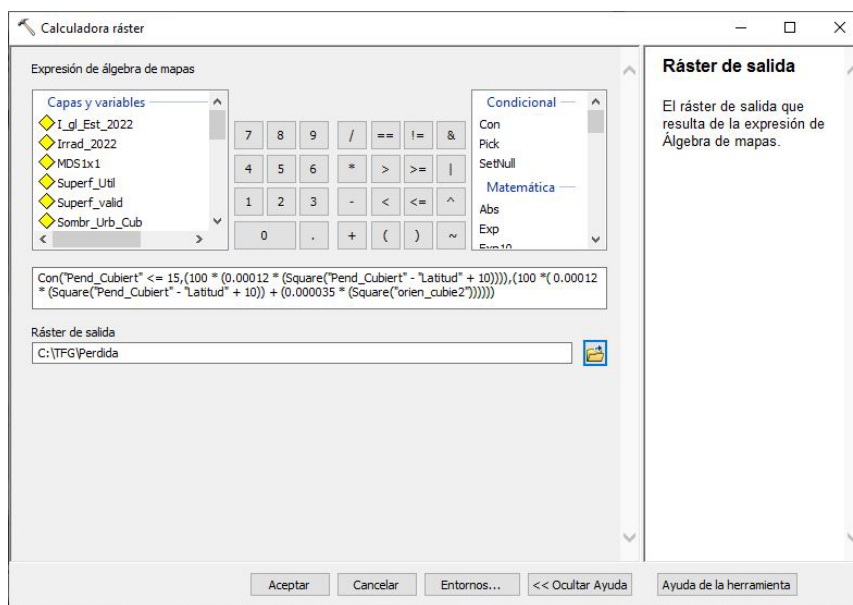


Figura 35. Herramienta ‘Calculadora raster’ para calcular el porcentaje de pérdidas por inclinación y orientación.

Este proceso devuelve una capa raster que indica el porcentaje de pérdidas para cada píxel. En la **Figura 36**, pueden verse en color rojo las menores al 20%.

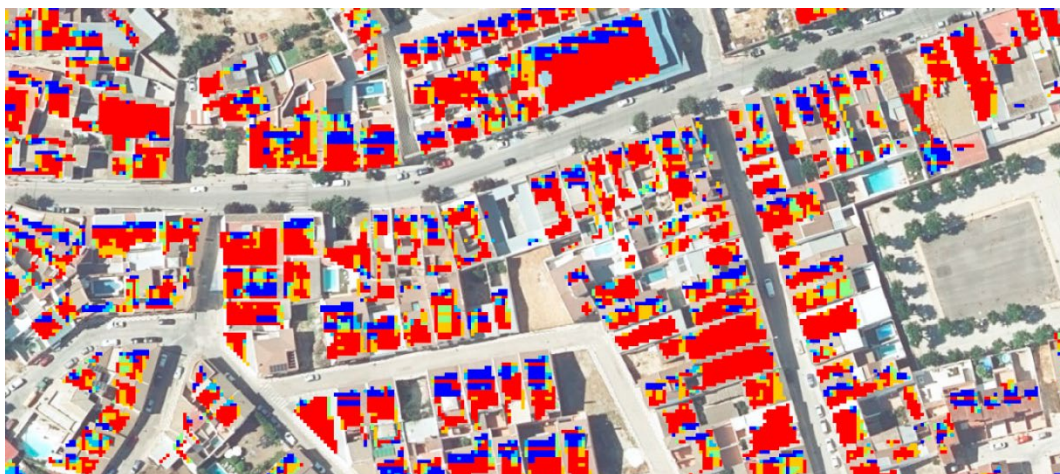


Figura 36. Capa raster con porcentajes de pérdidas para cada zona.

Para terminar con este apartado, se ha generado una capa resultante donde el valor de las pérdidas menores al 20% tienen el valor 1 y el resto no tendrían valor. Esto se ha hecho con la herramienta ‘reclasificar’.

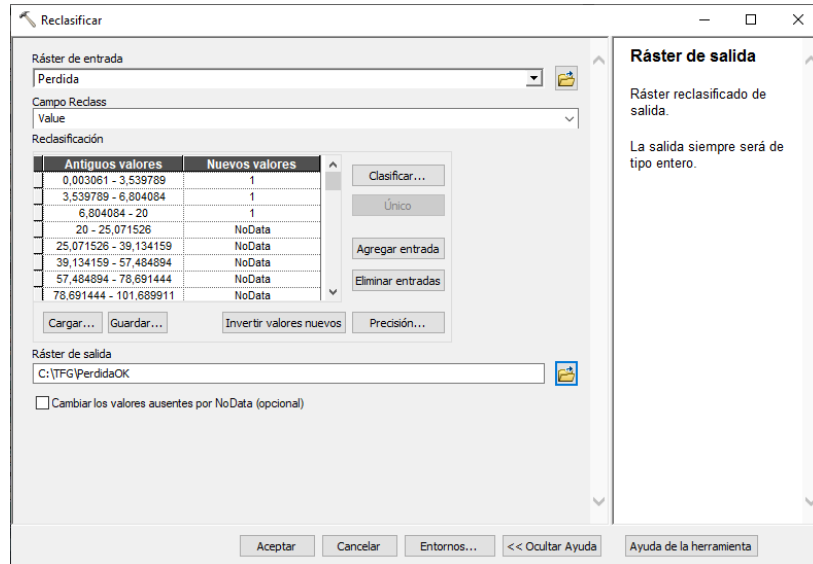


Figura 37. Herramienta ‘Reclasificar’ para asignar valor 1 a las pérdidas menores o iguales a 20%.

Ahora, se dispone de una capa que representa los píxeles donde la colocación de placas es idónea y cumple las especificaciones del CTE. En la **Figura 38**, se representan las zonas que cumplen frente a la superficie disponible.



Figura 38. Zonas que cumplen las especificaciones el CTE.

6.3.4. DETERMINACIÓN DE SOMBRAS

Siguiendo el flujo de trabajo propuesto, el paso a seguir es el cálculo del mapa de sombras. Hay que tener en cuenta, que la sombra es un factor de gran importancia en las instalaciones de placas fotovoltaicas, ya que la idea es conseguir el mayor rendimiento posible en la producción de energía. Por ello, en su análisis se han de considerar todos los elementos existentes, ya sean edificaciones, vegetación, geometría de la cubierta o la propia topografía del terreno. En este caso, el Modelo Digital a emplear será el MDS que engloba todos lo anteriormente mencionado, mientras que el MDSN contempla únicamente las edificaciones.

El estudio se ha realizado haciendo uso de la herramienta ‘sombreado’, ésta crea un relieve sombreado a partir del MDS teniendo en cuenta el ángulo de incidencia de la luz y las sombras. Han sido seleccionadas las horas centrales del día, de 10:00 a 16:00 h, de cada día 21 de cada mes del año 2022 para el cálculo del mapa anual de sombras. De este modo, se ha obtenido un mapa de sombras para cada hora entre las 10:00 h de la mañana y las 16:00 h de la tarde de cada día 21 de cada mes. Estas capas se han nombrado de la siguiente manera: “día_mes_hora_ns”.

Para que la herramienta ‘sombreado’ haga su función, se deben introducir los valores de azimut y altura del sol para la hora, día, mes y año que se desea obtener el mapa de sombras. Los datos proporcionados por ‘SoDa-Pro’ tienen un intervalo de 1 hora y corresponden al año 2022. De todos estos se utilizarán solamente los de las horas seleccionadas para el estudio (**Anexo II**).

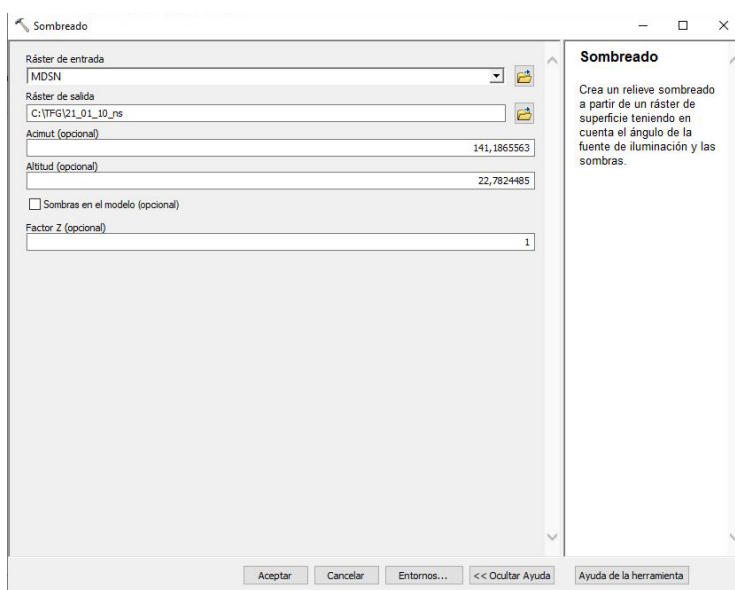


Figura 39. Herramienta ‘Sombreado’ para calcular los diferentes mapas de sombras.

Aplicando el criterio establecido anteriormente, se reclasifica cada capa con la herramienta ‘calculadora ráster’ haciendo que los píxeles en sombra tengan el valor 0 y los que no tienen sombra tomen el valor 1. La capa resultante ha sido nombrada como “día_mes_hora_ns1”. La condición utilizada ha sido la siguiente: Con (“día_mes_hora_ns”>0, 1, 0).

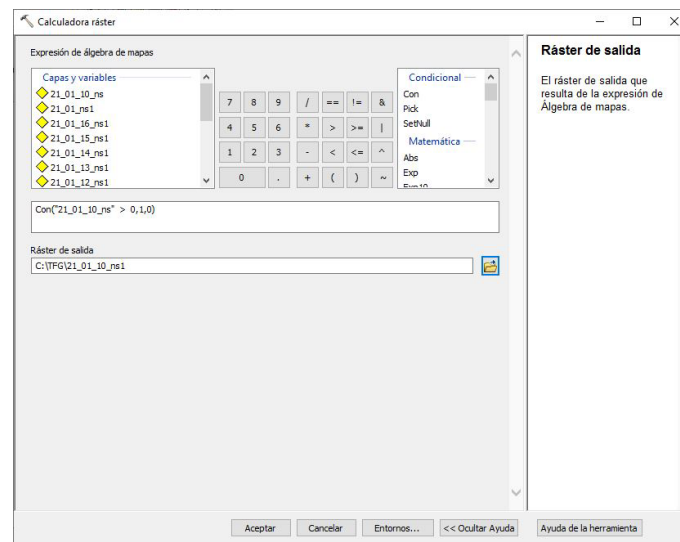


Figura 40. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para clasificar donde hay o no sombra.

Una vez se han elaborado las siete capas, por ejemplo, del día 21 del mes de enero, volviendo a hacer uso de la ‘calculadora ráster’ se multiplican los siete mapas. De esta manera, se han descartado los píxeles sin sombra en esta franja horaria. La capa resultante se ha nombrado como “día_mes_ns1”.

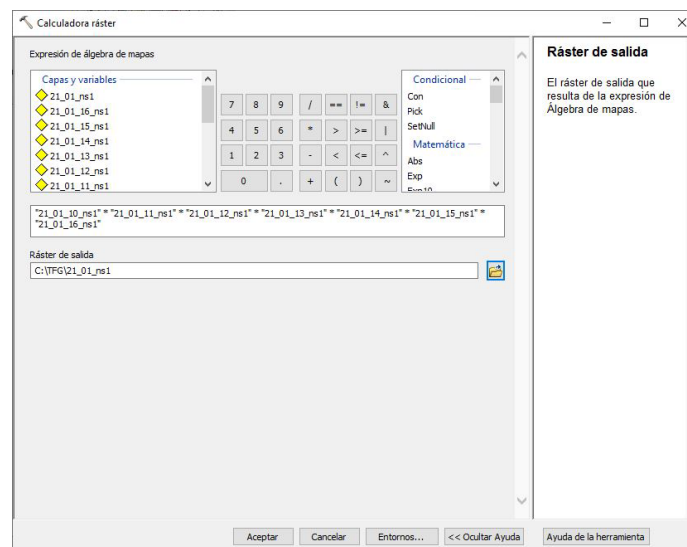


Figura 41. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para multiplicar todas las capas de un mes.

Se repite el mismo proceso para cada mes, teniendo como resultado un total de 12 mapas de sombras. Las cuales también se han multiplicado entre sí, para obtener finalmente el mapa anual de sombras para el año 2022: “día_ns1_2022” (**Anexo I**).

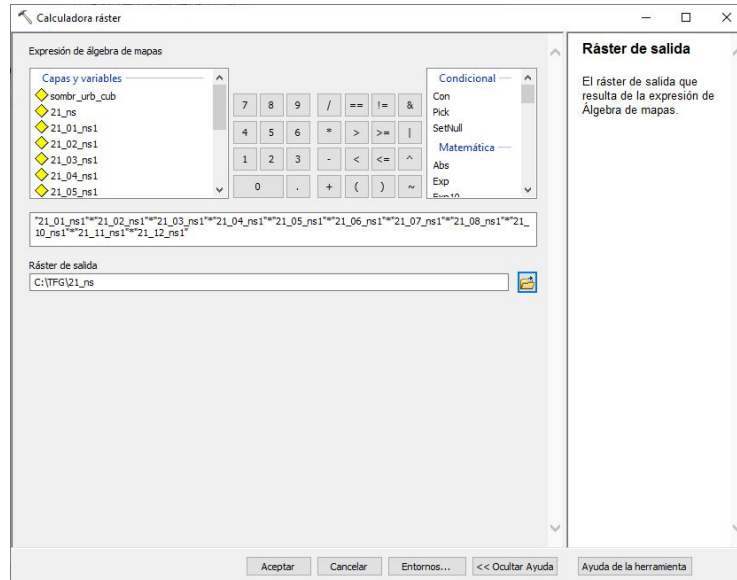


Figura 42. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para calcular el mapa de sombras anual.

En este momento, la capa de sombras anual se recorta, como ya se ha explicado anteriormente, utilizando la capa ‘ZonaDeEstudio’ para trabajar con la zona delimitada de estudio. A esta capa obtenida se le denomina ‘Sombr_urb_cub’. Recordar, que este mapa posee píxeles con valor 1, que corresponden a los que no tienen sombra durante todo el año, y el resto sí (**Figura 43**).



Figura 43. Mapa de zonas con y sin sombra en cada referencia catastral.

6.3.5. SUPERFICIE ÚTIL DE CUBIERTAS

Cuando ya se poseen todas las capas de pérdidas, ‘PerdidaOK’, ocasionadas por la inclinación y la orientación, y ‘Sombr_urb_cub’, pérdidas por sombras, se multiplican entre sí con la ‘calculadora ráster’ y se obtiene la capa binaria: ‘Superf_valid’.

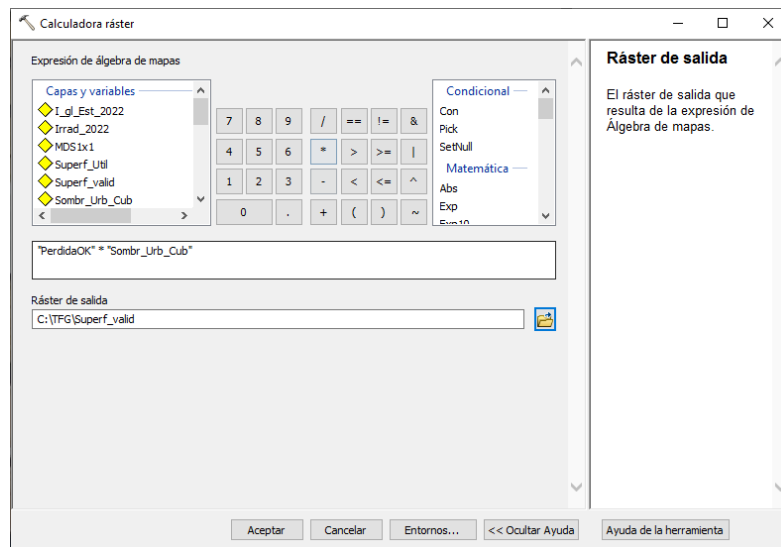


Figura 44. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para el cálculo del mapa de las zonas que tienen o no pérdidas.

De esta capa, con la herramienta ‘reclasificar’ se han seleccionado únicamente aquellos píxeles con valor 1, que no tienen sombra y cumplen todos los criterios establecidos por el CTE.

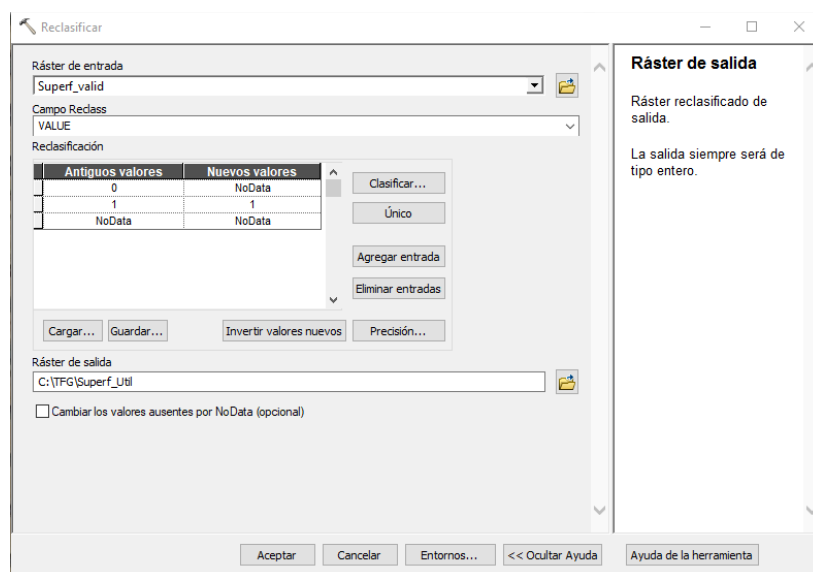


Figura 45. Herramienta ‘Reclasificar’ para seleccionar la superficie útil.

Esta capa se llama ‘Superf_Util’. En la **Figura 46**, se ha representado la superficie útil sobre el área disponible y la superficie de parcelas.



Figura 46. Superficie útil sobre área disponible y de parcelas.

6.3.6. ESTADÍSTICAS DE SUPERFICIE DE CUBIERTAS

Con la capa ‘TejadosDisolver’ se puede determinar el área disponible de cada cubierta por referencia catastral para la colocación de paneles fotovoltaicos en cada una de ellas. Para ello, se usa la herramienta ‘Estadísticas zonales como tabla’ con la capa ‘TejadosDisolver’ por referencia catastral para el ráster ‘Superf_util’. Esta operación devuelve la tabla resumen ‘Resumen_Superfutil’.

Se copia la capa ‘TejadosDisolver’, se le une la tabla ‘Resumen_Superfutil’ y se exporta para guardarla como ‘TejadosEnlazado’. Con esta capa ya se puede representar el área útil por cada parcela (**Figura 47**).



Figura 47. Área útil en m² representado en cada parcela.

La superficie de tejado útil total en la zona de estudio es de 70.500 m².

6.3.7. CÁLCULO DE LA IRRADIACIÓN SOLAR

En este punto, para el cálculo del mapa de radiación solar se va a hacer uso de la herramienta que proporciona el software ‘ArcMap’ para determinar la misma ‘Radiación solar de áreas’. Esta herramienta calcula la radiación solar que llega a una superficie en un periodo de tiempo específico [11].

Los datos proporcionados a la herramienta son el ráster MDS, la latitud del municipio, la resolución y la configuración de Fecha/Hora. El resto de los parámetros se establecen por defecto. La herramienta devuelve la irradiación global para el tiempo indicado en unidades de Wh/m².

Los parámetros definidos son los siguientes:

- Latitud: 37,0701°
- Resolución: 1000
- Configuración de Fecha/Hora: Se ha seleccionado el año 2022 completo, del día 1 al 365, con un intervalo diario de 1 e intervalo horario de 1.

Los parámetros que vienen por defecto que son de interés son:

- Proporción difusa: Para cielos despejados un valor adecuado suele ser 0,3.
- Transmisividad: Para cielos despejados su valor es de 0,5.

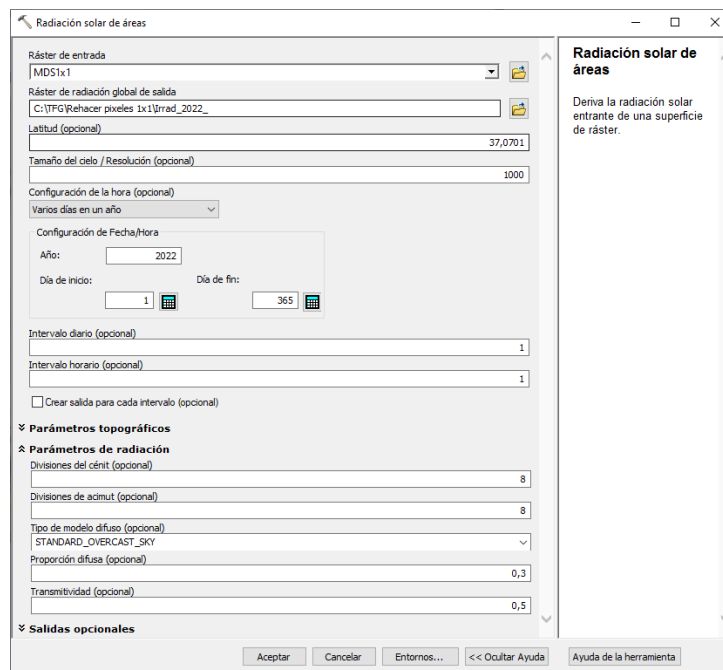


Figura 48. Herramienta ‘Radiación solar de áreas’ para el cálculo de la irradiación global anual.

La capa obtenida se denomina: ‘Irrad_2022’ (**Figura 49**).

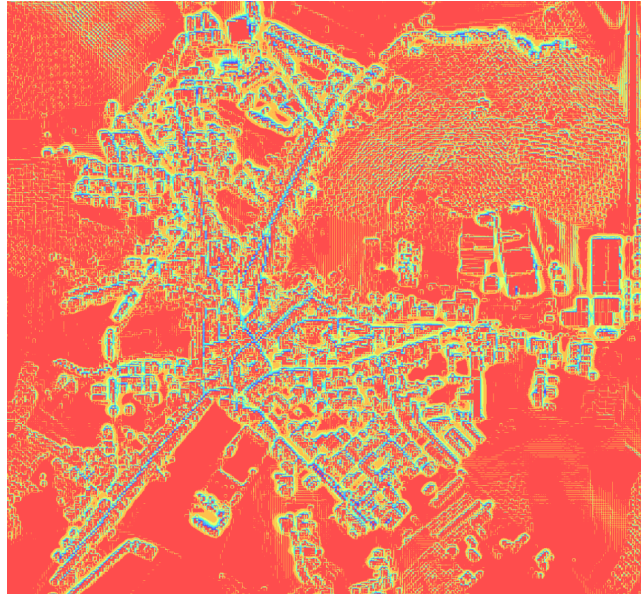


Figura 49. Mapa de irradiación global anual.

Al igual que para todos los mapas que se han ido generando hasta el momento, para terminar el proceso se recorta utilizando la capa ‘ZonaDeEstudio’ y la herramienta ‘recortar’, dando como resultado la capa ‘I_gl_est_2022’ (**Figura 50**).

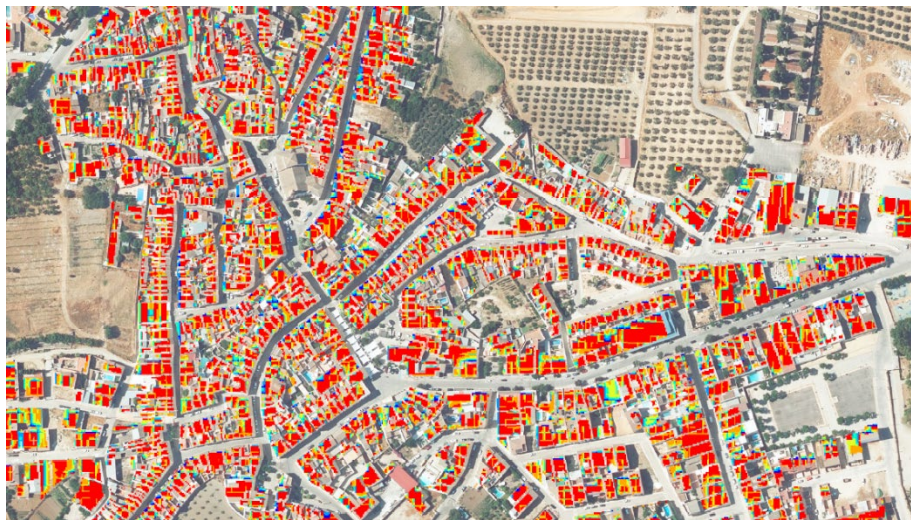


Figura 50. Mapa de irradiación global anual en cada parcela.

6.3.8. POTENCIA INSTALADA

A la hora de estimar la potencia instalada, se ha de diferenciar por los distintos tipos de paneles fotovoltaicos ya definidos en apartados anteriores. La expresión del cálculo de la potencia ya comentada es:

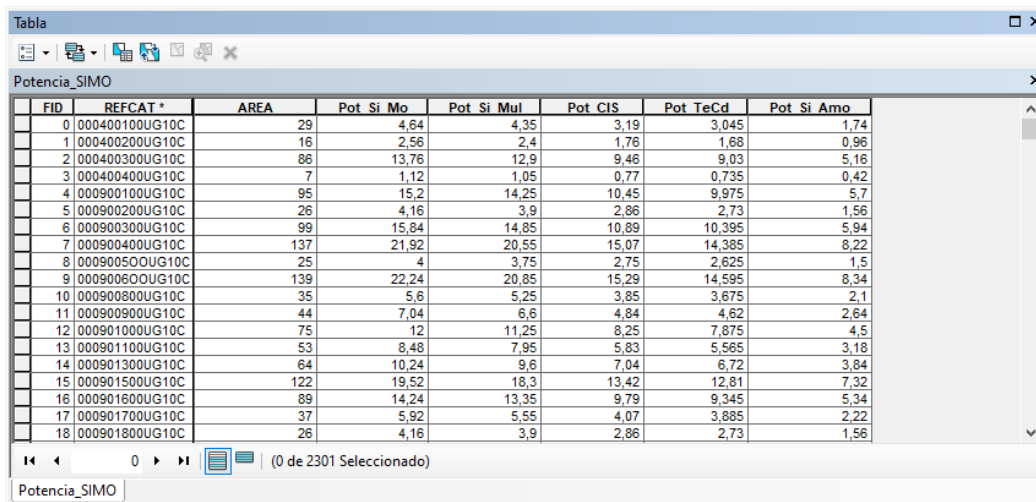
$$P = I_g \cdot e \cdot A_{PV} \quad (\text{Ec. 3})$$

El valor de la potencia cambia en función de la eficiencia de los módulos, que hace referencia al porcentaje de energía solar que es transformada en energía eléctrica por las células fotovoltaicas [11].

Tabla 2. Eficiencia de los módulos fotovoltaicos por tipo [11].

Tipos de módulos fotovoltaicos		Eficiencia
Cristal de silicio	Si-monocristalino	16%
	Si_multicristalino	15%
	CIS (Cobre/Indio/Seleniuro)	11%
Lámina delgada	Te Cd (Teluro/Cadmio)	10,5%
	Silicio amorfo	6%

Para llevar a cabo el cálculo, se ha hecho una copia de la capa ‘TejadosEstudio’ que ya contiene los datos catastrales de cada parcela y su superficie útil y se ha llamado ‘Potencias’. En la tabla de atributos (**Figura 51**), se han agregado cinco nuevos campos para evaluar los diversos datos de potencia para cada tipo de módulo.



FID	REFCAT *	AREA	Pot Si Mo	Pot Si Mul	Pot CIS	Pot TeCd	Pot Si Amo
0	000400100UG10C	29	4,64	4,35	3,19	3,045	1,74
1	000400200UG10C	16	2,56	2,4	1,76	1,68	0,96
2	000400300UG10C	86	13,76	12,9	9,46	9,03	5,16
3	000400400UG10C	7	1,12	1,05	0,77	0,735	0,42
4	000900100UG10C	95	15,2	14,25	10,45	9,975	5,7
5	000900200UG10C	26	4,16	3,9	2,86	2,73	1,56
6	000900300UG10C	99	15,84	14,85	10,89	10,395	5,94
7	000900400UG10C	137	21,92	20,55	15,07	14,385	8,22
8	000900500UG10C	25	4	3,75	2,75	2,625	1,5
9	000900600UG10C	139	22,24	20,85	15,29	14,595	8,34
10	000900800UG10C	35	5,6	5,25	3,85	3,675	2,1
11	000900900UG10C	44	7,04	6,6	4,84	4,62	2,64
12	000901000UG10C	75	12	11,25	8,25	7,875	4,5
13	000901100UG10C	53	8,48	7,95	5,83	5,565	3,18
14	000901300UG10C	64	10,24	9,6	7,04	6,72	3,84
15	000901500UG10C	122	19,52	18,3	13,42	12,81	7,32
16	000901600UG10C	89	14,24	13,35	9,79	9,345	5,34
17	000901700UG10C	37	5,92	5,55	4,07	3,885	2,22
18	000901800UG10C	26	4,16	3,9	2,86	2,73	1,56

Figura 51. Tabla generada para el cálculo de potencias.

Los nuevos campos se han nombrado como ‘Pot_Si_Mo’, ‘Pot_Si_Mul’, ‘Pot_CIS’, ‘Pot_TeCd’ y ‘Pot_amorf’. Para cada uno de ellos, se ha utilizado la ‘calculadora de campo’ introduciendo la fórmula anteriormente presentada y devuelve la potencia instalada para cada referencia catastral expresada en kWp.

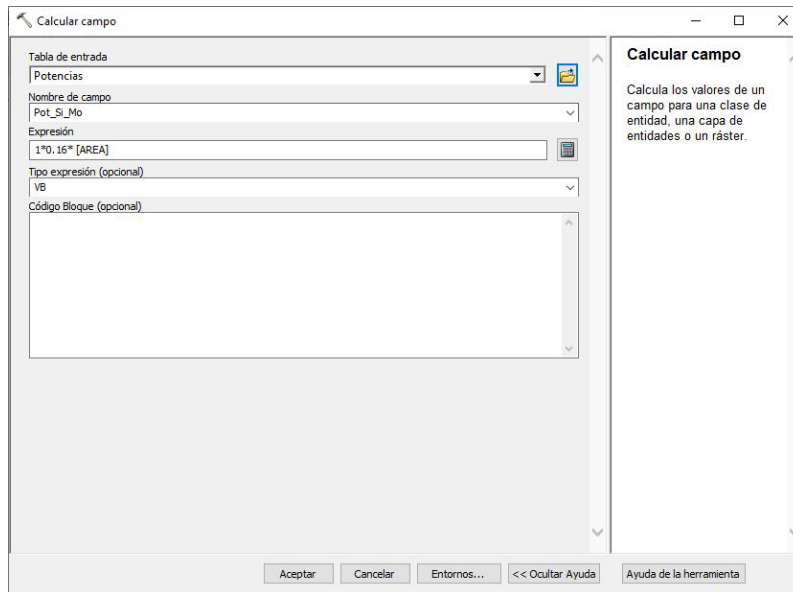


Figura 52. Herramienta ‘Calculadora de campo’ para el cálculo de potencias.

Los resultados obtenidos para cada referencia catastral pueden consultarse en el **Anexo III**.

La capa ‘Potencias’ se ha representado para cada uno de los campos de potencia, utilizando el mismo rango, para que se pueda observar el cambio de los resultados dependiendo del tipo de placa a colocar. En las **Figuras 53-57**, pueden verse representados estos valores para cada referencia catastral.

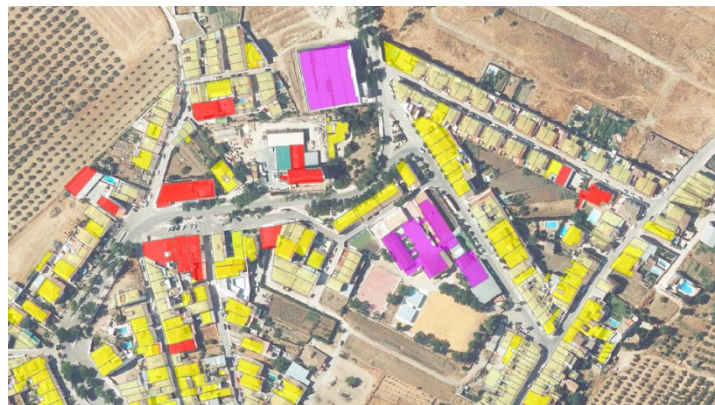


Figura 53. Potencia instalada para módulos Si Monocrystalino por parcela.



Figura 54. Potencia instalada para módulos Si Multicristalino por parcela.



Figura 55. Potencia instalada para módulos CIS por parcela.

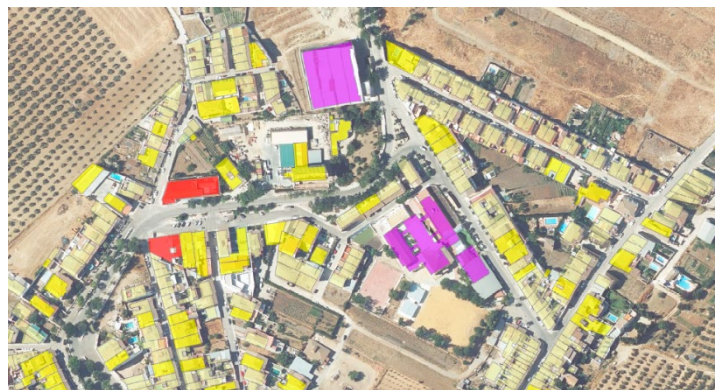


Figura 56. Potencia instalada para módulos TeCd por parcela.



Figura 57. Potencia instalada para módulos Si Amorfo por parcela.

Los valores de la potencia instalada para cada color de representación son los siguientes: 0-5,28 kWp (amarillo pastel), 5,28-18,56 kWp (amarillo), 18,56-71,52 kWp (rojo), 71,52-205,60 kWp (magenta) y 205,60-337,60 kWp (azul).

6.3.9. ENERGÍA PRODUCIDA

Para terminar el desarrollo de esta metodología, se ha efectuado la valoración de la energía que podría llegar a producirse al emplear cada tipo de módulo. La fórmula a utilizar para su cálculo de la energía anual es:

$$E = I_A \cdot e \cdot A_{PV} \cdot PR \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde E es la energía anual en kWh, I_A es la irradiación solar global en kWh/m², e es la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, A_{PV} es la superficie de tejados útil y PR es el rendimiento energético de la instalación con un valor por defecto de 0,8.

Este cálculo se ha realizado con la herramienta ‘calculadora ráster’ usando las capas ‘I_gl_est_2022’ y ‘Superf_util’, multiplicadas por el rendimiento energético 0,8 y la eficiencia referente a cada módulo.

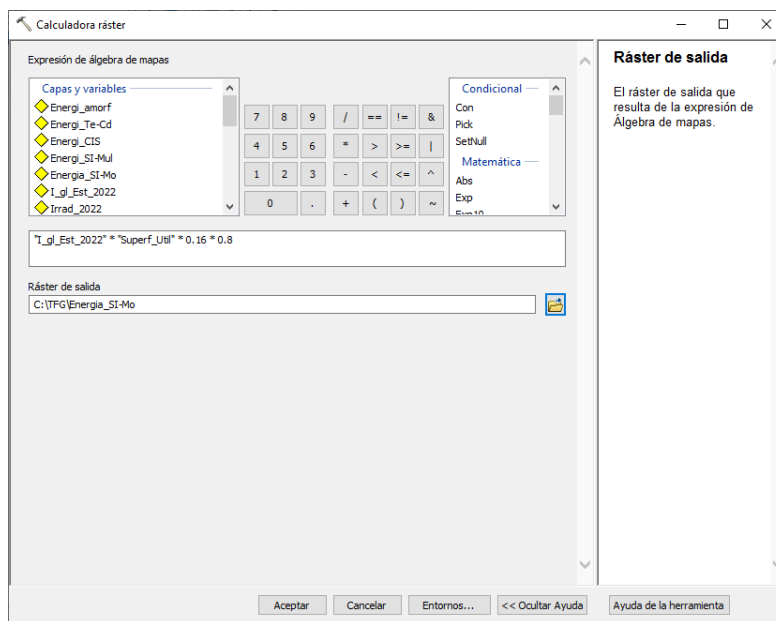


Figura 58. Herramienta ‘Calculadora ráster’ para el cálculo de la energía producida.

Los ráster resultante se nombran como ‘Energia_SI-Mo’, ‘Energi_SI-Mul’, ‘Energi_CIS’, ‘Energi_Te-Cd’ y ‘Energi_amorf’.

De la misma manera que se ha hecho para representar el área útil por parcela, se ha utilizado la herramienta ‘Estadísticas zonales como tabla’ con la capa

‘TejadosDisolver’ por referencia catastral para cada ráster producido. Esta operación devuelve una tabla resumen para cada tipo de placa, por ejemplo, ‘Resumen_E_Simo’.

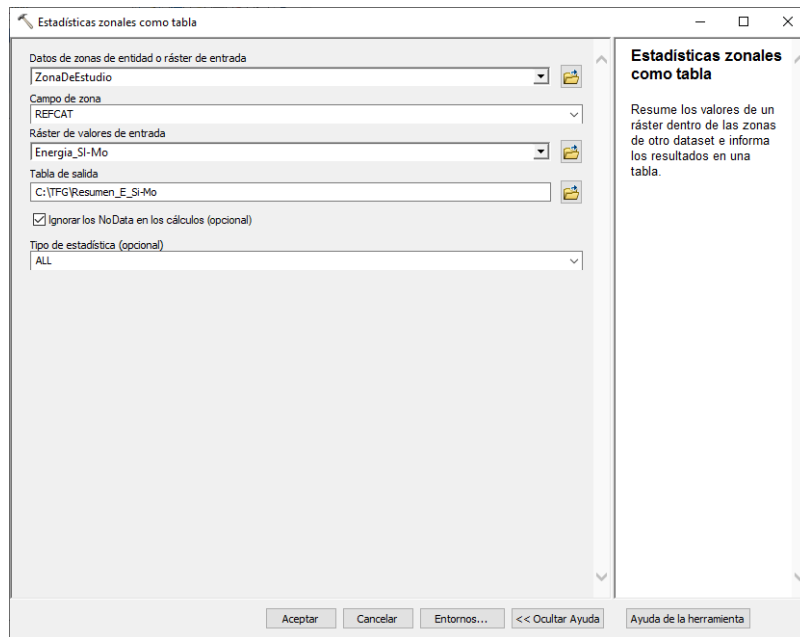


Figura 59. Herramienta ‘Estadísticas zonales como tabla’ para representar la energía en para cada referencia catastral.

Se ha copia la capa ‘TejadosDisolver’, unido las diferentes tablas resumen y se han exporta para guardarlas. Con esta capa ya se puede representar la energía instalada por cada parcela.

Los resultados obtenidos para cada referencia catastral pueden consultarse en el **Anexo III**. En las **Figuras 60-64**, pueden verse representados estos valores de energía producida por cada referencia catastral.



Figura 60. Energía producida para módulos Si Monocrystalino por parcela.



Figura 61. Energía producida para módulos Si Multicristalino por parcela.



Figura 62. Energía producida para módulos CIS por parcela.



Figura 63. Energía producida para módulos TeCd por parcela.



Figura 64. Energía producida para módulos Si Amorfo por parcela.

6.3.10. ASIGNACIÓN DE RESULTADOS A PARCELAS

Para completar este estudio, se ha realizado una tabla resumen de resultados en la que se han recopilado los campos representativos para el este proyecto por cada referencia catastral: superficie de parcela, superficie disponible y superficie útil, potencia instalada y energía producida (**Anexo III**).

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este apartado se va a realizar un análisis de los resultados que se han ido obteniendo a lo largo del desarrollo de la metodología aplicada, examinando que los diferentes resultados que ha ido devolviendo el software usado tiene coherencia o dar una justificación a lo resultante.

Antes de nada, hay que tener en cuenta que las diferentes fuentes de datos empleadas para el desarrollo de este trabajo no correspondían en tiempo y forma, de manera que se pueden observar discrepancias entre ellas debidas a esta razón. En el apartado siguiente, se plantearán algunas soluciones a estos problemas. También hay que considerar que las fuentes de datos por muy precisas que sean siempre llevan asociadas algún error, aunque hayan sido revisadas por los organismos que las generan o bien que estos datos geográficos están desarrollados para otro propósito, como es el caso del parcelario catastral.

A continuación, se van a exponer algunos ejemplos de contrariedades que se han observado. Estas no representan un porcentaje significativo en el conjunto global del municipio, de modo que no se les ha otorgado una gran relevancia, pero si hay que conocerlas y tenerlas en cuenta al objeto de optimizar la metodología en proyectos futuros.

- **Procesado de las parcelas catastrales**

A la hora del procesado de las parcelas catastrales, se ha podido ver diferencias entre la ortofoto, la capa de catastro y el MDSN. Hay zonas donde el MDSN no tiene datos, mientras que tanto en catastro como en la ortofoto puede verse su parcela y silueta (**Figura 65**). Esto ocurre en la almazara de producción de aceite de oliva S.C.A Nuestra Señora del Rosario del municipio.



Figura 65. Discordancias entre el MDS, catastro y ortofoto.

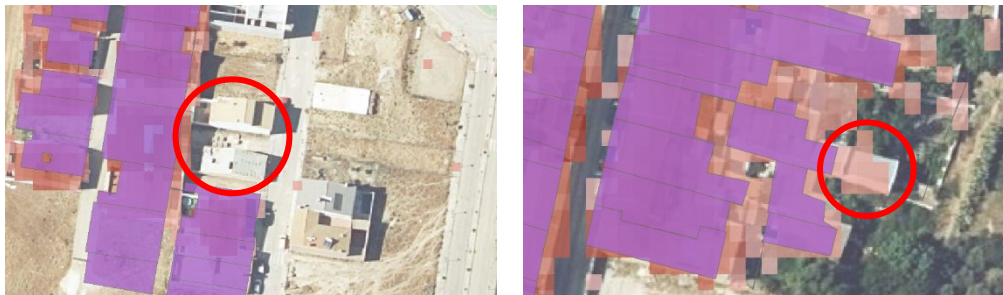


Figura 66. Comprobación de fuente de datos.

Por otro lado, algunas construcciones han sido edificadas o demolidas en el periodo de tiempo transcurrido entre fuentes de datos, de modo que pueden aparecer en la ortofoto, pero no en el MDS o catastro, o en la ortofoto y el MDS si pueden verse, y en catastro no, entre otras posibles combinaciones. Como se puede ver en las siguientes imágenes.

- **Pérdidas por inclinación y orientación**

Analizando los resultados proporcionados por las herramientas utilizadas para la determinación de la pendiente, orientación y sus pérdidas, se puede deducir que los cálculos realizados por el software son bastante fiables.

En la superficie del instituto, puede observarse como reconoce perfectamente las zonas planas, en los píxeles del entorno de los cambios de altura identifica este cambio (**Figura 67**).



Figura 67. Comprobación de reconocimiento de inclinación.

En la nave la **Figura 68**, puede observarse perfectamente como la herramienta identifica los 4 paños de la cubierta y la cubierta inclinada de la colindante. En la **Figura 69**, se puede ver en 3D como es la nave realmente y que lo resultante es bastante coherente.

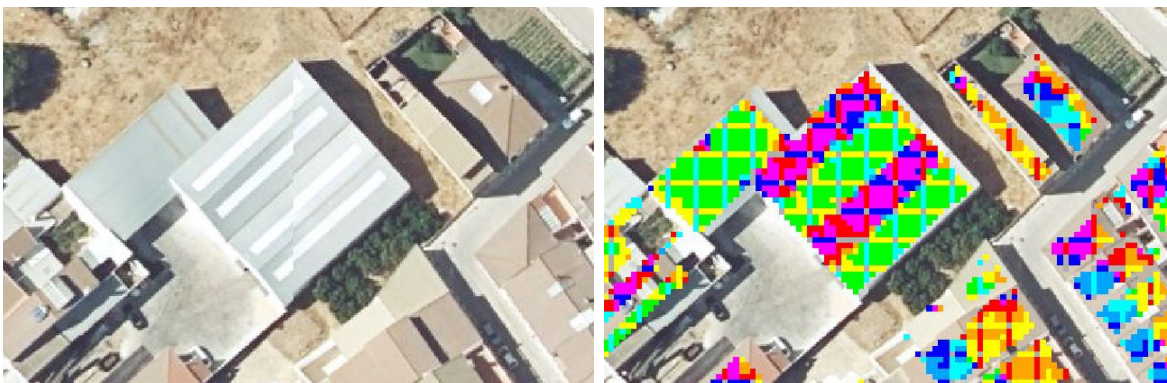


Figura 68. Comprobación de reconocimiento de orientaciones.



Figura 69. Visualización lateral de cubiertas (Fuente: Google Maps).

Al aplicar la pérdidas por inclinación y orientación, puede percibirse claramente como las zonas orientadas al norte las elimina casi por completo, ya que son las que tienen peor exposición a la radiación solar, mientras las que mantiene prácticamente todas las que tienen orientación sur.

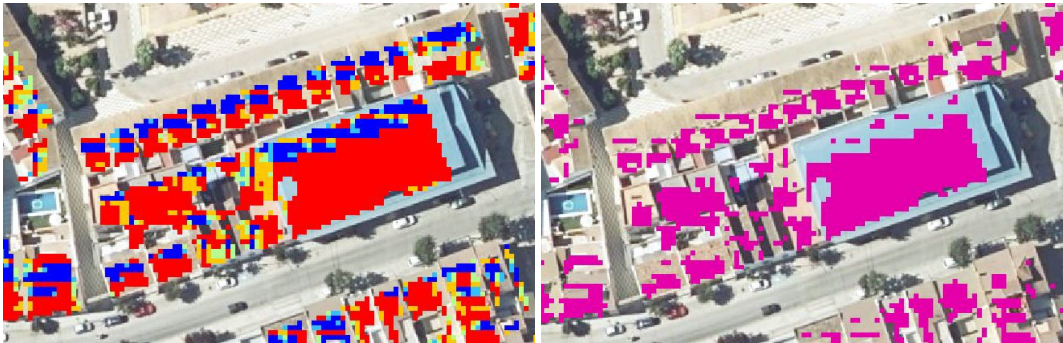


Figura 70. Representación de porcentaje de pérdidas sobre cubiertas. (Leyenda imágenes: Norte=Azul oscuro; Sur=Rojo; Pérdidas menores al 20%=Magenta).

▪ Pérdidas por sombra

Las zonas donde hay sombra durante las horas definidas para este trabajo han sido eliminadas. Para hacer una comprobación de si lo resultante tiene sentido, se ha buscado una franja donde se viera claramente el sombreado, y sí el programa la había descartado.

En la **Figura 71**, se puede observar como el edificio de la izquierda tiene una altura mayor a la zona de la derecha generando sobre esta una gran superficie de sombra, también puede verse la sombra generada por casetón de la vivienda. La zona redondeada no tiene píxeles en sombra porque pertenece a un patio.



Figura 71. Comprobación de reconocimiento de sombras (color azul oscuro) y soleadas (color amarillo).

Una vez examinado que de todo el proceso seguido se obtienen unos datos razonables, se van a analizar los resultados de los objetivos específicos de este trabajo: superficie útil disponible, potencia instalada y energía producida.

Según los datos del Sistema de Información Multiterritorial de Andalucía (SIMA), el municipio cuenta con un total de 2.415 parcelas edificadas [3], el resultado obtenido durante el desarrollo de este estudio es de 2.300 para el núcleo principal. Este resultado es lógico ya que el pueblo cuenta con dos aldeas anexas al mismo y construcciones fuera de este núcleo, como son naves o cortijos rurales, que no están contemplados en este trabajo.

Para estas 2.300 edificaciones, se ha obtenido una superficie útil total de tejados disponible de 70.500 m² frente a la superficie de estudio disponible de 185.209 m² y la superficie de parcelas total de 301.538 m².

Respecto a la superficie disponible se puede hacer uso del 38,07% de las cubiertas, lo que representa el 23,38% de la superficie total de las parcelas.

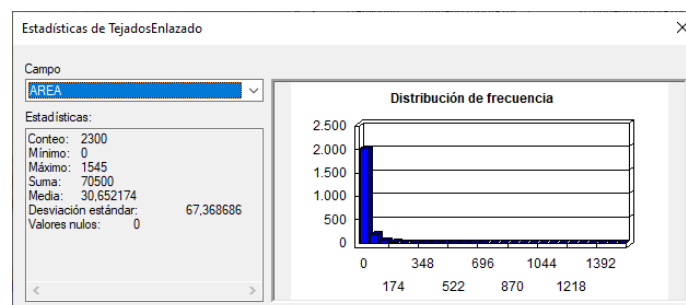


Figura 72. Estadísticas de la capa ‘TejadosEnlazado’ según el campo ‘área’.

Con una superficie útil de 70.500 m² y un total de 2.300 parcelas, se obtiene un promedio de más de 30 m² de área útil por parcela. Dado que la superficie de un módulo fotovoltaico es de aproximadamente 2 m², se podrían instalar una media de 15 paneles por referencia catastral, lo que equivale a un total de 35.250 módulos.

Para esta superficie útil resultante, se han calculado los siguientes valores de potencia instalada dependiendo del tipo de módulo fotovoltaico que se podría colocar en un futuro hipotético, mostrándose los resultados en la **Figura 73**.

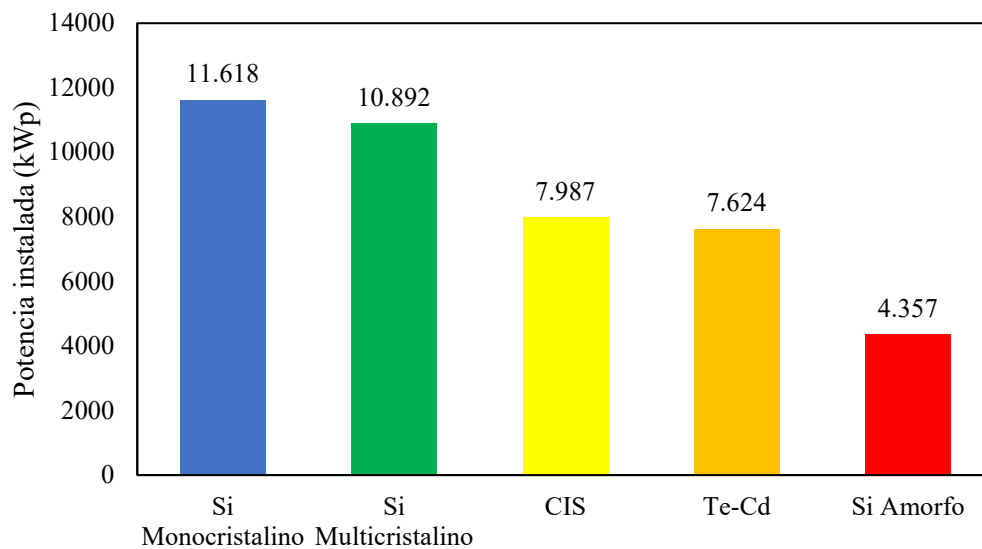


Figura 73. Potencia instalada (kWp) según cada tipo de módulo.

Los paneles de silicio monocristalino serían capaces de generar una potencia de un 267% más que los de silicio amorfo y entre un 145-153% que los módulos de lámina delgada.

En las **Figuras 74-78**, se muestran los mapas de potencia instalada para cada tipo de módulo, apreciándose que, dependiendo del módulo instalado, la potencia puede reducirse notablemente.

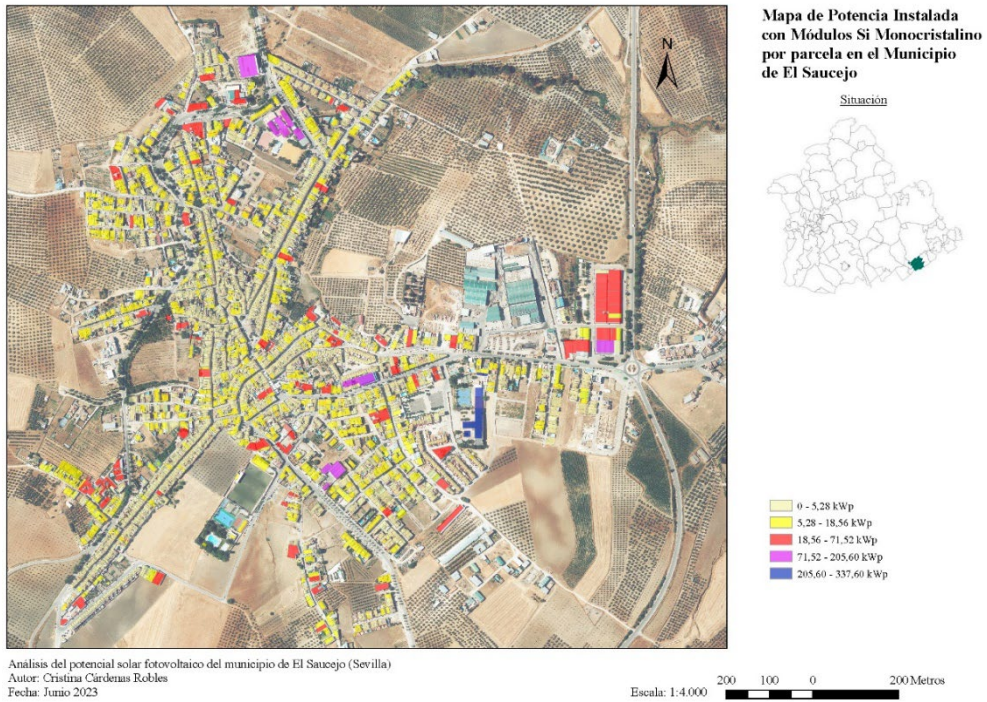


Figura 74. Mapa de potencia instalada con Módulos Si Monocristalino por parcela.

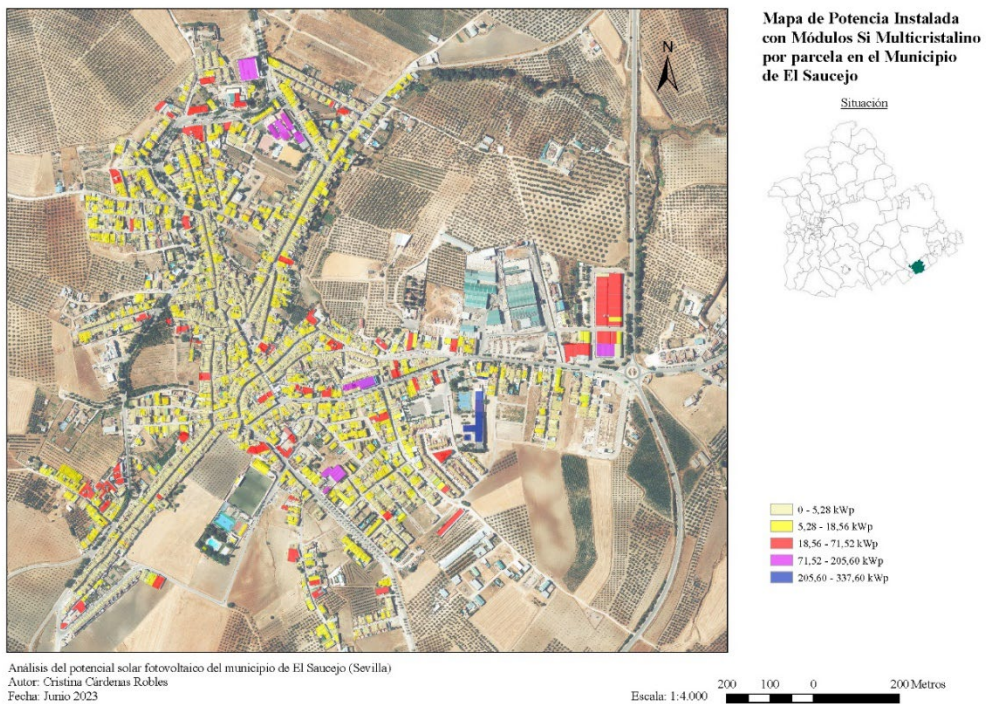


Figura 75. Mapa de potencia instalada con Módulos Si Multicristalino por parcela.

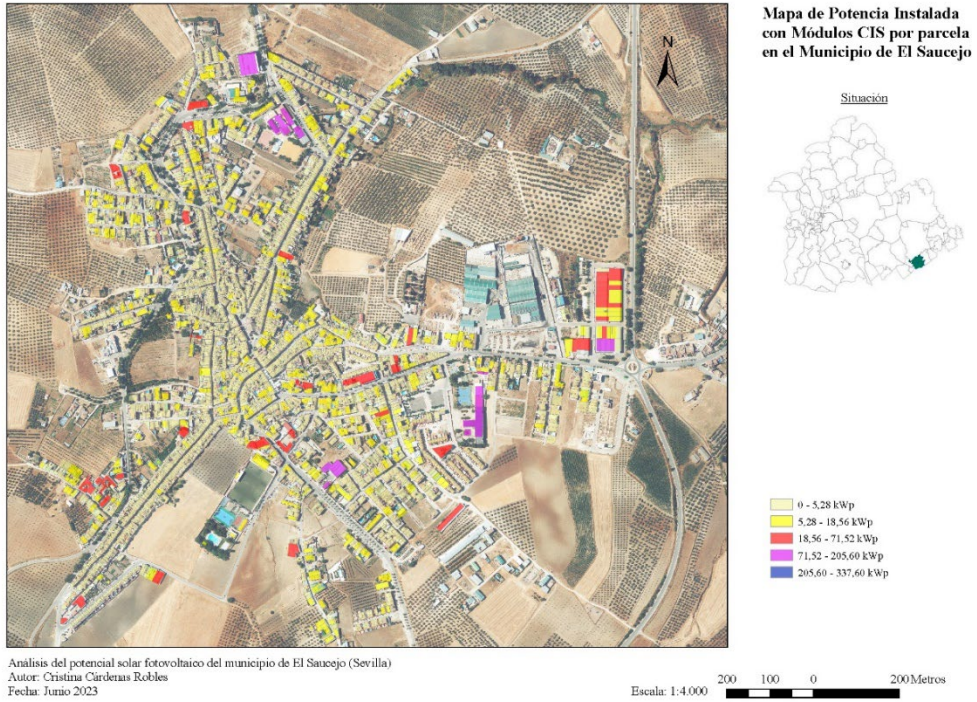


Figura 76. Mapa de potencia instalada con Módulos CIS por parcela.

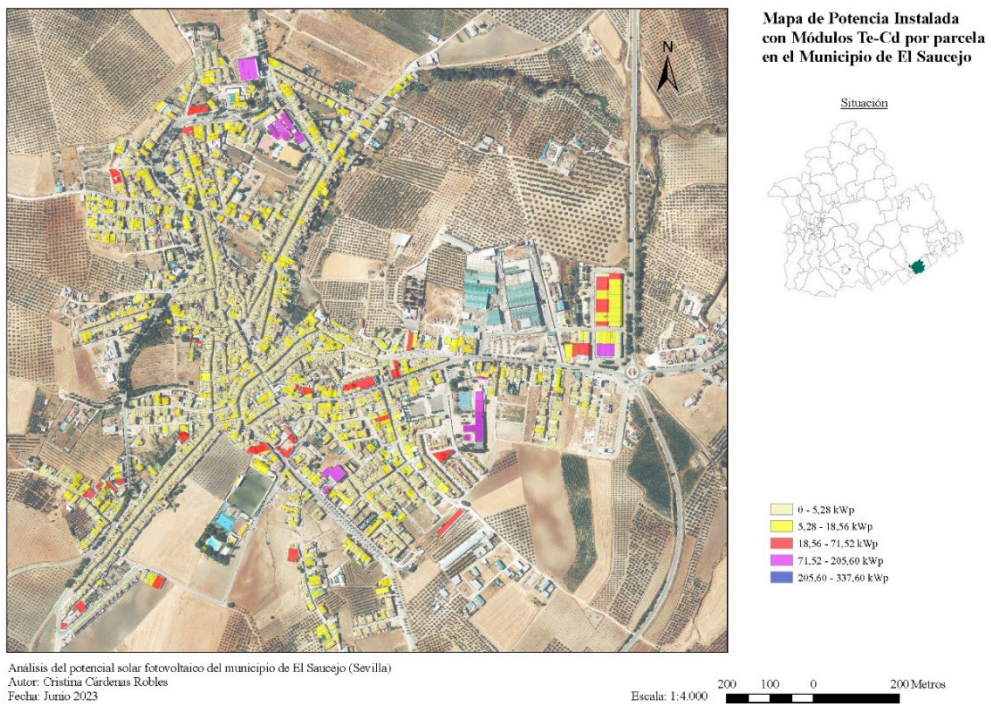


Figura 77. Mapa de potencia instalada con Módulos TeCd por parcela.

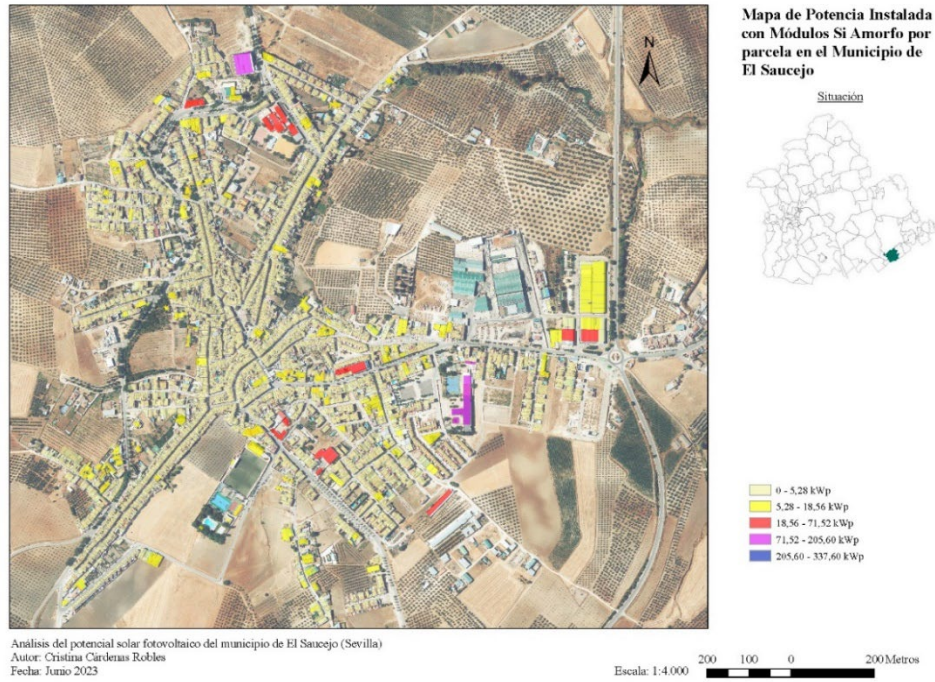


Figura 78. Mapa de potencia instalada con Módulos Si Amorfo por parcela.

Para la misma superficie útil resultante, también se han calculado los valores de energía producida dependiendo del tipo de módulo fotovoltaico que se podría colocar en un futuro hipotético, mostrándose los resultados en la **Figura 79**. Al igual que ocurre en la potencia instalada, los paneles de silicio monocristalino serían capaces de producir una energía mayor, es decir, 10.627 MWh, mientras que los de silicio amorfo producirían 3.985 MWh de forma anual.

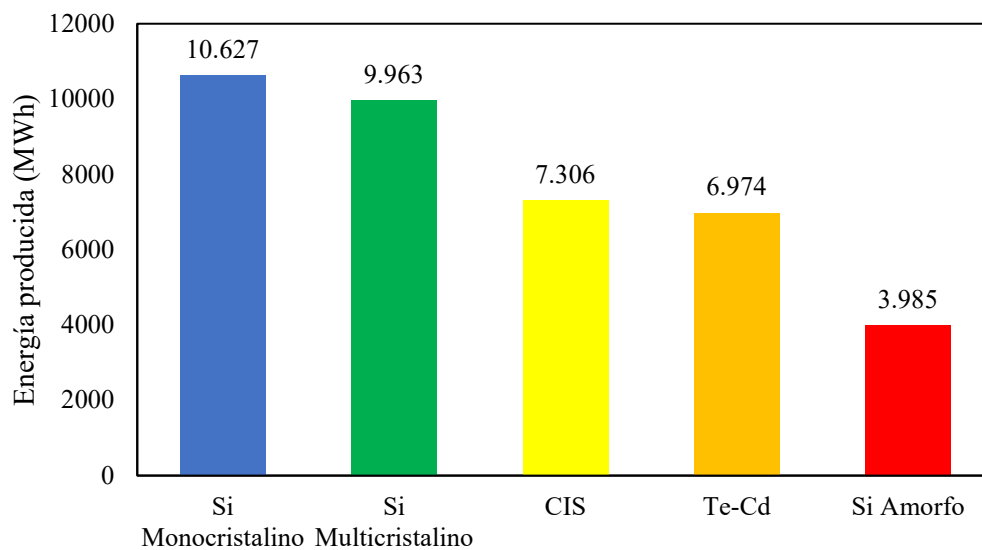


Figura 79. Energía producida (MWh) según cada tipo de módulo.

A continuación, en las **Figuras 80-84**, se muestran los mapas obtenidos de energía producida para cada tipo de módulo.

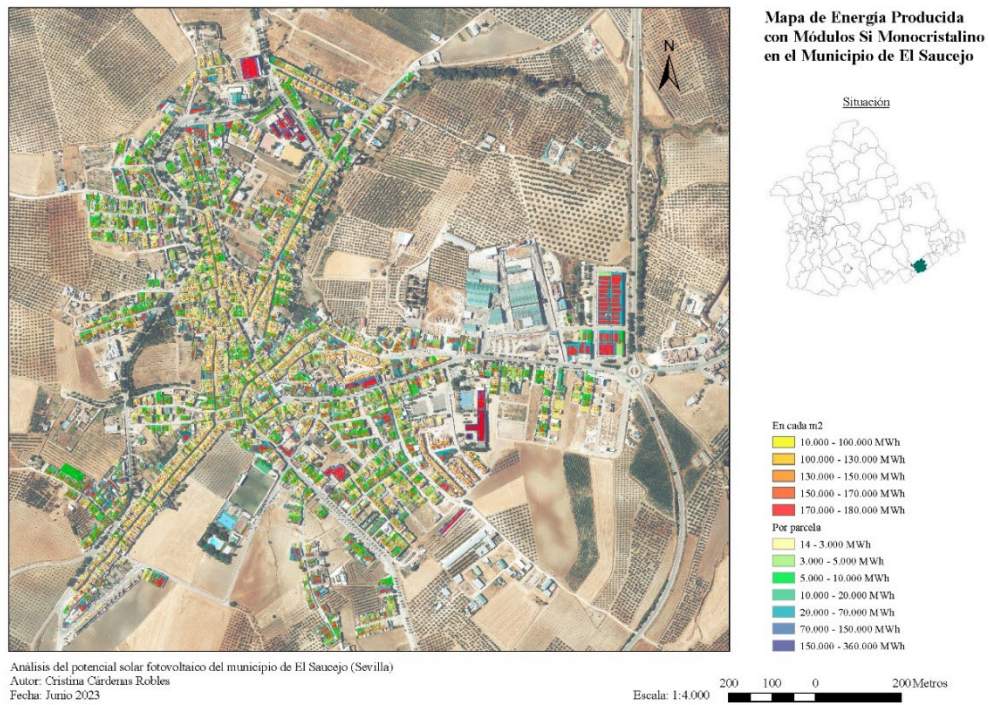


Figura 80. Mapa de energía producida con Módulos Si Monocristalino por parcela.

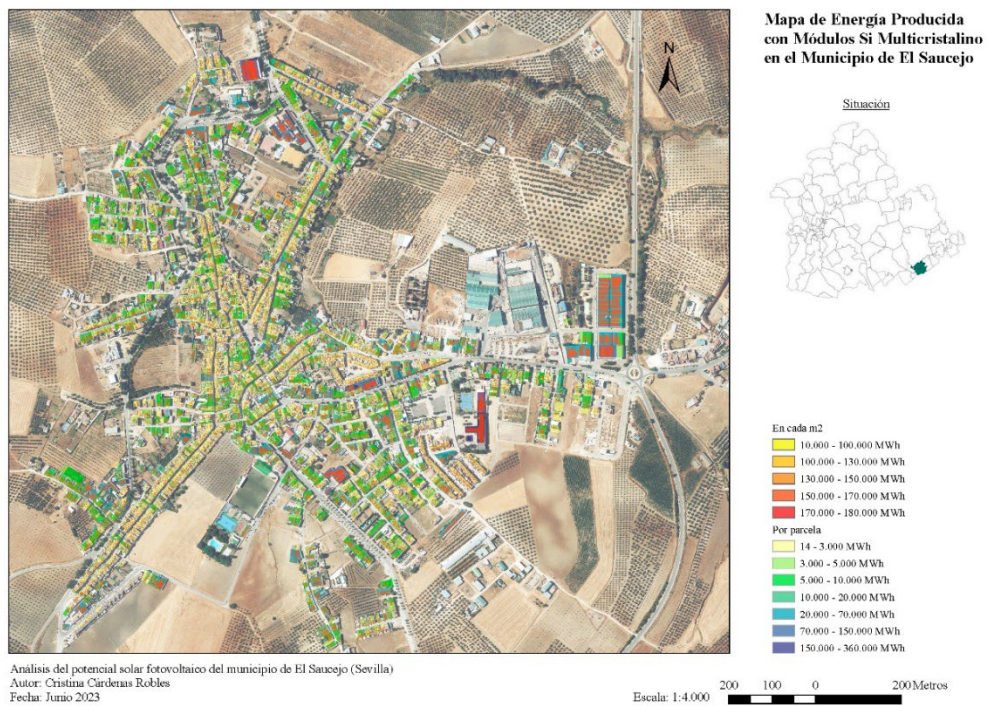


Figura 81. Mapa de energía producida con Módulos Si Multicristalino por parcela.

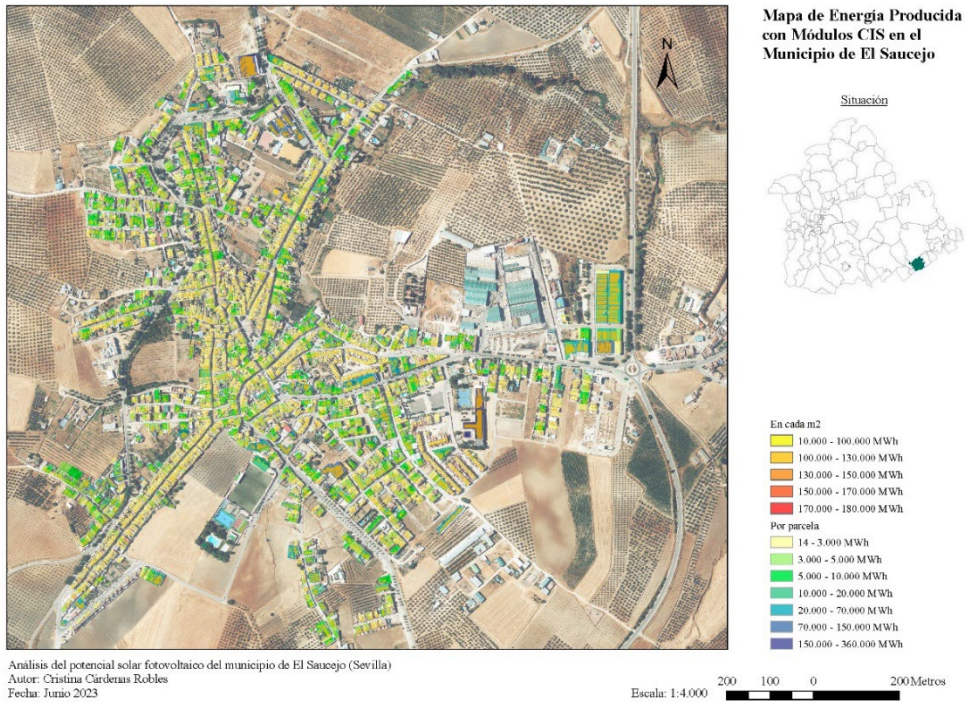


Figura 82. Mapa de energía producida con Módulos CIS por parcela.

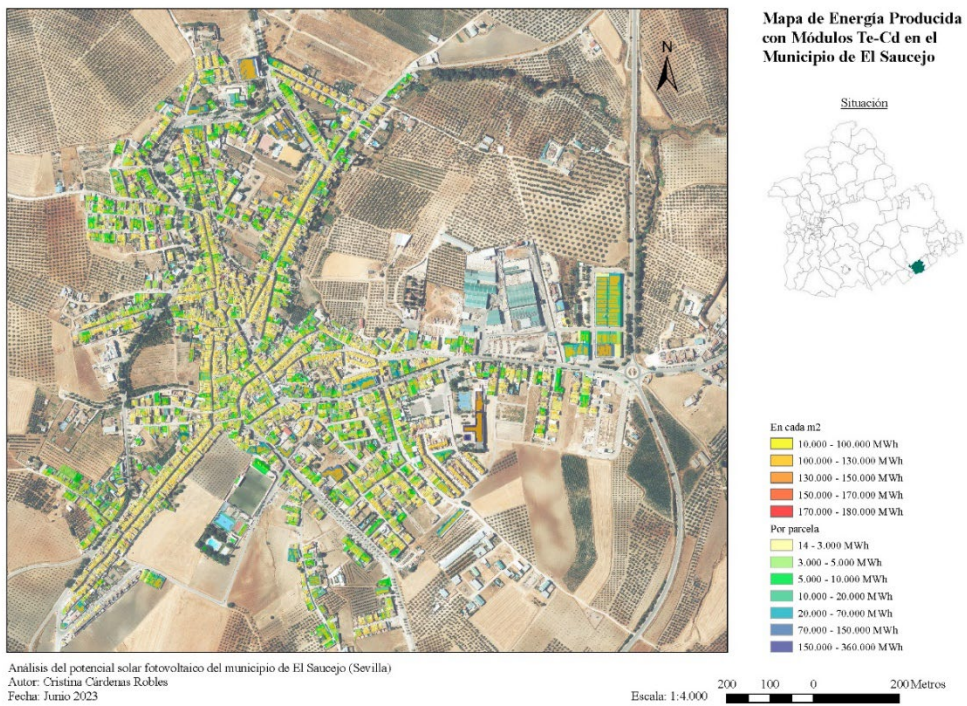


Figura 83. Mapa de energía producida con Módulos TeCd por parcela.

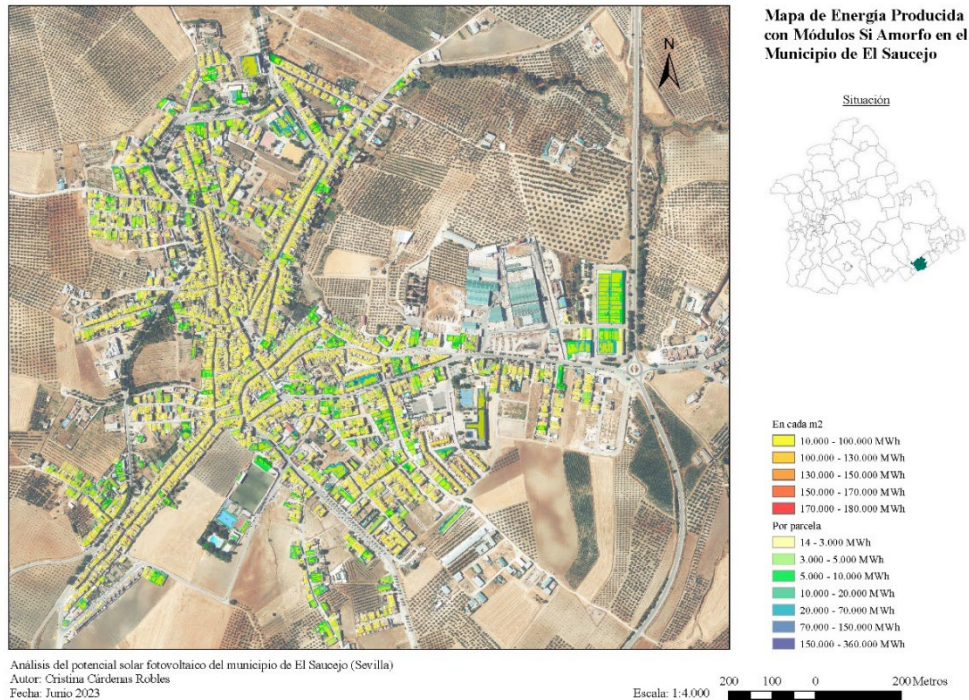


Figura 84. Mapa de energía producida con Módulos Si Amorfo por parcela.

La metodología empleada no solo ofrece la posibilidad de calcular datos generales para una zona amplia, sino que también genera información detallada de cada parcela de manera individual. Para ello, se ha creado una nueva capa copiando ‘TejadosEnlazado’ y uniendo las tablas resumen obtenidas en los diferentes cálculos. Como se puede observar en la **Figura 85**, al seleccionar cada edificio, se obtiene una lista de los valores correspondientes a su superficie, potencial instalado y energía producida calculada a lo largo del proceso (**Anexo III**).

También, ofrece la posibilidad de obtener los valores máximos, mínimos y medio de energía producida para cada referencia catastra, como muestra se ha sacado una tabla resumen para los módulos Si monocristalinos (**Anexo IV**).

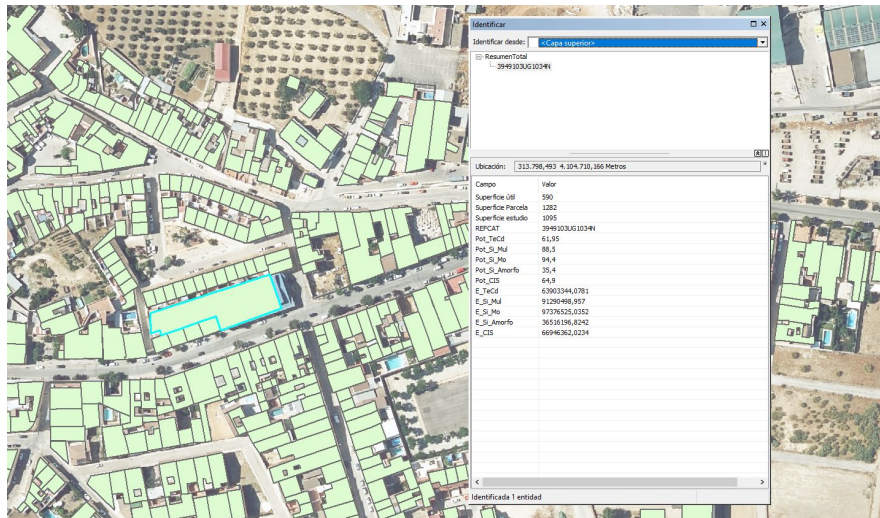


Figura 85. Resultados obtenidos para una referencia catastral.

8. PROPUESTAS DE MEJORA

Como ya se ha expuesto en el apartado 7, la aplicación de la metodología utilizada en este proyecto puede no ser del todo precisa para algunas edificaciones concretas, ya que las fuentes de datos pueden contener ciertas diferencias con la realidad. Para resolver estas posibles discrepancias entre los datos obtenidos y la realidad, se plantean una serie de propuestas para mejorar los resultados:

- Realizar de un vuelo propio en el momento del estudio, o modelizar las edificaciones tomando medidas in situ.
- Trabajar partiendo de datos totalmente actualizados en el momento del estudio o que pertenezcan a la misma fecha.

9. CONCLUSIONES

La instalación de energía solar fotovoltaica en entornos urbanos requiere de un análisis minucioso y completo de múltiples variables relacionadas con las características espaciales. En este contexto, los SIG desempeñan un papel fundamental al proporcionar las herramientas adecuadas para abordar estas necesidades en investigaciones de este tipo. Sin su ayuda sería extremadamente difícil llevar a cabo un análisis completo de las variables espaciales necesarias para la implementación exitosa de la energía solar fotovoltaica en áreas urbanas.

Cabe recalcar que gracias a esta metodología se ha podido llegar a realizar un estudio del potencial solar de todo un municipio completo, cosa que de otra manera habría tenido que basarse en estimaciones muy generales o que habría conllevado una carga de esfuerzo y medios no asumibles para un único profesional.

En el transcurso de este proyecto, se ha recopilado un conjunto de datos de gran valor para todo el municipio de El Saucejo. Realizar el cálculo individual para cada edificación habría sido un proceso extremadamente largo y laborioso. Estos estudios se llevan a cabo con el fin de estimar el potencial y la cantidad de energía que se podría generar mediante la implementación de instalaciones fotovoltaicas, y evaluar su viabilidad.

En el año 2022, El Saucejo tuvo un consumo de energía de 8.933 MWh [3]. Según los resultados obtenidos en este proyecto, la superficie útil de cubiertas disponible para la colocación de paneles fotovoltaicos tendría una producción anual de 10.626 MWh de energía. Esto significa que el municipio podría ser autosuficiente en términos energéticos y, además, podría inyectar energía a la red eléctrica, obteniendo beneficios económicos que ayudarían a financiar el costo de la instalación.

Una posible línea de investigación futura podría ser el desarrollo de metodologías que permitan realizar estimaciones para la instalación de placas fotovoltaicas que no se sitúen superpuestas, análisis de la precisión con diferentes resoluciones, con diferentes pasos de mallas, así como la influencia de la inclinación de los tejados en los resultados.

En definitiva, la implementación de una instalación fotovoltaica global en el municipio de El Saucejo es altamente viable y conllevaría numerosos beneficios, como la reducción de la huella de carbono y la disminución del uso de combustibles fósiles. Los datos recopilados en este proyecto respaldan la viabilidad y el potencial de generar energía limpia y sostenible en la zona, contribuyendo así a un futuro más sostenible.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Izquierdo Pérez, Aplicación de geotecnologías para la obtención de potencial fotovoltaico a partir de fotografía oblicua y datos LIDAR. Trabajo Fin de Máster. Universidad de Salamanca, Salamanca, España, 2017. <https://gredos.usal.es/handle/10366/135666>.
- [2] M. Klärle, S. Laning, K. Meik, Web-based solar roof cadaster goes international, Geoconnexion International Magazine. (2011) 30–32.
- [3] A.M. Martín-Ávila, A. Berdugo, J. Domínguez, J. Amador, Estudio del Potencial Fotovoltaico sobre los Tejados del Núcleo Urbano de Miraflores de la Sierra (Madrid), 2015. <http://documenta.ciemat.es/handle/123456789/1016>.
- [4] C. Rodríguez Rodríguez, A.L. Juntinico Alarcón, D. Varón Peña, N. Forero Chacón, Diseño del Control Digital de un Seguidor Solar para la Medición de Radiación Solar Directa en Bogotá, 2013. <http://prec.pr/sites/prec.pr/files/uploads/pdf/V-Symposium/1457-Jutinico.pdf>.
- [5] I.F. Izquierdo Torres, M.G. Pacheco Portilla, Evaluación de la eficiencia de paneles solares como sistema de captación de energía para edificaciones del área urbana de Cuenca. Trabajo Fin de Grado. Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador, 2014. <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/27386/1/Trabajo%20de%20Titulaci%C3%B3n.pdf>.
- [6] E.V.M. Papadopoulou, Photovoltaic industrial systems: An environmental approach, in: Green Energy and Technology, Springer Verlag, 2011. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-16301-2>.
- [7] P. Montecino Huedo, Estudio sobre la evaluación del potencial fotovoltaico en el Polígono Industrial de Coslada. Trabajo Fin de Máster. Universidad Complutense de Madrid, Madrid, España, 2016. <https://eprints.ucm.es/43903/1/TFM%20Patricia%20Montecino%20Huedo.pdf>.
- [8] Energía solar, Energía solar fotovoltaica, (2023). <https://solar-energia.net/>.
- [9] J. Fernández Ferichola, Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil. Trabajo Fin de Carrera. Universidad Carlos III, Madrid, España, 2009. https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6037/PFC_Julio_Fernandez_Ferichola.pdf?sequence=1.

- [10] Ley 14/2007, Ley 14/2007, de 26 de noviembre, del Patrimonio Histórico de Andalucía (BOJA núm 248, de 19 de diciembre de 2007; BOE núm. 38, de 13 de febrero de 2008), (2007).
- [11] A.M. Martín Ávila, Modelo geográfico para la estimación del potencial fotovoltaico en tejados. Caso de estudio: Miraflores de la Sierra. Trabajo Fin de Máster. Universidad Complutense de Madrid, Madrid, España, 2014. https://eprints.ucm.es/id/eprint/25543/1/TFM_ANA_M_MARTIN_AVILA.pdf.
- [12] DB-HE, Código Técnico de la Edificación (CTE), Documento Básico de Ahorro Energético (DBHE). Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, 2017. https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DBAnteriores/DBHE_201706.pdf.
- [13] DB-HE, Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento Básico de Ahorro Energético (DBHE). Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, 2008. <https://www.codigotecnico.org/DocumentosCTE/AhorroEnergia.html>.
- [14] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, (2011). <https://www.idae.es/>.
- [15] L.K. Wiginton, H.T. Nguyen, J.M. Pearce, Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy, *Comput Environ Urban Syst.* 34 (2010) 345–357. <https://doi.org/10.1016/j.compenvurbsys.2010.01.001>.
- [16] M. Muñoz Barbero, Photovoltaic-wind hybrid system for energy supply of an isolated consumer. Trabajo Fin de Grado. Universitat Jaume I, Valencia, España, 2017. https://repositori.uji.es/xmlui/bitstream/handle/10234/173683/TFG_2017_Mu%C3%B1ozBarbero_Mario.pdf?sequence=1.
- [17] PNOA, Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA). Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana (MITMA), (2023). <https://pnoa.ign.es/>.
- [18] Sede Electrónica del Catastro. Ministerio de Hacienda y Función Pública (MHFP), (2023). <https://www.sedecatastro.gob.es/>.
- [19] ADRASE, Acceso a Datos de Radiación Solar de España (ADRASE), (2023). <http://www.adrase.com/>.

- [20] PVGIS, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) Database, (2023). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [21] SoDa Pro, Solar Radiation Data (SoDa). Solar Energy Services for Professionals, (2023). <https://www.soda-pro.com/>.
- [22] Solar Geometry 2, Solar Radiation Data (SoDa). Solar Energy Services for Professionals, (2023). <https://www.soda-pro.com/web-services/astronomy/solar-geometry-2>.
- [23] SIMA, Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía. Consejería de Economía, Hacienda y Fondos Europeos, (2023). <https://www.juntadeandalucia.es/institutodeestadisticaycartografia/sima/ficha.htm?mun=41090>.
- [24] INE, Instituto Nacional de Estadística. Cifras oficiales de población de los municipios españoles en aplicación de la Ley de Bases del Régimen Local (Art. 17), (2023). <https://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=2895#!tabs-mapa>.
- [25] Ayuntamiento de El Saucejo, Galería de imágenes del Ayuntamiento del municipio de El Saucejo, (2023). <https://www.elsaucejo.es/es/municipio/multimedia/galeria-de-imagenes/Pueblo/?urlBack=/es/municipio/multimedia/galeria-de-imagenes/index.html>.
- [26] Weather Spark, (2023). <https://es.weatherspark.com/y/34175/Clima-promedio-en-El-Saucejo-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o#Sections-Sun>.
- [27] Memoria de Información y Diagnóstico de El Saucejo. Plan General de Ordenación Urbanística (PGOU). Junta de Andalucía, 2017. <https://transparencia.elsaucejo.es/export/sites/elsaucejo/es/transparencia/.galleries/IND-50-/Inicial-01a-MEMORIA-INFORMACION-Y-DIAGNOSTICO.pdf>.
- [28] Resumen Ejecutivo de El Saucejo. Plan General de Ordenación Urbanística (PGOU). Junta de Andalucía, 2017. <https://transparencia.elsaucejo.es/export/sites/elsaucejo/es/transparencia/.galleries/IND-50-/Inicial-RESUMEN-EJECUTIVO.pdf>.
- [29] CIEMAT, Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT): gSolarRoof, (2023). <https://ciemat.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=75bd823d86a84e38a280dd1ca44d76e8>.

- [30] DB-SI, Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento Básico de Seguridad en Caso de Incendio (DBSI). Ministerio de Fomento, 2019.
<https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SI/DBSI.pdf>.
- [31] CTE, Código Técnico de la Edificación (CTE). Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, (2023).
<https://www.codigotecnico.org/DocumentosCTE/DocumentosCTE.html>.



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ANEXO I

MAPAS DE RESULTADOS

ANEXO II

POSICIÓN SOLAR PARA EL CÁLCULO DE MAPAS DE SOMBRAS

ANEXO III

RESUMEN DE RESULTADOS POR REFERENCIA CATASTRAL

ANEXO IV

RESUMEN DE ENERGÍA PARA MÓDULOS DE SI MONOCRISTALINOS