

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS



TESIS DOCTORAL

**Geomodelización con sistemas de información geográfica
aplicada a la generación distribuida y autoconsumo con
energías renovables**

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

Félix de Jesús Segura Muñoz

Directores

Carlos Armenta Déu
Francisco Javier Domínguez Bravo

Madrid

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS



TESIS DOCTORAL

**GEOMODELIZACIÓN CON SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA
APLICADA A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOCONSUMO CON
ENERGÍAS RENOVABLES**

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

Félix de Jesús Segura Muñoz

DIRECTORES

Carlos Armenta Déu

Francisco Javier Domínguez Bravo

MADRID 2022

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS



TESIS DOCTORAL

**GEOMODELIZACIÓN CON SISTEMAS DE
INFORMACIÓN GEOGRÁFICA APLICADA A LA
GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOCONSUMO CON
ENERGÍAS RENOVABLES**

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

Félix de Jesús Segura Muñoz

DIRECTORES

Carlos Armenta Déu

Francisco Javier Domínguez Bravo

La realización de esta Tesis ha sido posible gracias al apoyo económico del CONACYT y el apoyo de la Universidad Complutense de Madrid y el CIEMAT.

Convocatoria: CONACYT, Posgrado en el extranjero

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mis directores de tesis Dr. Carlos Armenta Déu y Dr. Francisco Javier Domínguez Bravo por darme la bienvenida en su equipo de trabajo, ya hace algunos años, cuando recién concluí mis estudios en el Máster en Energía y buscaba un camino para continuar mi formación y crecimiento; no olvido que ustedes tuvieron con mi persona una buena disposición de trabajar y me aceptaron en su equipo, han compartido siempre su conocimiento con paciencia y vocación de compartir que es algo que les admiro mucho.

También quiero agradecer a mi esposa Irma y a mi hija Daniela que me han apoyado como una familia; en los momentos buenos y malos siempre han estado.

Este trabajo también se lo debo a todos los integrantes de la familia Segura Muñoz, que lo conforman mis padres y mis cuatro hermanos, que me han apoyado en todas mis etapas académicas y profesionales para que hoy en día pueda concluir este gran paso en mi formación académica.

Por último, quiero agradecer al Dr. D. Faustino Chenlo hacerme partícipe un poco de su gran sabiduría durante el tiempo que le traté en el CIEMAT.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	1
Resumen	7
Abstract.....	8
Palabras clave.....	9
Keywords	9
Objetivo general	11
Objetivos específicos	11
Capítulo 1. Introducción y Antecedentes	13
1.1 Introducción: Demanda de la energía eléctrica.....	13
1.2 Antecedentes Generación eléctrica	14
1.2.1 Aire.....	14
1.2.2 El Sol como fuente de energía.....	15
1.3 Sistema independiente de la red eléctrica convencional.....	15
1.4 Instalación solar fotovoltaica	16
1.4.1 Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red.....	16
1.4.2 Sistemas Fotovoltaicos Autónomos	16
1.4.3 Componentes de un Sistema Fotovoltaico Autónomo	17
1.5 Dependencia del recurso solar	17
Referencias.....	23
Capítulo 2. Energía Solar	25
2.1 Introducción	25
2.2 Componentes de la irradiancia solar	27
2.3 Modelización de la irradiancia solar	29
2.3.1 Modelo empírico para la obtención de la irradiancia solar	29
2.3.2 Modelo de cielo claro (clear sky) ESRA.....	31
2.3.3 Índice de cielo claro para irradiancia directa	31
2.3.4 Modelo para la predicción de radiación solar con cielo cubierto (cloudy sky)	32
2.3.5 Modelo empírico para la irradiancia difusa y directa.....	33
2.3.6 Modelo empírico para irradiancia horaria	33
2.3.7 Modelo empírico irradiancia sobre un plano inclinado.....	34
2.3.8 Ángulo acimutal	35

2.3.9 Longitud del día solar.....	35
2.3.10 Ecuación del tiempo para cada día del año	35
2.3.11 Hora Solar	36
2.3.12 Irradiancia Solar sobre plano inclinado.....	36
2.3.13 Superficie con orientación e inclinación arbitraria	37
2.3.14 Modelo de transposición en SAM.....	37
2.4 Fundamentos de irradiancia solar a partir de imágenes de satélite.....	39
2.4.1 Concepto de búsqueda de nubosidad de un satélite	39
2.4.2 Imágenes satelitales meteorológicas geoestacionarias	40
2.5 Modelos basados en satélites para derivar la irradiancia solar	40
2.5.1 Modelo de Heliosat	40
2.5.2 El modelo operativo de Pérez et al.....	42
2.5.3 Modelo BRASIL-SR.....	42
2.5.4 El método DLR-SOLEMI para irradiancia normal directa.....	43
2.6 Evaluación de la irradiación solar derivada de satélites	43
2.7 Conclusiones de modelos de irradiancia solar	43
2.8 Energía Solar Fotovoltaica: características.....	44
2.8.1 Determinación del tiempo solar equivalente: horas sol pico (hsp)	46
2.9 Demanda de energía en viviendas oficinas, locales comerciales y naves industriales	49
2.9.1 Hogares y consumo energético en México	49
2.9.2 Promedio de habitantes por hogar.....	52
2.9.3 Estimación consumo eléctrico para edificios no residenciales	52
2.9.4 Consumo eléctrico Naves industriales	55
2.10 Demanda de energía.....	56
2.11 Determinación de la energía	59
2.11.1 Número de paneles y energía total anual	63
2.12 Balance de energía	64
Nomenclatura.....	66
Referencias.....	69
Anexo 2.1.....	74
Anexo 2.2.....	75
Anexo 2.3.....	76
Capítulo 3 Sistema de Información Geográfica	77
3.1 Introducción	77

3.2 Definición de los SIG	77
3.2.1 Ventajas del uso de los SIG.....	77
3.3 Campos de aplicación	77
3.3.1 SIG en Internet	78
3.4 Cartografía básica	78
3.4.1 Conversiones	78
3.4.2 Proyecciones.....	78
3.4.3 Escala	79
3.5 Estructura de los datos en los SIG	79
3.5.1 Características generales de datos ráster	80
3.5.2 Características generales de los datos vectoriales	82
3.5.3 Ventajas de almacenar datos en forma de ráster	82
3.5.4 Ventajas de almacenar en forma de vectores	83
3.6 La topología en los SIG	83
3.7 Procesamiento de información.....	84
3.7.1 Análisis espacial con SIG.....	84
3.7.2 Superposición	84
3.7.3 Área de influencia	84
3.7.4 Análisis de vecindad.....	85
3.7.5 Análisis de redes.....	85
3.7.6 Modelos Digitales de Elevaciones	85
3.7.7 Modelización.....	85
3.8 Ejemplos de desarrollos recientes de los SIG	85
3.8.1 Sistemas de Información Geográfica y ciudades inteligentes	85
3.8.2 Ejemplo de mejora de las ciudades a través de los SIG	86
3.8.3 Redes inteligentes y SIG	86
3.8.4 Implantación de Sistema de Información Geográfica en empresas eléctricas	86
3.9 Principales aplicaciones SIG en el campo de las renovables y Características fundamentales por fuentes	87
3.9.1 Distribución espacial de la energía solar.....	87
3.9.2 Distribución espacial de la energía eólica	87
3.9.3 Distribución espacial de la biomasa	87
3.9.4 Distribución espacial de la energía hidráulica.....	88
3.10 SIG y Energías Renovables	88
3.10.1 Proyectos de Sistemas en soporte de decisiones basadas en SIG para la integración de energías renovables	88

3.10.2 Aplicación de un SIG a la evaluación de Energías Renovables conectadas a la red.....	90
3.10.3 Aplicación de un SIG a la evaluación de sistemas de generación de energía aislados de la red: sistemas descentralizados de la red eléctrica.....	91
3.11 Parametrización del SIG aplicado a un sistema solar fotovoltaico: datos geográficos y geométricos	91
Referencias.....	93
Capítulo 4 Modelización mediante SIG para una aplicación de tipo solar fotovoltaica	97
4.1 Introducción	97
4.2 Método de cálculo de la irradiancia solar mediante ArcGIS	97
4.3 Geo-modelización con ArcGIS	102
4.4 Metodología	102
4.5 Localización de la Zona industrial: delimitación e interés particular como zona de testeo del modelo propuesto	103
4.5.1 Tipo y tamaño de la superficie: mallado de la red	104
4.6 Recopilación de la información	110
4.6.1 Edición y clasificación de los datos	110
4.7 Análisis de sombras	112
4.8 Delimitación de las naves industriales.....	117
4.9 Nivel de precisión y grado de ajuste	118
4.10 Modelización del número óptimo de paneles	119
4.10.1 Modelado del área de trabajo	119
4.10.2 Distribución de los paneles fotovoltaicos.....	121
4.11 Mejora de la energía generada en instalaciones fotovoltaicas sobre tejado utilizando herramientas SIG	133
4.12 Diseño del sistema fotovoltaico	134
4.13 Modelo para el cálculo de la energía solar fotovoltaica	145
4.14 Análisis de resultados	149
Nomenclatura.....	151
Referencias.....	153
Anexo 4.....	156
Capítulo 5. Aprovechamiento de la energía	157
5.1 Introducción	157
5.2 Evaluación de la energía efectiva	157
5.2.1 Pérdidas por ángulo de inclinación	157
5.3 Influencia del clima y la meteorología	161

5.3.1 Proceso de simulación.....	162
5.3.2 Efectos de la pluviosidad: aplicación a la ciudad de Toluca.....	164
5.3.3 Absorción de la irradiación solar por el agua.....	165
5.4 Energía solar diaria	167
5.5 Evaluación de energía efectiva	168
5.5.1 Estudio de viabilidad económica	168
5.5.2 Energía producida en 25 años	168
5.5.3 Análisis económico	170
5.5.4 Estudio económico aplicado.....	171
5.5.5 Ganancia económica	172
Nomenclatura.....	174
Referencias.....	176
Capítulo 6 Aplicación del modelo	177
6.1 Opciones de replicabilidad en otras localizaciones	177
6.2 Limitaciones.....	181
Nomenclatura.....	182
Bibliografía	183
CONCLUSIONES.....	185
Artículos publicados basados en la Tesis	189
1. Modeling of PV Systems Installations using Geographical Information System: the Case of Toluca (Mexico)	189
2. Rooftop layout optimization for PV installation using GIS	189
3. Application of GIS tools to the Improvement of Energy Supply in PV Rooftop Installations	190
4. Layout Optimization of PV Arrays on Building Rooftop.....	191

Resumen

La energía es un tópico de enorme relevancia para la actividad humana; la energía solar fotovoltaica depende del recurso del Sol, para transformar la energía solar en energía eléctrica, por lo que es imprescindible conocer la configuración del sistema fotovoltaico en cuanto a número de paneles, ubicación de los mismos, posicionamiento, orientación, inclinación etc.; para ello, se suele recurrir a programas ya desarrollados que permiten realizar las estimaciones previas necesarias para decidir si una instalación fotovoltaica es conveniente o no, si bien no tienen la capacidad de introducir de manera sencilla un gran número de superficies, de manera que si se quiere procesar un gran número de techos de un polígono industrial se precisa invertir mucho tiempo, debiendo hacerlo manualmente tejado por tejado. Por otra parte, la precisión de la irradiación solar no siempre es la más idónea para casos específicos que requieran mayor detalle. Este es uno de los principales problemas que se deriva del manejo de un elevado número de superficies y que afecta de manera específica a la estimación precisa de su capacidad en muchas de las instalaciones actualmente en desarrollo o proyectadas para un futuro próximo.

El objetivo de este trabajo es determinar la capacidad de generación de energía fotovoltaica en un área definida a través de un proceso de modelado utilizando Sistema de Información Geográfica (SIG). El método identifica y calcula el área disponible que recibe irradiación solar, teniendo en cuenta las características geográficas y la distribución espacial de los tejados; la inclinación y la orientación también se consideran para evaluar el sombreado. El modelado identifica los puntos adecuados válidos para la generación de la energía fotovoltaica. La densidad de potencia se calcula a partir de los valores estimados de área y potencia disponibles, y los datos se corrigen para el plano horizontal que representa la referencia para la evaluación de proyectos fotovoltaicos. El método tiene la ventaja de determinar la irradiación solar y el área disponible con una alta precisión. Los resultados de la simulación se han comparado con los requisitos específicos para el área de configuración, estando dentro del rango establecido, lo que demuestra la eficacia del método y verifica la disponibilidad de recursos fotovoltaicos.

En este trabajo desarrollamos un nuevo proceso de modelado para optimizar el diseño de la instalación fotovoltaica en los tejados de los edificios industriales; el modelo busca maximizar el número de paneles fotovoltaicos instalados en un área definida, caracterizada por su forma, tamaño, inclinación y orientación. El estudio se centra en áreas de latitud entre trópicos, pero es útil para otras latitudes. El método se aplica a un conglomerado industrial de referencia, formado por 34 edificios industriales, cuyas características geográficas han sido proporcionadas por la técnica SIG. El modelo propuesto reduce el área del punto a un tamaño muy pequeño (5m x 5m), gracias al uso de mapas con tecnología LIDAR, aumentando así la precisión de los resultados y haciendo que la solución sea más confiable. La precisión del método es superior al 98.5%. El modelo tiene en cuenta no solo la forma y el tamaño del panel fotovoltaico, sino también el ángulo de inclinación. El modelo predice el número de paneles en función del ángulo de inclinación del panel y el acimut de la azotea. El proceso de modelado ha

permitido obtener el factor de cobertura superficial de la disposición fotovoltaica para paneles orientados al Ecuador en tejados con un acimut específico. Los resultados de la modelización muestran que el factor de cobertura disminuye con el aumento del acimut de la azotea, teniendo un valor mínimo del 75% para un acimut de la azotea de 45° y un máximo del 92% para ángulos de 5° y 85°.

Se ha utilizado una metodología para determinar si una instalación fotovoltaica inclinada funciona mejor que una horizontal en la parte superior del techo de un edificio. Se ha considerado el posicionamiento longitudinal y transversal de los paneles fotovoltaicos para la instalación fotovoltaica inclinada. El método se basa en el número máximo de paneles fotovoltaicos que se pueden instalar en la superficie específica de la azotea del edificio y calcula la energía generada por la instalación fotovoltaica, comparando las diferentes configuraciones y teniendo en cuenta los efectos del ángulo de incidencia de la irradiación solar. El método tiene en cuenta no solo la posición geográfica de la ubicación, sino también los efectos de la lluvia en los paneles fotovoltaicos y la atenuación de la irradiación solar a través de la capa de agua depositada en la superficie del panel fotovoltaico. El documento predice que la configuración horizontal de la matriz fotovoltaica funciona mejor para áreas de baja precipitación o áreas no contaminadas. Por el contrario, para zonas muy pluviales o áreas contaminadas como ciudades o conglomerados industriales, la matriz fotovoltaica inclinada genera más energía y funciona de manera más eficiente.

Abstract

Energy is a topic of enormous relevance to human activity; Photovoltaic solar energy depends on the resource of the sun, to transform solar energy into electrical energy. It is essential to know the configuration of the photovoltaic system in terms of number of panels, their location, positioning, orientation, inclination, etc.; To do this, programs already developed are usually used that allow making the necessary preliminary estimates to decide whether a photovoltaic installation is suitable, but they do not have the ability to easily introduce a large number of ceilings, so if you want to process a large number of roofs in an industrial estate require investing a lot of time, having to do it manually roof by roof. On the other hand, the precision of solar irradiation is not always the most suitable for specific cases that require more precision. This is one of the main problems that derives from the management of a large number of surfaces and that which specifically affects the precise estimation of capacity for many of the facilities currently under development or projected for the near future.

The goal of this work is to determine the available photovoltaic power generation density capacity in a defined area through a modeling process using the so called Geographic Information System (GIS). The method identifies and calculates the available area that receives solar radiation, considering the geographical characteristics and the spatial distribution of the roofs. Slope and orientation are also considered to evaluate shading. The modeling identifies the valid suitable points for the generation of photovoltaic energy. The power density is calculated from the estimated values of available area and power, and the data are corrected for the horizontal plane that represents the reference for

the evaluation of photovoltaic projects. The method has the advantage of determining the solar radiation and the available area within high accuracy. The simulation results have been compared with the specific requirements for the configuration area, being within the established range, which demonstrates the effectiveness of the method and verifies the availability of photovoltaic resources.

In this work, we develop a new modeling process to optimize the design of the photovoltaic installation on the roofs of industrial buildings; the model seeks to maximize the number of photovoltaic panels installed in a defined area, characterized by its shape, size, inclination and orientation. The study focuses on areas of latitude between the tropics, but is useful for higher latitudes. The method is applied to a reference industrial conglomerate, consisting of 34 industrial buildings, whose geographical characteristics have been provided by the GIS technique. The proposed model reduces the spot area to a very small size (5m x 5m), thanks to the use of maps with the assistance of LIDAR technique, thus increasing the accuracy of the results and making the solution more reliable. The accuracy of the method is greater than 98.5%. The model considers not only the shape and size of the photovoltaic panel, but also the angle of inclination. The model predicts the number of panels based on the tilt angle of the panel and the azimuth of the roof. The modeling process has allowed to obtain the surface coverage factor of the photovoltaic arrangement for panels oriented to the Equator on roofs with a specific azimuth. The modeling results show that the coverage factor reduces with the increase of the azimuth of the roof, having a minimum value of 75% for a roof azimuth of 45 ° and a maximum of 92% for angles of 5 ° and 85 °.

A methodology has been used to determine if a sloped PV installation performs better than a horizontal one on top of the roof of a building. The longitudinal and transverse positioning of the photovoltaic panels has been considered for the inclined photovoltaic installation. The method is based on the maximum number of photovoltaic panels that can be installed on the specific surface of the roof of the building and calculates the energy generated by the photovoltaic installation, comparing the different configurations and taking into account the effects of the angle of incidence of the solar radiation. The method considers not only the geographical position of the location, but also the effects of rain on the photovoltaic panels and the attenuation of solar radiation through the layer of water deposited on the surface of the photovoltaic panel. The paper predicts that the horizontal configuration of the photovoltaic array works best for areas of low rainfall or non-polluted areas. On the contrary, for very rainy areas or polluted areas, such as cities or industrial conglomerates, the inclined photovoltaic array generates more energy and works more efficiently.

Palabras clave: SIG, LIDAR, ArcGIS, energía fotovoltaica, modelado fotovoltaico, instalaciones fotovoltaicas, configuración de diseño fotovoltaico, densidad de generación de energía, factor de cobertura, generación de energía, condiciones climáticas

Keywords: GIS, LIDAR, ArcGIS, PV energy, PV modeling, PV installations, PV layout configuration, power generation density, coverage factor, energy generation, climatic conditions

Objetivo general

- Elaborar un modelo para determinar el suministro de energía por medio de sistemas fotovoltaicos ubicados sobre las cubiertas de los edificios industriales

Objetivos específicos

- Desarrollar un método, utilizando SIG, para determinar el área disponible y la irradiación solar en puntos definidos en un área grande, contemplando las cubiertas de los edificios
- Aplicar las herramientas SIG para la mejora de la disposición de instalaciones fotovoltaicas en los tejados
- Optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos colocados en azoteas
- Evaluar la influencia de la ubicación y las condiciones climáticas en las instalaciones fotovoltaicas ubicadas en las azoteas

Capítulo 1. Introducción y Antecedentes

1.1 Introducción: Demanda de la energía eléctrica

En sus inicios el desarrollo de las sociedades humanas estaba limitada por la poca capacidad de acceder a la energía, reducido a aprovechar solo la energía solar a través de los nutrientes de los cultivos y del trabajo desarrollado por el propio hombre y los animales; esto era una limitante para la producción de alimentos, lo que unido a los diferentes imprevistos meteorológicos que devastaban sembrados, generaba hambrunas y desnutrición crónicas [1][2]. Sin embargo, las sociedades primigenias desarrollaron la capacidad de incrementar paulatinamente el uso de la energía valiéndose de recursos como el viento y el agua usando molinos. Aun así, el primer gran avance fue observado en el siglo XVIII con la primera revolución industrial y después en el siglo XIX con la segunda revolución industrial, que contribuyeron a la utilización en grandes cantidades de recursos energéticos fósiles como el carbón, petróleo, y gas natural, provocando un gran cambio en la capacidad del uso de la energía [2].

En la actualidad la principal forma de energía para el desarrollo de cualquier país es la energía eléctrica, debido a la flexibilidad de obtenerla a partir de distintos tipos de fuentes como centrales hidroeléctricas, nucleares, de combustibles fósiles, gas, petróleo o carbón, mareas, viento, Sol, etc. Por otra parte, la energía eléctrica se puede transportar a grandes distancias a un coste relativamente económico, y resulta indispensable en la gran mayoría de los procesos industriales y residenciales de la sociedad en el presente [3].

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), el consumo mundial de energía eléctrica en el 2015 fue de 3125.395 kWh per cápita y a nivel mundial el consumo de energías renovables es del 18.054 % del total de la energía consumida [4].

La energía es un tópico de enorme relevancia para la actividad humana en la medida en que permite el desarrollo de la vida en la Tierra y sostiene la actividad económica; por tal motivo es muy importante conocer la capacidad energética del recurso (G).

Otro factor que motiva este trabajo es la contaminación; en el año 2015 el balance anual del carbono, que cuantifica las emisiones provenientes de combustibles fósiles y de la industria se situó en: $9.9 \pm 0.5 \text{ GtC año}^{-1}$ (Giga toneladas de carbón al año), basándose en las estadísticas de energía proporcionadas por los propios países [5]. Como muestra, solo en el año 2014, las emisiones de CO₂ originadas por la producción de electricidad y calefacción representaron el 49.04% del total de la quema de combustible del mundo [6]; es por ello que es importante estudiar cómo gestionar el recurso energético para reducir el impacto ambiental generado por la emisión excesiva de CO₂.

1.2 Antecedentes Generación eléctrica

La generación eléctrica se produce por medio de las centrales generadoras, que representan el centro de producción, dependiendo de una fuente primaria de energía,

En el año 1879, Edison, tras obtener la patente, fundó Illuminating Company e inauguró en el año 1882 la primera central eléctrica para vender electricidad a las personas compradoras de sus bombillas [7]. También ese mismo año, el industrial H. J. Rogers creó por primera vez una central de energía hidroeléctrica en el río FOX ubicado en Wisconsin, EEUU [8].

Las primeras centrales eléctricas tenían problemas para enviar la energía a largas distancias debido a que funcionaban con corriente continua, por lo cual Nicola Tesla propuso utilizar corriente alterna; junto al industrial George Westinghouse, construyó en 1895 una central hidroeléctrica ubicada en las cataratas del Niágara, logrando transportar la energía hasta la ciudad de Buffalo a una asombrosa distancia de 40 Kilómetros de distancia, lo que representó el inicio de electrificar todo el mundo, dando comienzo a la segunda revolución industrial [8].

Después, en el año 1898, contribuyeron a la segunda revolución industrial dos nuevos proyectos, la central hidroeléctrica de Decew Falls en Ontario (Canadá), que fue pionera en generar electricidad de alto voltaje para ser transportado a grandes distancias, y la empresa alemana Rheinfelden, que fue pionera en usar corriente alterna trifásica a 50 hercios, que hasta el día de hoy es el estándar que se sigue usando en casi todo el mundo [8].

En Estados Unidos, para el año 1900, el 40% de la energía eléctrica era generada en centrales hidroeléctricas, cuarenta años después redujo al 30%, y en la actualidad es solo un 10% del total, En el año 1951 empezó a trabajar la primera central nuclear experimental en Ohio (EE.UU.). La energía nuclear se caracteriza por el empleo de combustible nuclear fisionable que mediante reacciones nucleares proporciona energía calorífica que a su vez es empleada, a través de un ciclo termodinámico convencional, para producir el movimiento de alternadores que transforman el trabajo mecánico en energía eléctrica [9]. Durante el siglo XX las centrales nucleares y los combustibles fósiles crecieron enormemente operando para generar electricidad en todo el mundo [8].

1.2.1 Aire

Los vientos portan energía cinética, un tipo de energía de alto grado termodinámico que puede convertirse con eficiencias relativamente elevadas en electricidad, en las denominadas turbinas eólicas, o que puede ser aprovechada por medio de velas o de dispositivos que hacen uso del efecto Magnus para convertirla en energía cinética de movimiento. Por lo tanto, la energía eólica es un tipo de energía renovable de origen solar indirecto [9].

El aprovechamiento de la energía eléctrica a través de la energía eólica comenzó, primero con el norteamericano Charles F. Brushel, quien construyó en el año 1887 la primera

máquina considerada un aerogenerador de electricidad; más adelante, el ingeniero danés Johannes Juul fabricó el primer aerogenerador apto para corriente alterna en el año 1957 en la costa danesa con 200kW, pero tuvieron que transcurrir más de 20 años, tras la primera crisis del petróleo, para que este tipo de tecnología de producción de energía tuviera un crecimiento importante [10]. Esta fuente de energía ha ido creciendo en los últimos años hasta llegar a una potencia instalada en el mundo de alrededor de 500GW [8].

1.2.2 El Sol como fuente de energía

La energía solar es la que llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, luz y calor principalmente, generados por el Sol por medio de un proceso de fusión nuclear. Podemos aprovechar la energía solar para generar energía eléctrica de dos formas, por conversión térmica de alta temperatura (sistema termoeléctrico) y por conversión fotovoltaica (sistema fotovoltaico) [9].

Los sistemas fotovoltaicos (FV) están constituidos, principalmente, por módulos fotovoltaicos, que son la unión de varias células solares, y a su vez la base de la energía solar fotovoltaica; esto nos ayuda a generar energía eléctrica de manera limpia, renovable y segura para abastecer la demanda creciente que tenemos en nuestros hogares y edificios. La energía fotovoltaica está creciendo continuamente de acuerdo con los estudios realizados por IRENA (Agencia de Energía Renovable Internacional), lo que motiva que aumente su presencia en el mundo energético con 707.494 MW instalados en el año 2020 de un total de 2.800 GW de Energías Renovables [11].

Ya en la antigua Grecia se inventó el primer concentrador de rayos solares para aprovechar la energía del Sol. Muchísimos años después, en el año 1911, el innovador Frank Shuman fundó Sun Power Co., que fue la primera planta solar en Tancony E.E.U.U. [8].

El término fotovoltaico proviene del griego φῶς (phos), que significa (luz) y de voltaico, que viene del ámbito de la electricidad, en honor al físico Italiano Alejandro Volta. Se comenzó a utilizar en el Reino Unido a partir del año 1849 [12], pero hasta los años 60s del pasado siglo no surgió el aprovechamiento comercial mediante módulos fotovoltaicos, y desde entonces ha ido creciendo hasta nuestros días, esperándose que para el año 2025 se alcance una cifra record de 750 GW según un estudio de Global Data [8].

1.3 Sistema independiente de la red eléctrica convencional

Los sistemas de generación eléctrica dependen en gran medida de la aplicación a la que está destinada. A grandes rasgos, los sistemas eléctricos se pueden clasificar en dos grandes grupos, conectados a la red (grid connected) y autónomos (off-grid) [13].

Un sistema de energía independiente es un sistema eléctrico fuera de la red, para lugares que no estén equipados con un sistema de distribución de energía eléctrica, o que no deseen estar incluidos en él. Los sistemas de energía independiente típicos incluyen uno

o más métodos de generación de electricidad, almacenamiento de energía y su regulación, donde la generación de electricidad se genera típicamente por uno o más de los métodos siguientes [13]:

- Sistema fotovoltaico de paneles solares
- Turbina eólica
- Fuente geotérmica
- Micro combinada de calor y electricidad
- Micro-hidráulica

El almacenamiento se implementa típicamente con un banco de baterías. La potencia absorbida directamente de la batería será corriente directa de extra-bajo voltaje (DC ELV) y esto se utiliza especialmente para la iluminación, así como para los aparatos de corriente continua. Para su aplicación en corriente alterna, se utiliza un inversor para generar corriente de baja tensión, que se puede utilizar con los aparatos más habituales [13].

Los sistemas aislados de energía fotovoltaica son independientes de la red de suministro eléctrico y pueden utilizar paneles solares solamente o se pueden utilizar en conjunción con un aerogenerador y/o baterías.

1.4 Instalación solar fotovoltaica

1.4.1 Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR), está diseñado para producir energía eléctrica igualando las condiciones de la red convencional de manera que pueda ser inyectada en esta. Un SFCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC (Corriente Directa a Corriente Alterna), y un conjunto de protecciones eléctricas [14].

1.4.2 Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

Un sistema fotovoltaico autónomo (SFA) genera energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, empleando un dispositivo de acumulación energético para hacer frente a los períodos en los que la generación es inferior al consumo.

Los sistemas domésticos (SHS) suelen incorporar únicamente cargas en corriente continua; por esta razón, no es necesario que el SFA incluya un inversor. Estos sistemas están compuestos por el generador, un acumulador electroquímico, o batería, y un regulador de carga y descarga. Cuando el consumo incluye cargas de corriente alterna es necesario que el SFA incluya un inversor. Cabe la posibilidad de que el consumo esté compuesto por cargas en continua y en alterna, o exclusivamente por cargas en alterna [14].

1.4.3 Componentes de un Sistema Fotovoltaico Autónomo

Acumulador electroquímico

Un acumulador electroquímico para sistemas fotovoltaicos es una batería secundaria o recargable, capaz de almacenar energía eléctrica mediante una transformación en energía electroquímica. Es capaz de dar autonomía al sistema fotovoltaico al satisfacer los requerimientos de consumo en cualquier momento, independientemente de la generación. También contribuye al buen funcionamiento del sistema al soportar picos de intensidad superiores a los que proporciona el generador FV y al estabilizar el voltaje del sistema, evitando fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo [14].

1.5 Dependencia del recurso solar

La energía solar fotovoltaica depende del recurso solar para transformar la energía solar en energía eléctrica, constituyendo la energía procedente del Sol que se convierte en energía eléctrica de forma directa, sin ninguna conversión intermedia; se produce mediante generadores fotovoltaicos compuestos por módulos fotovoltaicos conectados entre sí, formando una superficie plana que tienen que ser expuesta a la luz del Sol para producir la energía eléctrica. La inclinación y la orientación adecuadas de dicha superficie son fundamentales para conseguir una conversión eficiente de energía solar en energía eléctrica [14].

La generación de este tipo de energía implica el conocimiento de un conjunto de conceptos básicos, así como de la terminología utilizada para describir el movimiento de la Tierra alrededor del Sol, definiendo una posición sobre la superficie de la Tierra y cuantificando la cantidad de energía solar recibida en una superficie situada en lugar determinado.

Mediante las coordenadas geográficas, latitud y longitud, podemos definir con precisión una posición cualquiera de la superficie terrestre, que se puede expresar en grados sexagesimales, posición generalmente referida al Ecuador y al meridiano de Greenwich.

El siguiente diagrama nos da una idea de hasta qué punto nos es más conveniente para una instalación aislada poner una instalación fotovoltaica.

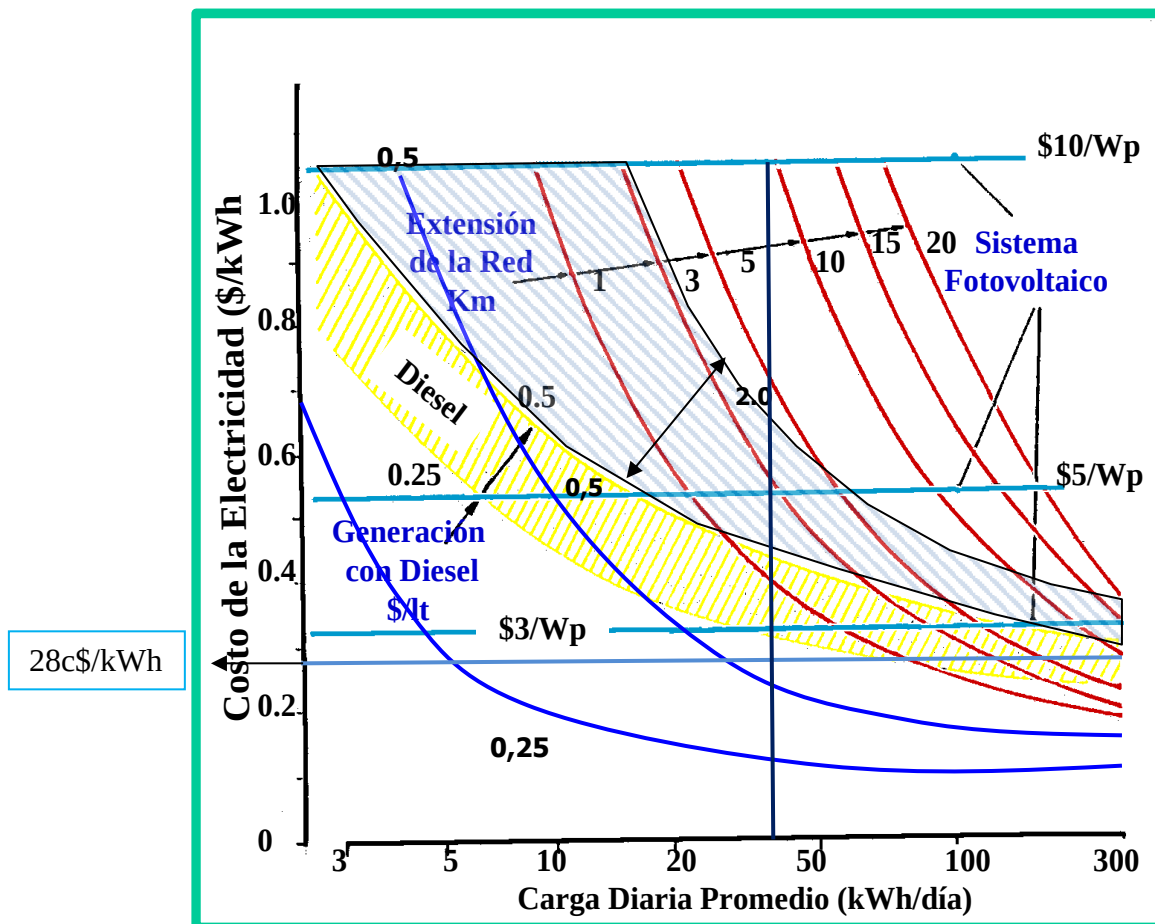


Figura 1.1 Cuadro comparativo de costes de la energía en función del tipo de fuente primaria: sistema FV, grupo electrógeno o red eléctrica [15] [16].

Para comprender el manejo de la figura 1.1 es preciso establecer un valor de la carga diaria de electricidad de una instalación, sea doméstica, comercial o industrial. Una vez definida esta carga se introduce el coste de la energía eléctrica procedente de generadores diésel como valor de la ordenada para un valor de la abscisa equivalente a la carga eléctrica establecida dentro de la banda amarilla, interpolando entre los extremos de forma lineal si es necesario; seguidamente, se introduce el coste de la energía solar fotovoltaica, en Wp instalados, igualmente como ordenada para el valor de la abscisa considerada, interpolando entre los valores de referencia proporcionados en caso que el precio real no coincida con ninguno de dichos valores de referencia. Finalmente, se determina la distancia desde la instalación hasta el punto de conexión más próximo de la red eléctrica y se vuelve a introducir como valor de la ordenada para la abscisa dada por la carga diaria promedio de energía eléctrica, interpolando entre los valores de distancia al punto de conexión a la red dados por las líneas rojas de la figura. El valor cuya ordenada sea menor de los tres considerados resulta el más ventajoso desde el punto de vista económico y, por tanto, el adecuado para el suministro de energía eléctrica [15] [16].

Para aplicar este procedimiento, especialmente en el sector residencial, donde suele ser más representativo, se suele utilizar la siguiente tabla 1.1 de valores.

Tabla 1.1 Consumo estándar promedio en función del tipo de vivienda [15]

Tipo de instalación	Consumo (kWh/día)
Vivienda de lujo	>25
Vivienda estándar	15-20
Vivienda rural	10-15
Vivienda bajo consumo	8-12
Vivienda bajo nivel desarrollo	5-8
Vivienda muy bajo nivel desarrollo	3-5
Consumo básico	1-3

En función del análisis, observamos que para el precio actual de diésel, en torno a 1 \$/l en Norte América, un sistema FV con coste de 5\$/Wp resulta eficiente por debajo de 40 kWh/día, valor que es inferior a cualquiera de los referenciados en la tabla anterior.

Para consumos medios, entre 10 y 20 kWh/día, sería necesario que el precio del diésel descendiera por debajo de 0.5 \$/l (0.37 €/l), lo cual no es esperable. Para el caso que el precio del sistema fotovoltaico se redujera a 2.8\$/Wp, el sistema FV resulta rentable para prácticamente cualquier consumo. Si la tendencia de la eficiencia económico-energética sigue aumentando, este tipo de sistemas está plenamente garantizado.

En el caso de red eléctrica convencional, observamos que para los consumos indicados en la tabla 1.2 las distancias mínimas, a partir de las cuales un sistema FV resulta eficiente, son las que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1.2 Distancia mínima al punto de conexión de red eléctrica en función del consumo para sistemas FV como fuente alternativa de energía (elaboración propia)

Consumo (kwh/día)	Distancia mínima (km) Coste FV: 5\$/Wp	Distancia mínima (km) Coste FV: 2.8\$/Wp
>25	1.5	0.5
15-20	0.8	0.4
10-15	0.6	0.35
8-12	0.5	0.30
5-8	0.4	0.275
3-5	0.35	0.25
1-3	<25	<25

Si nos centramos en una instalación para un conglomerado industrial con un consumo piloto estimado de 40 kWh/día, como es el caso de estudio del presente trabajo, y asumimos que el coste del Wp fotovoltaico se sitúa, a fecha de hoy, en torno a 1.3 \$/Wp,

valor de coste realista de los paneles fotovoltaicos hoy en día para grandes instalaciones, y consideramos que el coste final, incluyendo instalación es de 2.6 \$/Wp, valor igualmente realista, el análisis comparativo, de acuerdo con lo indicado en la figura 1.1, y considerando el coste del diésel a 1\$/l, nos da los siguientes resultados:

Tabla 1.3 Análisis comparativo de costes entre diferentes fuentes de energía para suministro eléctrico. Consumo tipo: 40 kWh/día (elaboración propia)

Tipo de fuente energética	Coste (\$/kWh)
Diésel	0.53
Red eléctrica	0.40
FV	0.28

Si comparamos los costes de generación, podemos observar que el uso de un sistema fotovoltaico representa un ahorro de 12 c\$/kWh (10.24 c€/kWh) con relación al suministro a partir de la red eléctrica, siendo la energía obtenida mediante un generador eléctrico mucho más cara, 25 c\$/kWh (21.33 c€/kWh); así pues, para cubrir la demanda piloto de 40 kWh/día, el ahorro sería de 4.8 \$/día (4.3 €/día) y 10 \$/día (8.5 €/día), respectivamente, lo que representa un ahorro anual de 1752 \$ (1495 €) y 3650 \$ (3115 €), respectivamente. Si extendemos el análisis a toda la vida útil del panel, actualmente en torno a los 25 años, las cantidades serían, respectivamente, 43800 \$ (37378.4 €) y 91250 \$ (77781.7 €), lo que supone un ahorro considerable por el uso de la energía solar fotovoltaica, motivo por el cual se plantea dicho uso en un tipo de instalación como la estudiada en este trabajo.

Para poder establecer la conveniencia o no de una instalación de tipo fotovoltaico en un lugar determinado, es necesario conocer previamente las condiciones de insolación en dicha ubicación, puesto que la energía generada por el sistema fotovoltaico dependerá de la cantidad de irradiancia solar recibida. Asimismo, es necesario poder estimar dicha energía generada, para lo cual es imprescindible conocer la configuración del sistema fotovoltaico en cuanto a número de paneles, ubicación de los mismos, posicionamiento, orientación, inclinación etc.; para ello, se suele recurrir a programas ya desarrollados que permiten realizar las estimaciones previas necesarias para decidir si una instalación fotovoltaica es conveniente o no.

Entre los diversos programas de cálculo cuyo objetivo, entre otros, es el cálculo de instalaciones fotovoltaicas, tenemos:

PV-syst

Es una herramienta que permite la simulación y el análisis de datos de sistemas fotovoltaicos, permitiendo dimensionar el tamaño de la instalación teniendo en cuenta la irradiación solar que supuestamente se recibiría en función de la ubicación usando la base de datos propia. Asimismo, permite el diseño 3D y tiene en cuenta la proyección de sombras debido a la simulación del recorrido del Sol durante el día [17].

Sunny Desing

Es un software libre con una interfaz sencilla que permite un diseño simple de la instalación, así como el uso del software desde el móvil. Solo permite diseñar instalaciones conectadas a la red [18].

SAM

Este software, ampliamente utilizado, realiza predicciones de rendimiento para conexión a red con energía solar fotovoltaica, con almacenamiento opcional en baterías, concentración de energía solar, aprovechamiento del calor de proceso, uso industrial, calentamiento solar de agua, instalaciones de energía mini-eólica, sistemas de energía geotérmica y estimaciones económicas de energía distribuida y proyectos de centrales de generación. SAM no permite, sin embargo, modelar sistemas de energía fuera de la red o sistemas de energía híbridos con más de una fuente de generación de energía [19].

Solar Pro

Es un Software que se especializa en la simulación de instalaciones fotovoltaicas, desarrolla modelos con la integración de edificios permitiendo diseñar en 3D la estructura del edificio sobre el que se colocarán las placas, incluyendo los edificios circundantes para tener en cuenta la sombra sobre la instalación; sus datos de salida incluyen costes y gráficos de producción eléctrica [20].

ArcGIS

ArcGIS es un completo sistema que permite recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir información geográfica, siendo la plataforma líder mundial para crear y utilizar sistemas de información geográfica (SIG), ArcGIS es un “software” de Sistema de Información Geográfica diseñado por la empresa californiana Enviromental Systems Research Institute (**ESRI**) para trabajar a nivel multiusuario. Representa la evolución constante de estos productos, incorporando los avances tecnológicos experimentados en la última década en el área de la informática y telecomunicaciones para capturar, editar, analizar, diseñar, publicar en la web e imprimir información geográfica [21].

Si bien ArcGIS no es un programa de cálculo de instalaciones fotovoltaicas, en nuestro caso, decidimos aplicar este modelo ya que en las herramientas anteriores, excepto SAM, son de código cerrado, no permitiendo conocer el código o ajustar el modelo matemático que usan; además, no tienen la capacidad de introducir de manera sencilla un gran número de techos, por lo que si se quiere procesar un gran número de techos de un polígono industrial se precisa invertir mucho tiempo, debiendo hacerlo manualmente tejado por tejado. Por otra parte, la precisión de la irradiación solar no siempre es la más idónea para casos específicos.

Complementariamente, se utilizará la tecnología LIDAR [21] para la obtención de mapas de alta resolución, lo que permite identificar cada uno de los elementos que constituyen

nuestra zona de estudio, y donde van a ubicarse los sistemas fotovoltaicos, de manera que se gana en precisión y exactitud a la hora de realizar los cálculos.

LIDAR: (Light Detection And Ranging) es una técnica óptica de detección remota que utiliza luz láser para muestrear densamente la superficie de la tierra, produciendo mediciones x, y, z de alta precisión, lo que ayuda a predecir la irradiancia solar global anual [21].

Referencias

- [1] J.C. Chirgwin, “Los animales de trabajo y el desarrollo sostenible,” 2019. <http://www.fao.org/3/v8180t/v8180T0p.htm> (accessed Apr. 23, 2018).
- [2] “EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN MUNDIAL Y EL CONSUMO DE ENERGÍA | GOLPEDEFECTO.” https://golpedefecto.blogspot.com/2016/01/evolucion-de-la-poblacion-mundial-y-el.html?_escaped_fragment_ (accessed Jul. 24, 2021).
- [3] Ministerio de Minas y Energía, “Energía Eléctrica,” *Memorias al Congr. la República Colomb. 2012-2013*, vol. 1, p. 48, 2012, Accessed: Jul. 24, 2021. [Online]. Available: https://www.buenosaires.gob.ar/areas/educacion/escuelas/escuelas/media/tecnica/tecnica33/plumerillo/departamentos/metalurgia/archivos_metalurgia/energia_electrica.html
- [4] I. Renewable Energy Agency, *Renewable Energy Capacity Statistics 2019*. 2019.
- [5] P. Friedlingstein, M. O. Sullivan, M. W. Jones, R. M. Andrew, and J. Hauck, “Global Carbon Budget 2020,” vol. 2020, pp. 3269–3340, 2020.
- [6] Agencia Internacional de la Energía (AIE), “Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita) - Mexico | Data,” 2019. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC?end=2014&locations=MX&start=1960&view=chart> (accessed May 15, 2021).
- [7] “Thomas Alva Edison; sixty years of an inventor’s life : Jones, Francis Arthur : Free Download, Borrow, and Streaming : Internet Archive.” <https://archive.org/details/thomasalvaediso01jonegoog/page/n42/mode/2up> (accessed Aug. 04, 2021).
- [8] “Historia de la electricidad - Iberdrola.” <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/historia-electricidad> (accessed Jul. 29, 2021).
- [9] J. González Velasco, *Energías renovables.*, NV-1 o. Barcelona: Editorial Reverté, 2009.
- [10] “Eólica - Descubre La Energía.” <https://descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/las-fuentes/eolica/> (accessed Aug. 05, 2021).
- [11] IRENA, “Solar energy,,” 2021. <https://www.irena.org/solar> (accessed Jul. 22, 2021).
- [12] A. Smee, *Elements of electro-biology, or the voltaic mechanism of man; of electro-pathology, especially of the nervous system; and of electro-therapeutics.* 1849.

- [13] O. Perpiñán Lamigueiro, “Energía Solar Fotovoltaica,” in *creative commons*, 2014, p. 78.
- [14] O. Perpiñán Lamigueiro, *Energía Solar Fotovoltaica*, 2011th ed., vol. 2. Creative Commons España, 2007.
- [15] “Proyecto de Electrificación Rural,” *Inst. Investig. Eléctricas IIE Cuernavaca, México*, 2001.
- [16] “Renewable power generation costs in 2017.,” 2018, [Online]. Available: www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- [17] PVsystSA, “PVSYST.” www.pvsyst.com/ (accessed May 10, 2021).
- [18] SMA Solar Technology, “Sunny Design.” <http://www.smaiberica.com/es/productos/software/sunny-design.html> (accessed Oct. 05, 2021).
- [19] N. Blair *et al.*, “System Advisor Model (SAM). General Description (version 2017.9.5). NREL/TP-6A20-70414,” 2018, [Online]. Available: www.nrel.gov/publications
- [20] “Laplace Systems Co., Ltd.” <https://www.lapsys.co.jp/english/products/pro.html#Features> (accessed Mar. 05, 2021).
- [21] “ArcGIS,” 2017. <http://resources.arcgis.com> (accessed May 10, 2017).

Capítulo 2. Energía Solar

2.1 Introducción

El aprovechamiento del recurso solar requiere de un perfecto conocimiento y caracterización de la irradiancia solar dado que su variabilidad a lo largo del día influye de manera crítica en la cantidad de energía disponible y, por tanto, en la cuantía que un sistema solar, sea térmico o fotovoltaico, puede generar para el tipo de aplicación para la que se haya diseñado.

Es bien sabido que la irradiancia solar que alcanza la superficie terrestre está fundamentalmente compuesta por visible e infrarrojo próximo (figura 2.1), resultado del proceso de filtrado que la atmósfera terrestre lleva a cabo en la irradiancia solar extraterrestre. A estas dos bandas del espectro hay que añadir una pequeña fracción de ultravioleta, cuya contribución, en cualquier caso, no es realmente significativa. En términos globales se puede afirmar que la distribución de la irradiancia solar a nivel de la superficie terrestre corresponde a un 8.3% de irradiancia ultravioleta, un 42.3%, aproximadamente, de irradiancia visible, y un 49.4% de infrarrojo [1]. Estas proporciones corresponden, por término general, a una situación de cielo despejado, en el que el índice de nubosidad sea prácticamente inapreciable; sin embargo, si la nubosidad aumenta, y dado que la masa nubosa está compuesta fundamentalmente por vapor de agua, que es un gran absorbedor de irradiancia infrarroja, las proporciones se modifican hasta alcanzar valores que pueden estar en el entorno del 2-3% de UV, 70% de visible y apenas un 27-28% de infrarrojo [1].

Teniendo en cuenta esta distribución, los sistemas fotovoltaicos han sido diseñados para un mejor aprovechamiento de la irradiancia visible que la infrarroja [2], dado que en caso de día despejado la contribución de la irradiancia visible es prácticamente igual a la de la infrarroja, en tanto que en días nublados su contribución es más del doble. Asimismo, hay que tener en cuenta que al tener menor longitud de onda, la zona del espectro visible proporciona más energía que la del infrarrojo (figura 2.2).

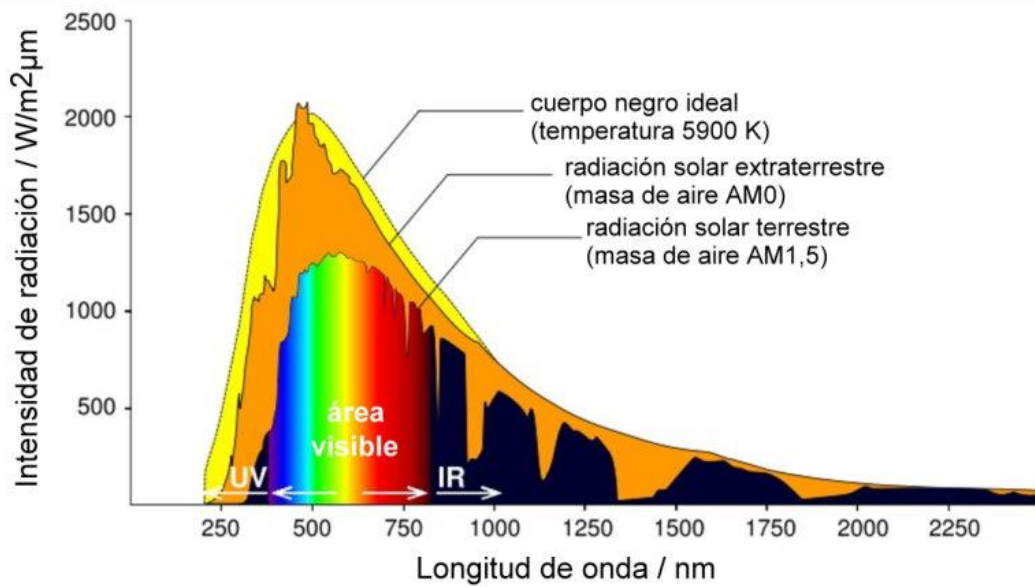


Figura 2.1 Espectro de radiación solar [3]

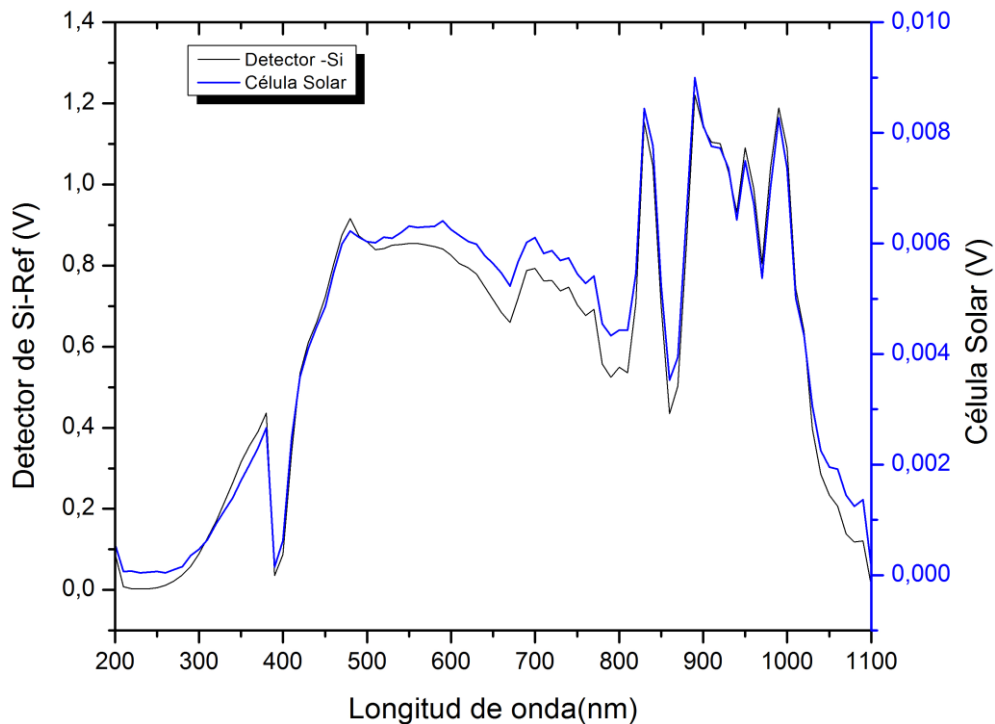


Figura 2.2 Aprovechamiento espectral de la irradiancia solar por células FV [2]

Por otro lado, hay que tener en cuenta que la atmósfera terrestre reduce la cantidad de energía que llega a la superficie terrestre procedente de la irradiancia solar, debido a los procesos de absorción, dispersión y reflexión [4]. En función de dichos procesos la irradiancia que alcanza la superficie de la Tierra es directa, difusa o reflejada.

2.2 Componentes de la irradiancia solar

La irradiancia solar que alcanza la superficie terrestre se puede considerar formada por tres componentes básicas, la directa, que es aquella que procede del disco solar sin haberse desviado de su trayectoria en su camino a través de la atmósfera, sufriendo, únicamente, fenómenos de absorción, la difusa, que procede de todo el hemisferio celeste después de haberse desviado de la trayectoria original por causa de colisiones con los distintos agentes atmosféricos, y la reflejada, que es la parte de la irradiancia directa que alcanza la zona de la superficie terrestre donde ubicamos nuestro sensor después de haber sido reflejada en obstáculos naturales o artificiales, como vegetación o edificaciones, por ejemplo. Esta última componente, la reflejada, está, en muchos casos, integrada en la propia componente difusa, de manera que hay autores que consideran que únicamente hay dos componentes, *directa* y *difusa*, en tanto otros consideran que las componentes son tres, *directa*, *difusa* y *reflejada*.

La suma de todas las componentes da lugar a lo que se conoce como irradiancia global; matemáticamente:

$$\begin{aligned} G &= B + D + R \\ G &= B + D \end{aligned} \quad (2.1)$$

Según se considere la componente reflejada como independiente o integrada en la difusa.

La expresión de la ecuación (2.1) no es, sin embargo, correcta, dado que mientras la irradiancia global, así como la difusa y la reflejada, se miden sobre un plano horizontal, la directa, debido a la posición relativa del Sol respecto al punto de incidencia sobre la superficie terrestre, se tiene que medir sobre un plano perpendicular a la propia irradiancia; de este modo, el plano de referencia de medición de la irradiancia directa es distinto al de las otras componentes, o de la propia global, lo que obliga a modificar dicho plano de referencia para poder aplicar una relación puramente algebraica como la mostrada en la ecuación (2.1). En esta situación, la ecuación (2.1) se convierte en:

$$\begin{aligned} G &= B \cos \theta + D + R \\ G &= B \cos \theta + D \end{aligned} \quad (2.2)$$

Donde θ es el ángulo de incidencia de los rayos solares respecto a la superficie terrestre.

La contribución de cada una de las componentes al valor de la irradiancia global viene dado por su propia naturaleza y las características de la atmósfera terrestre, así como de las condiciones meteorológicas existentes en cada momento; esto es debido a los mecanismos de absorción que actúan de manera diferente en función de su propia naturaleza y que podemos resumir en dos fundamentales, absorción y dispersión (figura 2.3).

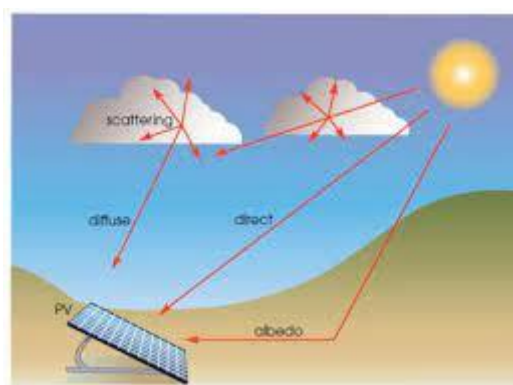


Figura 2.3 Componentes de la irradiancia solar [5]

El fenómeno de dispersión es una difusión de la radiación producida por partículas de la atmósfera y podemos considerar tres mecanismos principales: dispersión de Rayleigh, dispersión de Mie y dispersión no selectiva; la primera actúa sobre las longitudes de onda más corta, la segunda sobre longitudes de onda mayores, y la tercera actúa prácticamente por igual sobre diferentes longitudes de onda.

La absorción se produce por medio de una transferencia de energía de la radiación a los constituyentes atmosféricos. Este mecanismo implica absorción de energía de determinada o determinadas longitudes de onda. Desde este punto de vista los absorbentes más eficaces de la radiación solar son las moléculas de agua, de dióxido de carbono y ozono. La absorción selectiva de ciertas longitudes de onda por estas moléculas hace que la atmósfera constituya un medio opaco para ciertos rangos espectrales, mientras que ofrezca ventanas libres de absorción para otros rangos. Un ejemplo de este fenómeno se muestra en la figura 2.1

El resultado del efecto combinado de absorción y dispersión no es únicamente la generación de las diferentes componentes de la irradiancia solar, sino también reducir su valor en función de los procesos a los que está siendo sometida la irradiancia, así la contribución de la irradiancia directa, difusa y reflejada al valor global dependerá, fundamentalmente, del tipo de atmósfera que tenga que atravesar la irradiancia y, por tanto, de sus condiciones climáticas y meteorológicas.

En general, se considera que en un día despejado, la contribución de la irradiancia directa representa, en promedio, el 85% del total, quedando el 15% restante para la contribución de la difusa y reflejada. Por el contrario, si se trata de un día completamente cubierto, la irradiancia directa es despreciable, representando la difusa prácticamente el 100% del valor de la irradiancia global. Una distribución más precisa es proporcionada en la tabla 2.1

Tabla 2.1 Irradiancia global y difusa en diferentes condiciones [6]

Condiciones	Irradiancia (W/m^2)	Difusa (%)
Cielo claro	750-1000	10-20
Parcialmente nublado	200-500	20-90
Completamente cubierto	50-150	90-100

La importancia tanto de la composición de la irradiancia solar como del peso específico de cada una de sus componentes viene derivada del uso que de la irradiancia espectral realizan dispositivos como los sistemas fotovoltaicos, los cuales no aprovechan por igual los diferentes rangos del espectro (figura 2.4) [7].

Por tanto, desde el punto de vista del aprovechamiento de la energía solar para conversión fotovoltaica, es relevante conocer, no solamente el valor de la irradiancia solar sino también la fracción con que cada componente contribuye al total. Esta situación condiciona de manera importante la cantidad de energía que se puede generar a partir del recurso solar mediante sistemas fotovoltaicos.

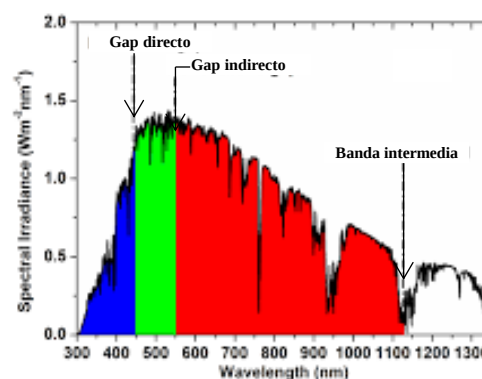


Figura 2.4 Aprovechamiento espectral de la irradiancia solar por paneles FV [7]

2.3 Modelización de la irradiancia solar

Aunque la irradiancia solar sigue un patrón de comportamiento bien conocido en cuanto a la dependencia que tiene con el movimiento del Sol a lo largo de la esfera celeste, hay factores que influyen en dicho comportamiento alterando su valor de forma no siempre predecible; por otra parte, conocer el valor de la irradiancia en cada momento del día es, en la mayoría de los casos, complejo y requiere de un detallado estudio y análisis del recurso solar. Asimismo, no siempre se dispone de la posibilidad de conocer la evolución temporal de la irradiancia, bien por falta de datos en la zona donde se va a ubicar la instalación de aprovechamiento de la energía solar, bien porque se conocen únicamente alguna de las componentes de la irradiancia, que no es aquella que se necesita para el cálculo del aprovechamiento de la energía solar. En estas condiciones, es necesario recurrir a modelos que permitan predecir el comportamiento del recurso solar de la manera más fiable posible, a partir de los datos disponibles y para las condiciones de operación que más se ajusten a la situación en la que va a operar nuestro sistema solar.

2.3.1 Modelo empírico para la obtención de la irradiancia solar

Un modelo es cualquier tipo de descripción abstracta que refleja convenientemente sus características para los mismos estímulos del sistema real, que tengan valores o reacciones similares a los que podríamos observar en dicho sistema real.

Para poder hacer una modelización de la energía solar, debemos conocer las características de la irradiancia solar, así como datos meteorológicos como la humedad relativa, temperatura, altitud, nubosidad, o heliofanía relativa, todo lo cual nos permite predecir de una manera bastante precisa el valor del recurso solar para las condiciones operativas existentes en un lugar y un tiempo concretos. Los modelos que han tenido más aceptación son aquellos que consideran únicamente la heliofanía relativa o bien la cantidad de nubes ya que son simples expresiones de regresión del proceso real de transferencia radiativa en la atmósfera.

Existen muchos modelos que tratan de reproducir el comportamiento de la irradiancia solar, algunos de ellos basados en datos terrestres y otros en datos satelitales. Estos últimos han ido ganando preponderancia en los últimos tiempos dado que los satélites cubren una gran parte de la superficie terrestre, lo que los hace especialmente útiles a la hora de poder establecer un modelo de carácter general que pueda aplicarse a amplias regiones de la superficie de la Tierra. La precisión y exactitud con la que trabajan estos modelos ha ido creciendo con la incorporación de nuevos satélites que operan en diferentes zonas del espectro solar, de manera que su predicción se ajusta bastante bien a la situación real del comportamiento de la irradiancia solar en las diferentes bandas del espectro solar con que incide sobre la superficie terrestre, que pueden variar entre 2 y 36 (ver tabla 2.2). Como inconveniente, se puede alegar que la resolución espacial no es tan elevada como un sensor que se ubicara en un lugar concreto de la superficie de la Tierra, ya que trabajan en el rango bajo con resoluciones que oscilan desde 188 m, los más precisos, hasta 40 km los de menor resolución, así como que dependiendo de la banda espectral de las imágenes que se utilicen el grado de ajuste al valor real de la irradiancia puede diferir [8].

La medición de la irradiancia a nivel de la superficie terrestre mediante sensores radiométricos tiene una mayor resolución espacial dado el pequeño tamaño del sensor en comparación con el spot de medida de una imagen satelital, pero no es capaz de cubrir tanta superficie como aquella [9]. En función del grado de resolución que se desee se pueden utilizar imágenes satelitales o datos terrestres para llevar a cabo el proceso de simulación que permita obtener, con la mayor fiabilidad posible, los datos de irradiancia necesarios.

Tabla 2.2 Características de satélites artificiales [8]

Satellite	Sensor	No. of Bands	Spatial Resolution [m]	Archive from
NPP	VIIRS	22	375.0, 750.0	2012
Envisat	MERIS	15	300.0	2002
Meteosat MSG	GERB	7	40000.0	2002
Meteosat MSG	SEVIRI	12	1000.0, 3000.0	2002
SPOT 5	VEGETATION 2	4	1000.0	2002
TERRA	MODIS	36	250.0, 500.0, 1000.0	2000
SPOT 4	VEGETATION 1	4	1000.0	1998
IRS-1D	WIFS	2	188.0	1997
OrbView-2	SeaWiFS	8	1130.0	1997
IRS-1C	WIFS	2	188.0	1996
RESURS-01-1	MSU-S	2	240.0	1985
RESURS-01-1	MSU-SK	5	170.0, 600.0	1985

Los procesos de simulación son útiles, e incluso necesarios, en aquellos casos en los que no se dispone de datos suficientes o los que existen no se corresponden con lo requerido, bien sea porque el tipo de componente de la irradiancia solar que se necesita no se ha

medido, bien porque la base de datos no dispone del intervalo temporal que se adecua al tipo de aplicación utilizada.

Existen muchos tipos de modelos basados en datos terrestres, cada uno de los cuales permite determinar el valor de la irradiancia solar en un intervalo de tiempo determinado o el correspondiente a alguna o varias de sus componentes. Seguidamente, vamos a describir los modelos más relevantes que pueden ser de utilidad en el estudio llevado a cabo en este trabajo para la identificación y determinación del valor de la irradiancia solar en el lugar y hora concretos.

Dado que nuestro trabajo se centra en el aprovechamiento de la energía solar con fines fotovoltaicos, y sabiendo que los dispositivos fotovoltaicos aprovechan la irradiancia directa con mucha mayor eficiencia que la difusa [10][11], el objetivo del análisis y desarrollo de los diferentes modelos estará, primordialmente, centrado en la determinación de dicha componente de la irradiancia solar.

2.3.2 Modelo de cielo claro (clear sky) ESRA

Este modelo se basa en una estimación de los valores máximos de irradiancia solar sobre una superficie horizontal, permitiéndonos calcular la irradiancia global para cielo claro (G_{cs}), la irradiancia directa para cielo claro (B_{cs}) y la irradiancia difusa para cielo claro (D_{cs}); en resumen, podemos decir que el modelo de cielo claro, mediante la claridad atmosférica, determina la cantidad de irradiancia incidente que se podría obtener en caso de no haber nubosidad [12].

El modelo para cielo claro es uno de los de los más sencillos y sólo requiere como datos de entrada el índice de turbidez de Linke (TL), la profundidad óptica de Rayleigh (δ_R) y la altura Solar (α). El valor de la irradiancia directa para cielo claro viene dada por la expresión:

$$B_{CS} = I_o \varepsilon e^{(-0.8662 T_L m \delta_R)} \sin \alpha \quad (2.3)$$

Donde m es la masa óptica relativa que viene dada por:

$$m = \sec \alpha \quad (2.4)$$

Siendo α la altura solar, la cual se puede obtener de la expresión:

$$\sin \alpha = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (2.5)$$

ϕ es la latitud de la locación, δ la declinación y ω el ángulo horario.

2.3.3 Índice de cielo claro para irradiancia directa

El índice de cielo claro (K_B) es un parámetro adimensional que se calcula como el cociente entre la irradiancia directa horizontal (B) y la irradiancia directa horizontal para cielo claro (B_{cs}).

$$K_B = B/B_{CS} \quad (2.6)$$

El modelo de Reddy creado en el año 1971 [13], sugiere el uso del número de días lluviosos, la humedad relativa y la ubicación del lugar relativa al mar, además de la

heliofanía relativa, para calcular la irradiancia global diaria promedio mensual a partir de la siguiente fórmula:

$$H = 0.041K \left[\left(1 + 0.8 \frac{n_s}{L_d} \right) \right] \left[\left(1 - 0.2 \frac{n_d}{N} \right) \right] \frac{1}{0.1HR^{0.5}} \quad (2.7)$$

Siendo n_s el número de horas de insolación diaria en promedio mensual y n_d el número de horas con cielo cubierto o lluvioso. L_d es la longitud promedio del día durante el mes, N el número de días del mes y HR representa la humedad relativa.

El parámetro K se obtiene de la expresión:

$$K = 100(\lambda L_d + \psi \cos \phi) \quad (2.8)$$

Y el factor empírico de latitud, λ , se expresa de la siguiente forma:

$$\lambda = 0.2/(1 + 0.1\phi) \quad (2.9)$$

Siendo ψ un factor función de la ubicación del lugar.

La longitud promedio del día está dada por:

$$L_d = \frac{2}{15} \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (2.10)$$

La declinación se calcula con la formula desarrollada por Spencer [14]:

$$\delta = \left(\begin{aligned} &0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \sin \Gamma - 0.006758 \cos(2\Gamma) + \\ &+ 0.000907 \sin(2\Gamma) - 0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.00148 \sin(3\Gamma) \end{aligned} \right) \frac{180}{\pi} \quad (2.11)$$

Donde el coeficiente Γ viene dado por:

$$\Gamma = 2\pi \frac{N_d - 1}{365} \quad (2.12)$$

Siendo N_d el número de días del año.

2.3.4 Modelo para la predicción de radiación solar con cielo cubierto (cloudy sky)

Richard Pérez [14] desarrolló un modelo para la predicción de la irradiancia solar usando las predicciones de cielo cubierto, SK , del *Nacional Weather Service* (NWS) [15]. A partir de la relación que se establece entre el índice de cobertura nubosa, CI , y la irradiancia global, GHI , se establece un símil para el índice de cielo cubierto. Esta relación es lineal mediante la siguiente expresión:

$$g(SK) = \frac{GHI}{GHI_{clear-sky}} \quad (2.13)$$

Donde $GHI_{clear-sky}$ es la irradiancia global bajo condiciones de cielo claro y $g(SK)$ es función del valor predicho de cielo cubierto.

2.3.5 Modelo empírico para la irradiancia difusa y directa

En su camino a través de la atmosfera, parte de la irradiancia solar es atenuada por dispersión y otra parte por absorción. La irradiancia que es dispersada por la atmósfera se conoce como irradiancia difusa, en tanto que la irradiancia que llega a la superficie de la Tierra sin haber sufrido cambio en la trayectoria lineal desde el disco solar se llama irradiancia directa. Conocer el flujo de la irradiancia solar directa y difusa es necesario para el cálculo de la irradiancia solar sobre superficies inclinadas, así como para establecer el desempeño de los dispositivos solares. Utilizando la correlación originalmente propuesta por Liu y Jordan [16], varios autores han desarrollado sus propias correlaciones entre la irradiancia difusa y la irradiancia global [17]. Destaca la correlación propuesta por Page, ya que a pesar de su sencillez, ha sido validada con datos de localidades de diversas regiones del mundo y con condiciones climatológicas variadas [18]; esta correlación viene expresada de la forma:

$$H_d = H \left[1.0 - 1.13(H/H_o) \right] \quad (2.14)$$

Donde la irradiancia solar extraterrestre global diaria promedio mensual sobre una superficie horizontal se calcula con la siguiente fórmula:

$$H_o = \frac{24}{\pi} 3600 G_{cs} E_o \left[\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{2\pi \omega_s}{360} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (2.15)$$

El factor de corrección de la excentricidad de la órbita terrestre, E_o , se calcula a partir de la ecuación desarrollada por Spencer [19]:

$$E_o = 1.00011 + 0.00128 \sin \Gamma + 0.000719 \cos(2\Gamma) + 0.00077 \sin(2\Gamma) \quad (2.16)$$

El ángulo horario en el orto o en el ocaso (ω_s), se calcula por medio de la relación:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (2.17)$$

La irradiancia directa horizontal, en promedio mensual, se obtiene a partir de los valores medios mensuales de la irradiancia global menos la difusa:

$$H_b = H - H_d \quad (2.18)$$

2.3.6 Modelo empírico para irradiancia horaria

En base al estudio estadístico de la distribución horaria de la irradiancia en varias localidades llevado a cabo por Liu y Jordan, Colleres-Pereira y Rabl [20] desarrollaron correlaciones analíticas en función de la longitud del día y hora:

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b) \frac{(\cos \omega - \cos \omega_s)}{\left[\sin \omega_s - \frac{\pi}{180} \omega_s \cos \omega_s \right]} \quad (2.19)$$

Donde $r_t = \pi I / H$ (2.20), es la razón entre la irradiancia global horaria y la irradiancia global diaria, ω es el ángulo horario en grados, y los coeficientes a y b están dados por:

$$\begin{aligned} a &= 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 60) \\ b &= 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - 60) \end{aligned} \quad (2.21)$$

La razón entre la irradiancia difusa horaria y la irradiancia difusa diaria $r_d = I_d/H_d$ (2.22), se calcula por medio de la relación:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{(\cos \omega - \cos \omega_s)}{\left[\sin \omega_s - \frac{\pi}{180} \omega_s \cos \omega_s \right]} \quad (2.23)$$

La aplicabilidad de estas expresiones para diferentes localidades ha sido verificada por varios autores de diversas regiones del mundo, como por ejemplo Duffie y Beckman [21].

2.3.7 Modelo empírico irradiancia sobre un plano inclinado

El cálculo del modelo irradiancia solar sobre una superficie inclinada tiene un grado de dificultad elevado; sin embargo, convertir datos de irradiancia directa sobre una superficie horizontal a irradiancia sobre una superficie inclinada se reduce a un planteamiento geométrico de la dirección de la irradiancia de la siguiente forma [22][23]:

$$I_b = IR_b \quad (2.24)$$

Donde:

$$R_b = \cos \theta / \cos \theta_z \quad (2.25)$$

es la razón de la irradiancia directa sobre una superficie inclinada respecto a una superficie horizontal, siendo θ el ángulo de incidencia de la irradiancia solar sobre una superficie cualquiera y θ_z el ángulo cenital, que vienen dados por [24]:

$$\cos \theta = \begin{vmatrix} \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \\ + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \\ + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \\ + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{vmatrix} \quad (2.26)$$

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \quad (2.27)$$

Ya que $\cos(\theta_z) = \cos \theta_{(\beta=0)}$

El cálculo de la irradiancia difusa es un problema que depende de su distribución en el hemisferio celeste, de las condiciones de nubosidad y de la turbulencia atmosférica.

La irradiancia difusa inclinada en el modelo HDKTR [24] se calcula utilizando la expresión:

$$I_{d\beta} = I_d \left\{ (1-A) \left[0.5(1+\cos \beta) \right] \left[1 + f \sin^3(\beta/2) + AR_b \right] \right\} + 0.2I \left[0.5(1-\cos \beta) \right] \quad (2.28)$$

donde β representa el ángulo de inclinación del plano receptor con respecto a la superficie horizontal, A es un índice anisotrópico dado como una función de la transmitancia atmosférica para la irradiancia directa I_b y f es un factor de nubosidad dado por:

$$f = I_b/I \quad (2.29)$$

2.3.8 Ángulo acimutal

Es la dirección horizontal sobre la que se encuentra el Sol. Se mide en grados desde el Sur hacia el Oeste en el Hemisferio Norte y desde el Norte hacia el Este en el Hemisferio Sur. Se expresa mediante la relación:

$$\gamma = \text{sen}^{-1} \left(\frac{\text{sen} \phi \text{sen} \alpha - \text{sen} \delta}{\cos \phi \cos \alpha} \right) \quad (2.30)$$

En caso de que el ángulo acimutal sea superior a 90° es recomendable aplicar las siguientes relaciones, basándose en el hecho que el ángulo horario y el azimut deben de tener el mismo signo.

$$\begin{aligned} \gamma &= \text{sen}^{-1} \left(\frac{\cos \delta \text{sen} \omega}{\cos \alpha} \right) \quad \text{si } \cos \omega \geq \frac{\tan \delta}{\tan \phi} \\ \gamma &= 180 - \text{sen}^{-1} \left(\frac{\cos \delta \text{sen} \omega}{\cos \alpha} \right) \quad \text{si } \cos \omega < \frac{\tan \delta}{\tan \phi} \end{aligned} \quad (2.31)$$

2.3.9 Longitud del día solar

Para conocer y calcular la longitud del día solar es necesario conocer la declinación y la latitud del lugar; la latitud es un parámetro que permanece fijo una vez seleccionada la ubicación donde se va a instalar el sistema solar, en tanto la declinación varía a lo largo del año de acuerdo con el movimiento de la Tierra alrededor del Sol, siendo dicha variación debida al ángulo de inclinación del eje terrestre respecto al plano de rotación respecto al Sol.

La declinación se puede determinar fácilmente a partir de la conocida fórmula de Spencer, Michalsky y Strous [25][26][27]:

$$\delta = \begin{cases} 0.06918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \text{sen} \Gamma - \\ -0.006758 \cos(2\Gamma) + 0.000907 \text{sen}(2\Gamma) - \\ -0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.001480 \text{sen}(3\Gamma) \end{cases} \quad (2.32)$$

Donde el ángulo diario Γ viene dado por la ecuación 2.12

2.3.10 Ecuación del tiempo para cada día del año

La ecuación de tiempo es la diferencia entre el tiempo solar medio, medido generalmente por un reloj, y el tiempo solar aparente, tiempo medido por un reloj de sol. Esto se debe a la oblicuidad de la eclíptica y a la excentricidad de la órbita terrestre, que puede ser positiva o negativa y varía a lo largo del año. Como resultado de todo esto, existe una desviación a la hora de determinar la hora solar real en un momento dado. Esta diferencia varía a lo largo del año y alcanza una mayor diferencia a principios de noviembre, cuando el tiempo solar medio está a más de 16 minutos por detrás del tiempo solar aparente, en concreto a 16 minutos 33 segundos cerca del 3 de noviembre y, a mediados de febrero,

cuando el tiempo solar medio va más de 14 minutos por delante del aparente. En valor promedio esta corrección se suele tomar como 15 minutos, y puede ser calculada mediante la siguiente ecuación [28]:

$$E(T) = 229.18(-0.0334\text{sen}\Gamma) + 0.04184\text{sen}(2\Gamma + 3.5884) \quad (2.33)$$

2.3.11 Hora Solar

La Hora Solar es la hora real es decir, son las 12 del mediodía cuando el Sol está en el cénit, es decir en la posición más alta y corresponde a la hora que marca un reloj de Sol al que no se le ha aplicado ninguna corrección, rotación de las líneas de las horas, para que marque la hora oficial, una o dos horas más o menos los minutos hasta el meridiano de Greenwich en España; esta Hora Solar no coincide, excepto cuatro días al año, con la oficial, que es una media, debido a las fluctuaciones en el tiempo, de la duración de los días en el ciclo de un año, menos unos 15 min de diferencia. Matemáticamente:

$$H_{SL} = H_{SE} + 4(L_S - L_L) + AO + E(T) \quad (2.34)$$

Donde H_{SE} es la Hora Solar Estándar u hora legal, L_S la latitud estándar, L_L la latitud local, $E(T)$ la corrección del tiempo en minutos, y AO el incremento del horario verano.

2.3.12 Irradiancia Solar sobre plano inclinado

La energía incidente en una superficie no solo depende de la energía que incide procedente del Sol, sino también del ángulo de incidencia de los rayos solares. Cuando la superficie absorbente y la luz Solar son perpendiculares entre sí, la densidad de potencia del plano es igual a la de la luz Solar, pero cuando el ángulo entre el Sol y la superficie está cambiando continuamente, la densidad de potencia en un plano fijo es menor que la correspondiente a la luz incidente.

La cantidad de energía en forma de irradiancia solar que llega sobre una superficie inclinada es la componente de la irradiancia solar incidente que es perpendicular a la superficie fija. La siguiente figura 2.5 muestra cómo obtener la irradiancia incidente sobre una superficie inclinada (S_p), la irradiancia solar medida en un plano horizontal (S_h) y la irradiancia solar medida perpendicular al Sol (S_{in}) [29].

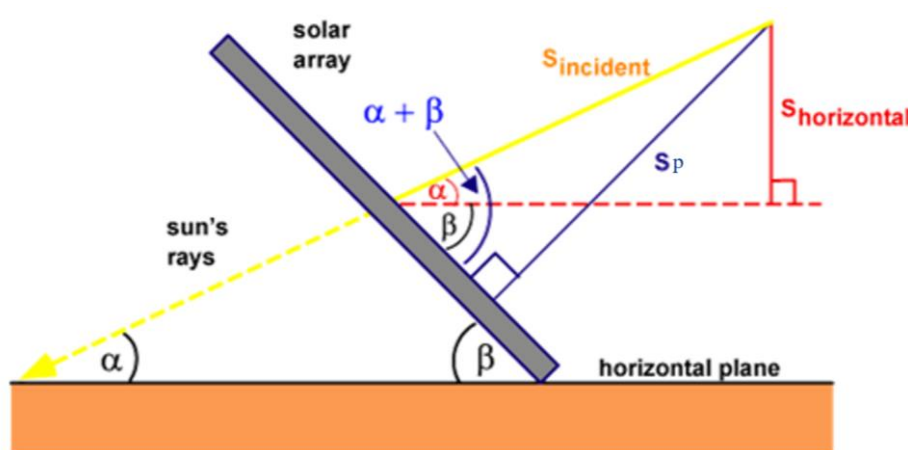


Figura 2.5 Irradiancia sobre una superficie inclinada orientada hacia el Sol [30]

Las ecuaciones para calcular la irradiancia que llega a la superficie de un plano (S_p), a la superficie horizontal (S_h) e intensidad incidente (S_{in}) son:

$$S_h = S_{in} \sin \alpha \quad (2.35)$$

$$S_p = S_{in} \sin(\alpha + \beta) \quad (2.36)$$

A partir de las dos ecuaciones anteriores se puede determinar una relación entre S_p y S_h como [29]:

$$S_p = S_h \frac{\sin(\alpha + \beta)}{\sin \alpha} \quad (2.37)$$

2.3.13 Superficie con orientación e inclinación arbitraria

Para una superficie con una inclinación y orientación arbitrarias la ecuación se convierte en [29]:

$$S_p = S_{in} [\cos \alpha \sin \beta \cos(\Psi - \Theta) + \sin \alpha \cos \beta] \quad (2.38)$$

Donde Θ es el ángulo acimutal y Ψ es el ángulo acimutal de la superficie que recibe los rayos solares, con $\Psi=0^\circ$ y $\Psi=180^\circ$ para una superficie apuntando al Ecuador que estén situadas en el hemisferio Sur y Norte, respectivamente. Para el caso de una superficie que se enfoca directamente al Sol, de manera que los rayos entrantes sean perpendiculares a dicha superficie, estos rayos formarán un ángulo igual al ángulo cenital del Sol ($90-\alpha=\beta$), y el ángulo acimutal del módulo será igual al ángulo acimutal del Sol ($\Psi=\Theta$) [29].

2.3.14 Modelo de transposición en SAM

El modelo SAM, System Advisor Model, es un programa de cálculo técnico-financiero, que facilita la toma de decisiones de los especialistas que trabajan en el campo de las energías renovables, sean ingenieros o gestores de proyecto, analistas de políticas energéticas, desarrolladores de tecnología o investigadores.

Desde el punto de vista científico-tecnológico, el modelo SAM permite simular múltiples tipos de sistema de energías renovables, sean solares térmicos o fotovoltaicos, de almacenamiento eléctrico de energía en baterías, dispositivos de concentración solar, procesos industriales para la generación masiva de energía eléctrica en centrales termosolares, eólicos, de energía de los océanos, mareas, olas, etc., sistemas de calentamiento de agua por energía solar, celdas de combustible, generación geotérmica, biomasa, etc.

Como se puede apreciar, el programa SAM es de carácter multidisciplinar, lo que lo hace especialmente atractivo para los procesos de simulación en energías renovables, sean individuales o híbridos.

La versión SAM 2016.3.14 permite al usuario introducir directamente la irradiancia POA (Plan Operativo Anual) desde el archivo de entrada meteorológica o para estimarlo a

partir de dos de los tres componentes habituales de la irradiancia solar mediante tres conocidos modelos de transposición. La irradiancia incidente se estima por [31]:

$$I_{POA} = I_b + I_d + I_r \quad (2.39)$$

Donde I_b es la irradiancia directa, I_d la difusa, e I_r la reflejada en el suelo.

La fracción de irradiancia directa eficaz se estima mediante la proyección del valor de la DNI, irradiancia normal directa sobre la superficie.

$$I_b = DNI \cos(\theta_i) \quad (2.40)$$

donde θ_i es el ángulo de incidencia que depende de la localización del emplazamiento, latitud, del día del año, declinación, de la inclinación de la superficie del receptor de la irradiancia solar, de la orientación de dicha superficie, acimut, y de la hora del día, ángulo horario.

La irradiancia reflejada en la superficie de la Tierra se calcula suponiendo que la irradiancia horizontal global (GHI) se refleja isotrópicamente desde cada punto del suelo [32]. La expresión que nos permite determinar su valor viene dada por:

$$I_r = \rho GHI \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \quad (2.41)$$

Donde ρ es el albedo del suelo, β el ángulo de inclinación de la superficie. Por último, la irradiancia difusa se puede estimar mediante tres opciones diferentes: el modelo de transposición isotrópica, el modelo Hay-Davies-Klucher-Reindl (HDKR) y el modelo de Pérez. El modelo isotrópico es solo el modelo de Liu que asume que la irradiancia difusa es uniforme en todo el hemisferio [16].

$$I_d = DHI \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \quad (2.42)$$

siendo DHI la irradiancia horizontal difusa.

El modelo HDKR calcula el componente difuso del cielo como la suma de las contribuciones circunsolares, isotrópicas y de brillo del horizonte [33]

$$I_d = DHI \left[A \frac{\cos(\theta_i)}{\cos(\theta_{sun})} + (1 + f)(1 - A) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \right] \quad (2.43)$$

Donde θ_{sun} es el ángulo cenital del Sol, A es el índice de anisotropía para la irradiancia difusa circunsolar de dispersión hacia adelante y f es un factor modulador para la corrección del brillo horizontal.

La tercera opción incluida en SAM es el modelo de Pérez que separa la irradiancia difusa del cielo en componentes circunsolar, de horizonte cercano y resto de elementos del cielo [34]. En este modelo, la irradiancia incidente difusa del cielo se estima mediante la relación:

$$I_d = DHI \left[F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin(\beta) + (1 - F_1) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \right] \quad (2.44)$$

donde a, b, F_1 y F_2 son parámetros empíricos.

2.4 Fundamentos de irradiancia solar a partir de imágenes de satélite

La irradiancia solar obtenida a partir de imágenes de satélites se ha convertido en una herramienta valiosa para cuantificar la energía solar a nivel del suelo para una superficie grande, siendo los valores horarios obtenidos al menos tan buenos como la precisión de la interpolación de las estaciones terrestres a una distancia de 25 km [35]. A lo largo de las últimas dos décadas se han desarrollado varios algoritmos y modelos para estimar la irradiancia solar a partir de imágenes de satélite [36].

La irradiancia solar absorbida por la superficie de la tierra puede expresarse en función del albedo superficial (ρ) y la irradiancia incidente (I_G):

$$E_t = I_G (1 - \rho) \quad (2.45)$$

Por lo tanto la irradiancia sobre la superficie de la Tierra puede ser expresada como:

$$I_G = \frac{1}{1 - \rho} [I_0 - I_o - E_a] \quad (2.46)$$

Dado que la irradiancia extraterrestre (I_0) es bien conocida, utilizando los valores de la energía absorbida (E_a) y del albedo superficial, Eq. (2.46) se podría determinar la irradiancia global (I_G) a partir de la irradiancia medida por el radiómetro del satélite (I_s).

2.4.1 Concepto de búsqueda de nubosidad de un satélite

Las imágenes de un satélite que se utilizan para la estimación de la irradiancia solar es una medida de la irradiancia de la Tierra en el canal visible en un momento específico y sobre una ventana espacial, para lo cual los valores de la irradiancia son registrados por el radiómetro del satélite y pueden variar de acuerdo con el estado de la atmosfera, desde cielo despejado hasta completamente nublado y dependiendo también de la reflectancia de la superficie del suelo. Se puede definir un parámetro normalizado que describe la nubosidad a partir de mediciones de irradiancia del radiómetro satelital; este parámetro se denomina *índice de nubes* y puede definirse matemáticamente como [37][38]:

$$n = \frac{\rho - \rho_g}{\rho_c - \rho_g} \quad (2.47)$$

Donde ρ es la reflectancia vista por el radiómetro satelital, denotado como el albedo planetario instantáneo, ρ_c es la reflectancia de las nubes, es decir, el albedo de las nubes, y ρ_g es la reflectancia del suelo, esto es, el albedo del suelo.

La reflectancia se puede obtener a partir del resplandor, que es la magnitud real medida por el radiómetro de satélite, a partir de la siguiente expresión, asumiendo isotropía:

$$\rho = \frac{\pi L_{\Delta}}{E_{\Delta}} \quad (2.48)$$

Donde L_{Δ} es el resplandor y E_{Δ} denota la irradiancia solar incidente dentro de la banda espectral del radiómetro del satélite. El albedo del suelo corresponde a un cielo despejado, limpio y seco, que puede ser asociado con el recuento mínimo de satélites.

2.4.2 Imágenes satelitales meteorológicas geoestacionarias

Los satélites geoestacionarios son situados a una altitud sobre la Tierra de 36000 km y giran alrededor del eje terrestre a la misma velocidad que la Tierra, permaneciendo prácticamente estacionarios, de manera que están enfocando y recolectando imágenes de la misma posición de la zona terrestre enfocada. Los satélites geoestacionarios siempre se colocan por encima del Ecuador, por lo que tienen un uso limitado en latitudes más allá de los 60°-70° N o S. De acuerdo a las características específicas de los radiómetros, se pueden establecer los siguientes niveles de resolución [39]:

- La resolución espacial es el tamaño geográfico del píxel en una imagen; este depende de la sección angular detectada por el sensor denotado como campo de visión instantáneo (IFOV).
- La resolución de tiempo indica el intervalo de tiempo entre dos imágenes consecutivas
- La resolución espectral está asociada al rango espectral y al número de canales, bandas espectrales, del sensor.
- La resolución radiométrica caracteriza la sensibilidad del radiómetro y se expresa como el número para registrar la información de píxeles

2.5 Modelos basados en satélites para derivar la irradiancia solar

Se han desarrollado varios métodos computacionales para estimar la irradiancia solar a partir de información satelital, donde la primera distribución entre modelados puramente empíricos o físicos ha evolucionado hacia un carácter más híbrido [39].

2.5.1 Modelo de Heliosat

El modelo Heliosat 1 consiste básicamente en proponer una relación lineal entre los índices de nubes (ecuación 2.47) y el índice de claridad (k_T), definido como la irradiancia horaria global normalizada por la irradiancia extraterrestre:

$$k_T = an + b \quad (2.49)$$

Donde los parámetros a y b se determinan a partir de datos terrestres.

El modelo Heliosat 2 se encarga de la extinción atmosférica y las nubes por separado. Primero la irradiancia bajo cielos despejados se calcula utilizando el modelo de cielo despejado ESRA [40], donde el factor de turbidez de Linke es el único parámetro requerido para la composición de la atmósfera. El factor de turbidez de Linke se define como el número de atmósferas claras y secas (Rayleigh) que producirían la extinción de la irradiancia observada. La transmitancia hacia abajo (Sol a Tierra, T_d) y hacia arriba, T_u , [41] de la atmósfera clara, estimadas por el modelo de cielo despejado de ESRA, se utilizan para corregir la estimación de la reflectancia del suelo y de las nubes.

$$\rho_g = \frac{\rho - \rho_{atm}}{T_d T_u} \quad (2.50)$$

$$\rho_c = \frac{\rho_{eff} - \rho_{atm}}{T_d T_u}$$

La reflectancia intrínseca de la atmósfera, ρ_{atm} , se puede estimar a partir de la irradiancia difusa bajo cielo despejado, y el albedo de nubes efectivo, ρ_{eff} , que está definido por [41]:

$$\rho_{eff} = 0.78 - 0.13 [1 - \exp(-4 \sin^4 \alpha)] \quad (2.51)$$

Siendo α el ángulo de elevación solar.

Por último, el índice de cielo despejado, k_c , definido como la irradiancia global normalizada a la irradiancia global del cielo despejado, está relacionado con el índice de nubes por medio del siguiente ajuste empírico:

$$\begin{aligned} n < -0.2, k_c &= 1.2 \\ -0.2 \leq n < 0.8, k_c &= 1 - n \\ 0.8 \leq n < 1.1, k_c &= 2.0667 - 3.6667n + 1.6667n^2 \\ 1.1 \leq n, k_c &= 0.05 \end{aligned} \quad (2.52)$$

El modelo Heliosat-3 utiliza el nuevo esquema de cálculo basado en el modelado de transferencia radiativa, el esquema SOLIS [41]. MSG (Satélites meteorológicos europeos Meteosat Second Generation) proporciona el potencial para la recuperación de parámetros atmosférico, y otras plataformas como GOME / ATSR-2 pueden usarse también para la extinción por aerosoles; por tal motivo, el modelo Helisat-3 no se basa en el factor de turbidez de Linke como único parámetro atmosférico para modelar la atenuación de la irradiancia solar [42].

2.5.2 El modelo operativo de Pérez et al.

Ha sido desarrollado en el ASRC (*Atmospheric Sciences Research Center*) de la Universidad de Albany y aplicado a las imágenes de satélite del GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellite*) [39]. El modelo propone estimar la irradiancia horaria global (I_G) de la nube índice (n) y la irradiancia global para el cielo despejado (I_{CS}) mediante la siguiente expresión:

$$I_G = I_{CS} f(n) [0.0001 I_{CS} f(n) + 0.9] \quad (2.53)$$
$$f(n) = 2.36n^5 - 6.2n^4 + 6.22n^3 - 2.36n^2 - 0.58n + 1$$

La determinación de la irradiancia global en cielo despejado, tiene en cuenta una formulación revisada del coeficiente de turbidez de Linke que permite eliminar su dependencia de la geometría solar [43].

El modelo también utiliza información externa sobre la capa de nieve, provista para EE. UU. y Canadá por el *National Operational Hydrologic Remote Sensing Center*, que permite la modificación dinámica del algoritmo para determinar el índice de nubes. Además, el modelo tiene en cuenta los efectos del ángulo Sol-satélite de forma individual para cada píxel (tamaño mínimo de información). Finalmente, los autores proponen una metodología basada en el modelo DIRINT [44] y la nueva formulación del coeficiente de turbidez de Linke [43] para estimar la DNI de irradiancia horaria global. Las nuevas metodologías desarrolladas por los autores permiten corregir los valores de irradiancia obtenida para su aplicación a terrenos complejos, donde se produce una alta superficie de reflectancia o yuxtaposición de superficies de alta y baja reflectancia [45].

2.5.3 Modelo BRASIL-SR

El modelo BRASI-SR proporciona mapas de irradiancia utilizando el enfoque de dos flujos para resolver una ecuación de transferencia radiativa, las imágenes satelitales GOE y los datos terrestres sobre temperatura, albedo superficial, humedad relativa y visibilidad [46]. La irradiancia global de la superficie está determinada por el índice de nubes y la transmitancia del cielo para condiciones claras (T_{clear}) y nubladas (T_{cloud}) a través de la ecuación:

$$I_G = I_0 [n T_{cloud} + (1 - n) T_{clear}] \quad (2.54)$$

Los valores límite para la transmitancia del cielo se estiman utilizando un esquema de transferencia radiativa de corriente que da cuenta de la dispersión y absorción por gases y aerosoles asumiendo atmósferas realistas, que necesitan datos climáticos (humedad relativa, temperatura, albedo superficial, visibilidad y propiedades de la nube) como entrada. El modelo también estima la irradiancia normal directa en función del cielo despejado y la transmitancia de nubes para el haz de irradiancia solar. El primero se obtiene por el esquema de transferencia radiativa y el segundo desde el índice de nubes [46].

2.5.4 El método DLR-SOLEMI para irradiancia normal directa

El modelo DLR-SOLEMI se especializa exclusivamente en la irradiancia normal directa derivada de las imágenes de satélite de Meteosat [47][48], el modelo se basa en el modelo de cielo despejado de Bird para estimar la irradiancia en condiciones de cielo despejado [48]:

$$DNI_{clear} = I_{0n} T_R T_g T_o T_w T_a \quad (2.55)$$

Donde T_R representa la transmitancia para la atenuación por dispersión de Rayleigh, T_g la de gases mezclados uniformemente, T_o la del ozono, T_w la del vapor de agua, T_a la de los aerosoles, e I_{0n} es la irradiancia normal extraterrestre.

2.6 Evaluación de la irradiación solar derivada de satélites

Diferentes autores han utilizado y probado los diferentes métodos anteriormente descritos para estimar la irradiancia solar a partir de imágenes de satélite, para lo cual han realizado una valoración utilizando datos terrestres evaluados que cubren diferentes períodos de tiempo, desde un par de meses hasta varios años, y zonas terrestres, desde un par de ubicaciones hasta grandes áreas cubiertas por alrededor de un centenar de estaciones terrestres. La mayoría de los autores utilizan MBE (Error de sesgo medio) y RMSE (error cuadrático medio de raíz), como una forma de evaluar la precisión de los resultados mostrados en la siguiente Tabla [39]

Tabla 2.3 revisión de la evaluación de modelos satelitales [39]

Author	Component	RMSE %	RMSE %	MBE %	MBE %
		Hourly	Daily	Hourly	Daily
(Rigollier et al. 2004)	Global	19.93	12.90	-2.56	-0.50
(Lefèvre et al. 2007)	Global		18.13		-0.65
(Pielke. 1984)	Global		16.00		
(Zelenka et al. 1999)	Global	23.00			
(Pereira et al. 2003)	Global	25.57	13.02	2.67	2.86
(Zarzalejo. 2005)	Global	18.25		0.27	
(Schillings et al. 2004b)	Beam	36.1		4.3	

Los modelos de irradiancia horaria global solar, derivados de satélites, se sitúan normalmente entre el 17 y el 25% en RMSE [39]. Se encuentran mayores errores para la irradiancia del haz normal como se puede esperar debido a la fuerte dinámica asociada a esta componente de la irradiancia solar. En el caso de las estimaciones diarias la precisión es mejor que para los valores horarios, estando en el rango de 10-15% [39].

2.7 Conclusiones de modelos de irradiancia solar

Los satélites meteorológicos tienen la ventaja que pueden cubrir la mayor parte de la Tierra, por lo que las imágenes satelitales se pueden utilizar para estimar la irradiancia solar, siendo un método válido, allá donde no existen datos medidos. La irradiancia solar derivada de imágenes satelitales es un método aceptado para analizar el recurso solar de

un lugar determinado. Los modelos antes clasificados, como físicos o estadísticos puros, han evolucionado en los últimos años hacia un concepto híbrido, los modelos estadísticos, que ahora incluyen parámetros físicos para caracterizar la atenuación de la irradiancia solar en condiciones de cielo despejado [39].

2.8 Energía Solar Fotovoltaica: características

La cantidad de energía generada por un panel fotovoltaico a lo largo de un período de tiempo determinado se puede expresar por medio de la relación:

$$\xi(t) = \int_0^t P(t) dt \quad (2.56)$$

Donde $P(t)$ es la función de distribución de la potencia generada por el panel a lo largo del intervalo de tiempo t correspondiente al período de operación.

De acuerdo con la ley de Ohm, la potencia se puede expresar en función de la corriente y voltaje generados, de manera que la ecuación (2.56) se convierte en:

$$\xi(t) = \int_0^t V(t) I(t) dt \quad (2.57)$$

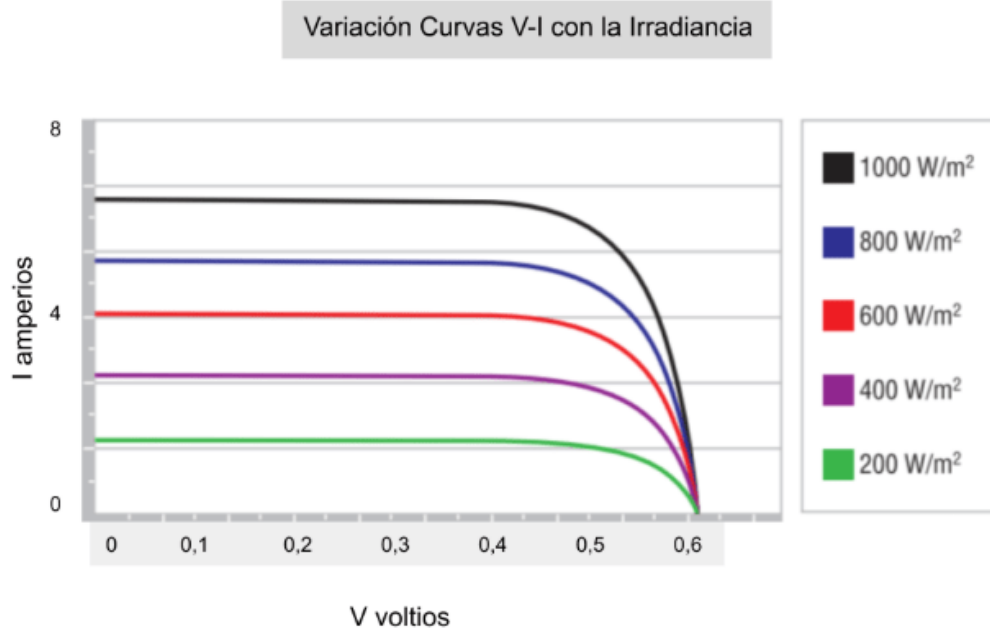
Donde $V(t)$ e $I(t)$ son, respectivamente, las funciones de distribución del voltaje e intensidad en dicho período.

Para el caso de un panel fotovoltaico, estas funciones se pueden expresar de la forma:

$$\begin{aligned} V(t) &= V_M f_V(t) \\ I(t) &= I_M f_I(t) \end{aligned} \quad (2.58)$$

Siendo V_M e I_M el voltaje y la corriente en el punto de máxima potencia, respectivamente, y $f_V(t)$ y $f_I(t)$ dos funciones que dependen de la evolución de la irradiancia solar a lo largo del período en cuestión y que cumplen la condición de estar acotadas entre 0 y 1.

Si tenemos en cuenta que la irradiancia solar apenas afecta al voltaje de circuito abierto de un panel o célula fotovoltaicos, dado que este valor depende, fundamentalmente, del tipo de material semiconductor del que esté fabricado, y prescindimos de la influencia de la temperatura, podemos suponer que la función $f_V(t)$ es un valor constante, que consideraremos igual a la unidad, por lo que la función $V(t)$ se reduce al valor V_M , dentro de un margen de error suficientemente pequeño (figura 2.6).



*Figura 2.6 Efecto de la irradiancia solar sobre el voltaje y corriente de un panel FV.
(Elaboración propia)*

Por otro lado, la corriente generada en el panel o célula fotovoltaicos sí depende fuertemente de la irradiancia solar, tal y como se muestra en la figura 2.5, por lo que es preciso conocer la evolución de la irradiancia con el tiempo para poder determinar la función $f_I(t)$.

Si se asume que la intensidad generada por un panel fotovoltaico es proporcional a la irradiancia solar, lo que se comprueba de forma experimental, la ecuación (2.38) quedaría de la forma:

$$\xi(t) = V_M I_M \int_0^t f_I(t) dt = V_M I_M \int_0^t \frac{G(t)}{G_o} dt \quad (2.59)$$

Donde el término integral representa la constante de proporcionalidad.

La evolución de la irradiancia con el tiempo viene dada por la conocida relación:

$$G(t) = G_o \cos \theta(t) \quad (2.60)$$

Donde G_o representa el valor de la irradiancia solar a nivel de la superficie terrestre, y donde la función $\cos \theta$ viene dada por la ecuación (2.26). Si particularizamos para un período de tiempo diario, la ecuación (2.26) se puede expresar de la forma:

$$\cos \theta(t) = k + k_1 \cos \omega(t) + k_2 \sin \omega(t) \quad (2.61)$$

Siendo:

$$\begin{aligned} k &= \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \\ k_1 &= \cos \delta \cos \phi \cos \beta + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \\ k_2 &= \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \end{aligned} \quad (2.62)$$

Combinando las ecuaciones (2.59) a (2.61):

$$\xi(t) = V_M I_M \int_{t_{sr}}^{t_{ss}} [k + k_1 \cos \omega(t) + k_2 \sin \omega(t)] dt \quad (2.63)$$

Donde los límites de integración están ahora definidos por el tiempo de salida del Sol, orto (*sunrise*), t_{sr} , y de puesta del Sol, ocaso (*sunset*), t_{st} .

La ecuación (2.63) nos permite deducir que la energía generada por un panel fotovoltaico depende, pues, del ángulo horario, ω . [30]

$$\xi(t) = V_M I_M [kL_d + k_1 (\sin \omega_{st} - \sin \omega_{sr}) + k_2 (\cos \omega_{st} - \cos \omega_{sr})] \quad (2.64)$$

Asumiendo que el día es simétrico respecto al mediodía solar: $\omega_{sr} = \omega_{st} = \omega$, que viene dado por la ecuación (2.17), de donde la ecuación (2.48) se transforma en:

$$\xi(t) = kV_M I_M L_d \quad (2.65)$$

lo que prueba que la energía es directamente proporcional a la longitud del día solar.

2.8.1 Determinación del tiempo solar equivalente: horas sol pico (hsp)

Aunque la expresión dada por la ecuación (2.63) muestra una dependencia lineal de la energía con la longitud del día a través de una sencilla relación, el problema a la hora de determinar dicha energía proviene de la variación de la constante k a lo largo del día, puesto que varía según lo haga la irradiancia solar; para evitar este problema se asume que la energía que se recibe en un día, independientemente de la variación de la irradiancia solar, se puede representar mediante una función escalón cuya altura corresponde al máximo valor de la irradiancia y cuya base es el llamado *tiempo solar equivalente* (figura 2.7).

En estas condiciones se cumple:

$$kL_d = t_{eq} = HSP \quad (2.66)$$



Figura 2.7 Tiempo solar equivalente (horas sol pico, hsp) [49]

Siendo *HSP* las horas sol pico o *tiempo solar equivalente*, donde *k* viene expresado por:

$$k = \int_0^t \frac{G(t)}{G_o} dt = \int_{sr}^{st} \frac{G(t)}{G_o} dt \quad (2.67)$$

De esta manera, conocido el valor del *tiempo solar equivalente*, u horas sol pico (hsp), es fácil determinar la energía proporcionada por el panel, sin más que aplicar la relación:

$$\xi(t) = V_M I_M HSP \quad (2.68)$$

En caso de que el valor de la energía solar diaria sea conocido, el parámetro *HSP* se puede determinar fácilmente a partir de la relación:

$$HSP = \frac{L_d}{G_o} \int_{sr}^{st} G(t) dt \quad (2.69)$$

Donde $\int_{sr}^{st} G(t) dt$ representa la energía solar recibida sobre el panel fotovoltaico a lo largo del día, y G_o se toma como el valor estándar del máximo de irradiancia solar sobre la superficie terrestre a nivel del mar, que es equivalente a 1000 W/m².

En aquellos lugares donde la energía solar diaria no sea conocida habrá que determinar el parámetro *HSP* utilizando las relaciones (2.10), (2.62) y (2.67).

Una forma alternativa de determinar la energía que genera un dispositivo fotovoltaico es a partir de su potencia, la cual puede venir expresada de la forma:

$$P_{FV} = S_{FV} \eta_{FV} \sum_d I_g^d \quad (2.70)$$

Donde η_{FV} es el rendimiento de los paneles fotovoltaicos e I_g^d la media anual de la irradiancia horaria.

Dado que la irradiancia que recibe un panel fotovoltaico depende del ángulo de inclinación de éste y de su ubicación en la superficie de la Tierra, para optimizar la cantidad de energía recibida a lo largo de un día, el panel fotovoltaico debe inclinarse un ángulo dado por la expresión [30]:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69|\phi| \quad (2.71)$$

Donde ϕ representa la latitud del lugar.

Por otra parte, si el panel no se encuentra orientado hacia el Ecuador, lo que sucede en caso de que los paneles estén alineados con el tejado de la nave industrial, teniendo éste un determinado acimut, la irradiancia solar recibida por el panel viene dada por [31]:

$$I_{\beta,\gamma} = I [\cos \alpha \sin \beta \cos(\psi - \gamma) + \sin \alpha \cos \beta] \quad (2.72)$$

Siendo α el ángulo de incidencia de la irradiancia solar sobre el plano horizontal, β la inclinación del panel, γ el acimut, y ψ el acimut de la superficie donde se ubica el panel con relación al hemisferio N-S. Para superficies orientadas al Ecuador, $\psi=0^\circ$ en el hemisferio Norte y $\psi=180^\circ$ en el hemisferio Sur.

La figura 2.8 muestra la evolución de la energía solar diaria en media anual para diferentes ángulos de inclinación del panel. El intervalo se ha limitado al rango desde la horizontal, 0° , hasta el valor de la latitud en el lugar del área de trabajo, 20° . Se puede comprobar que la función presenta un máximo en torno a un ángulo de inclinación de 17° .

Utilizando los valores expresados en la gráfica anterior, podemos obtener fácilmente el número de horas de Sol pico (HSP) a partir de la expresión:

$$PSH = \frac{\int_{day} I(t) dt}{1000} \quad (2.73)$$

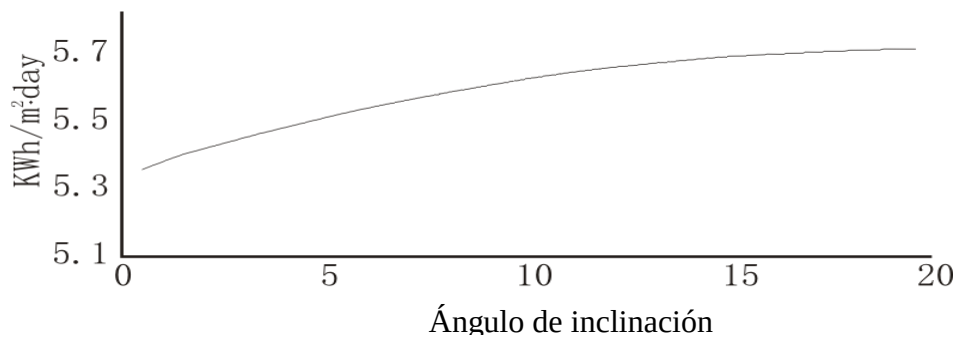


Figura 2.8 Energía solar diaria media anual. (Elaboración propia)

Lo que nos permite determinar la energía generada por el panel fotovoltaico empleando la relación:

$$\xi_{FV} = S_{FV} \eta_{FV} I_{max} PSH \quad (2.74)$$

2.9 Demanda de energía en viviendas oficinas, locales comerciales y naves industriales

En el año 2015 el consumo mundial de energético procedente de combustibles fósiles representó el 79.7 % del total según la Agencia Internacional de la Energía [50], mientras que según la base de datos de Energía Sostenible para todos (SE4ALL) el consumo de energía renovable fue el 18.54% del consumo total de la energía final. Ante este panorama se tiene que seguir trabajando en estudiar maneras para aprovechar más las fuentes de energía renovables para tener un consumo más sostenible de energía, mientras los países buscan avanzar en su cambio hacia tecnologías de energía limpia; los resultados favorables de estos esfuerzos se basarán en permitir que los ciudadanos obtengan información de los beneficios de las oportunidades energéticas, lo que incluye impactos sociales y económicos en las comunidades, así como de asequibilidad y equidad.

2.9.1 Hogares y consumo energético en México

En México, el consumo energético per cápita aumentó en las pasadas décadas de 63 GJ a 76.7 GJ y en hogares se duplicó la demanda entre 1975 y 2017 [51]. Una mayor demanda de combustibles fósiles es preocupante, dados sus efectos sobre las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros gases de efecto invernadero (GEI), lo que influye en el calentamiento global del planeta. Estimaciones del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (CCIP) sugieren que alrededor del 55% del total de las emisiones mundiales de CO₂ provienen de consumos energéticos; en México esta proporción alcanza el 64% de un total de 399.7 millones de toneladas métricas de CO₂ en 2014, lo que coloca a este país en el undécimo lugar del mundo en el orden de mayores emisores de GEI [52]. Desde una perspectiva general, es relevante estudiar la demanda energética de un país para poder realizar un modelo que se adapte al consumo final; en este sentido tanto el consumo energético promedio por persona como el consumo energético per cápita promedio por hogar resultan parámetros relevantes en el estudio de un sistema sostenible; los datos para México se pueden observar en la tabla 2.3.

Tabla 2.4 Datos de consumo promedio (megajulios) - México [53]

Consumo energético total		Urbano	Rural	Nacional		Consumo energético per cápita		Urbano	Rural	Nacional	
		6,150.5	3,953.1	5,700.6				1,948.5	1,194.6	1,794.1	
Consumo energético per cápita promedio de los hogares											
Niveles de ingresos ^a	Urbano	Rural	Edad del jefe del hogar	Urbano	Rural	Tamaño del hogar	Urbano	Rural	Estructura y composición	Urbano	Rural
Pobres	1,079.5	772.4	menores de 19	1,314.8	719.8	1	3,724.3	2,803.6	Hogares unipersonales	3,648.2	2,815.9
Ingresos bajos	1,599.4	1,297.3	20-29 años	1,446.5	947.3	2	2,639.9	1,897.3	Hogares sin núcleo familiar	3,483.5	2,998.1
Ingresos medios	2,321.1	2,322.8	30-39 años	1,486.0	924.4	3	2,021.5	1,257.4	Parejas con hijos pequeños (12 años o menos)	2,804.1	1,928.6
Ingresos altos	4,148.3	4,996.4	40-49 años	1,826.9	1,106.3	4	1,653.8	1,047.9	Parejas sin hijos pequeños	1,600.1	918.2
			50-59 años	2,183.7	1,311.4	5	1,398.7	835.2	Hogares monoparentales	1,919.5	1,229.4
			60-69 años	2,636.2	1,626.4	6	1,164.2	719.9	Hogares extensos	1,529.5	949.0
			70 y más	2,375.8	1,428.9	7 y más	1,024.5	601.8	Hogares compuestos	3,185.8	2,086.7

La tabla anterior clasifica el consumo energético promedio por percentiles de ingreso monetario per cápita, de acuerdo a diferentes categorías, bajo, con un índice inferior a 40, medio, con percentil entre 50 y 70, alto, entre 80 y 90, y muy alto, por encima de 90 [53]. De acuerdo a los datos correspondientes al año 2010, el consumo energético nacional total por hogar fue de 5700.60 MJ al trimestre [51], lo que da lugar a un consumo medio de 17.59 kW/h al día.

Otra información útil que permite caracterizar de manera más precisa el estudio es estudiar cuánto consumen los hogares en México, lo que se puede apreciar consultando la tabla 2.4 a partir de datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA).

Tabla 2.5 Consumo energético (kW/h per cápita) - México [54]

Country Code ▾	1990 ▾	2000 ▾	2008 ▾	2009 ▾	2010 ▾	2011 ▾	2012 ▾	2013 ▾	2014 ▾
MEX	1165.40	1750.56	1995.44	1942.76	1963.31	2153.72	2187.23	2079.19	2090.18

Los datos mostrados en la tabla 2.4 del consumo de energía eléctrica per cápita al año en kW/h, proporcionan el consumo eléctrico a partir de la generación de las plantas de energía, pero no miden las pérdidas por transmisión, distribución y transformación, ni el uso propio de las plantas de energía. La IEA también nos muestra que en el 2015 el consumo per cápita fue de 2230 kW/h al año [54], de donde podemos deducir que el consumo fue de 6.1944 kW/h al día por persona.

La figura 2.9 nos indica el consumo de energía eléctrica per cápita en México según la Agencia Internacional de Energía, con un valor anual de 2157 kWh.

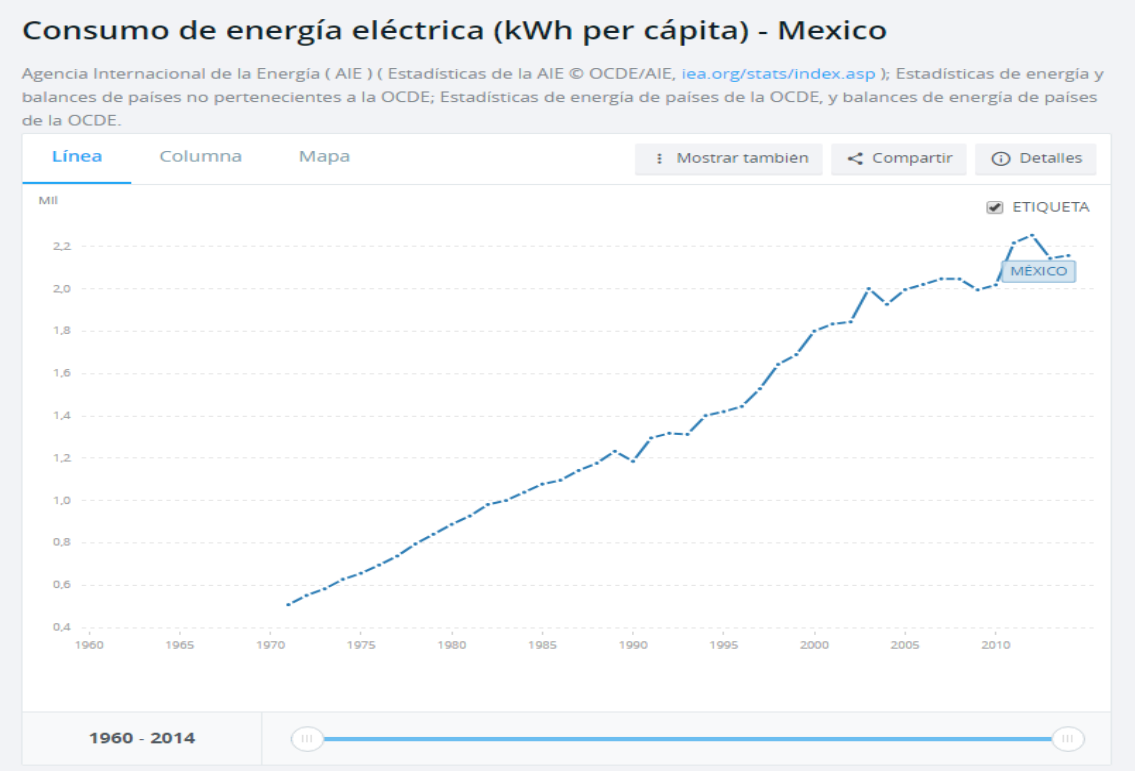


Figura 2.9 Evolución del consumo anual per cápita en México [55]

La figura 2.9 nos indica un claro aumento en el consumo energético per cápita en el período 1970-2014, con un crecimiento acumulado cercano al 330% [56]. Este claro aumento señala un crecimiento medio anual superior al 8% anual, lo que sumado al claro incremento poblacional, en torno al 1.5%, nos indica un crecimiento muy considerable en la demanda energética global; en efecto, teniendo en cuenta que la demanda energética se puede expresar mediante la relación:

$$R = EN \quad (2.75)$$

Siendo E la renta energética per cápita anual y N el número de personas, y que el nivel de vida influye sobre la demanda energética de acuerdo con la expresión:

$$S = fE \quad (2.76)$$

Donde S representa el Producto Nacional Bruto (PNB) y f es un coeficiente no lineal complejo que puede ser considerado como un coeficiente de aprovechamiento energético en términos de bienestar.

Combinando las ecuaciones (2.74) y (2.75) se tiene:

$$\frac{\Delta R}{R} = \frac{\Delta S}{S} + \frac{\Delta E}{E} + \frac{\Delta f}{f} \quad (2.77)$$

Que representa la variación, en términos relativos del incremento en la demanda de energía.

Asumiendo que el coeficiente de aprovechamiento no varía de forma apreciable, el último término de la igualdad se puede despreciar, por lo que la variación relativa de la demanda de energía quedaría en función de las variaciones relativas del PNB y del crecimiento demográfico.

En general, los estudiosos del tema asocian el crecimiento de la riqueza, que está ligado directamente al PNB, con el crecimiento del consumo energético, de manera que podríamos igualar ambos factores y establecer la relación (2.77) de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta R}{R} = \frac{\Delta \xi}{\xi} + \frac{\Delta E}{E} \quad (2.78)$$

Siendo ξ el consumo energético per cápita.

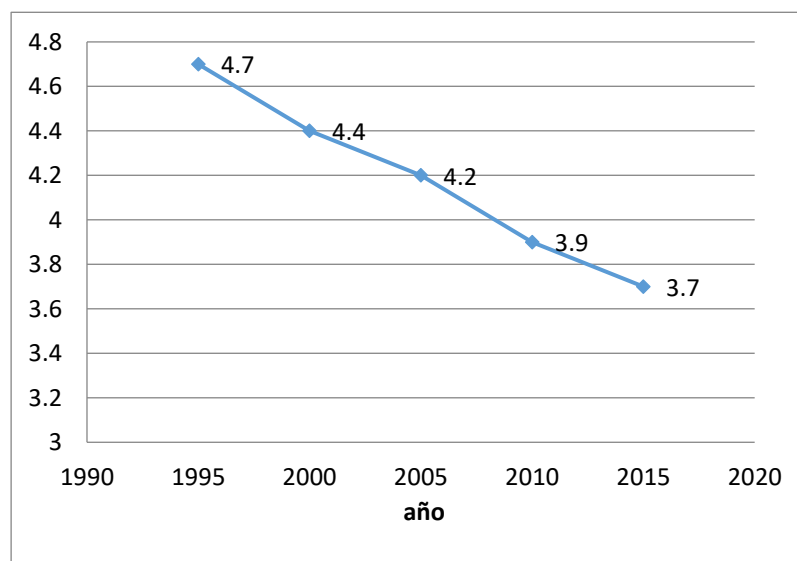
De esta forma, si tenemos en cuenta los valores antes indicados nos encontramos que el crecimiento en la demanda valdría:

$$\frac{\Delta R}{R} = 0.08 + 0.015 = 0.095 = 9.5\% \quad (2.79)$$

Teniendo en cuenta el consumo actual, según datos de la IEA (figura 2.9), y aplicando el resultado obtenido en la ecuación 2.67, el incremento neto de generación eléctrica per cápita, en México sería aproximadamente de 205 kWh, lo que traducido a valores absolutos representa un total de 26.5 TWh anuales para el año 2021.

2.9.2 Promedio de habitantes por hogar

El estudio del apartado anterior nos proporciona tanto el crecimiento energético previsto como las necesidades de generación para abastecer las necesidades de la población en todos los aspectos. Sin embargo, ese valor no es muy ilustrativo de una situación pormenorizada, al englobar al conjunto de la población, dado que refleja únicamente el incremento que deberían absorber las grandes centrales de potencia, lo cual, a nivel global es correcto, pero no permite conocer la forma en que instalaciones individuales podrían contribuir a remediar el problema [57]; por ello, es más adecuado llevar a cabo un análisis detallado por vivienda, para lo cual podemos estudiar el consumo en hogares mexicanos conociendo el promedio de personas que habitan en un hogar, según los datos de INEGI mostrados en la siguiente figura 2.10 [58].



*Figura 2.10 Promedio de habitantes por hogar en México
(fuente: INEGI) [40]*

La figura 2.10 muestra el consumo por hogar basándonos en el número de habitantes por vivienda, 3.7 habitantes, que, multiplicado por el consumo energético de 2157 kWh al año, nos arroja como resultado un total de 7982 kWh al año por hogar. Si, en promedio, las casas tienen una superficie de 270 m², dividiendo el consumo eléctrico total de la casa entre su superficie, entonces el consumo anual de energía eléctrica por metro cuadrado será de 29.6 kWh/m² [59].

2.9.3 Estimación consumo eléctrico para edificios no residenciales

En países con un nivel de desarrollo elevado, la distribución del consumo energético por sectores responde a un esquema como el mostrado en la siguiente figura (2.11). El consumo de edificios no residenciales según el sistema de información energética (SIE) estima que el consumo de electricidad de este sector fue de 22.6 TWh incluye los comerciales y los públicos [60].

Si comparamos este valor con el proporcionado anteriormente, 26.5 TWh, se observa que el porcentaje correspondiente a los sectores industrial y comercial es del 85.3%, superior al mostrado en la figura 2.11, donde el porcentaje acumulado para ambos sectores es del 72.5%, aproximadamente; esto es debido a que en México, el sector residencial tiene un menor peso específico en el consumo energético nacional debido al nivel de desarrollo y al modo de vida de sus habitantes. Como consecuencia de los resultados indicados, se puede apreciar la importancia que tiene enfocar el estudio en el sector industrial, que es el que mayor peso específico tiene sobre el conjunto de la demanda energética de la sociedad.

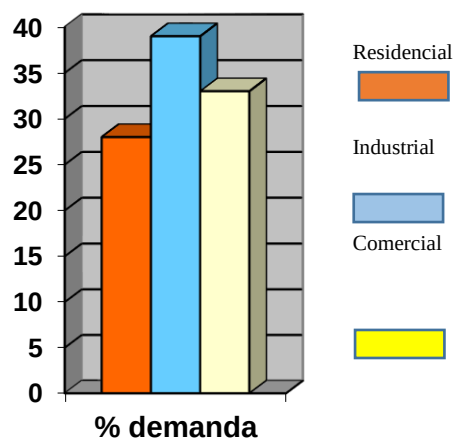


Figura 2.11 Distribución de la demanda por sectores (elaboración propia)

Otro aspecto importante que influye notablemente sobre el consumo energético es la climatología; por ello, analizaremos los diferentes tipos de clima que tienen lugar en el país de México, para así poder analizar el consumo energético teniendo en cuenta este nuevo factor.

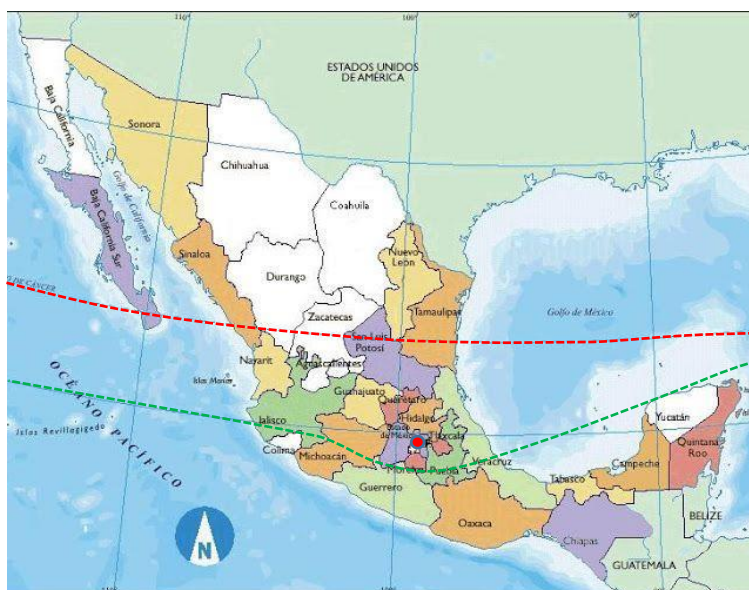


Figura 2.12 Zonas climáticas de México (fuente: Geografía Infinita) [61]

Debido a su gran tamaño y diversidad topográfica, México tiene una amplia variedad de condiciones climáticas. El Trópico de Cáncer divide México en dos grandes zonas climáticas: la zona templada, que se sitúa por debajo del Trópico, y la zona seca, que está ubicada por encima de dicha línea.

Por otro lado, por debajo del Trópico de Cáncer, existen, a su vez, dos zonas claramente diferenciadas, la zona húmeda tropical y la zona templada. Estas dos zonas están separadas por la línea de color verde que aparece en la figura 2.12, la cual no corresponde a uno de los paralelos terrestres, siendo influenciada por las corrientes marinas y las masas terrestres. La zona templada se sitúa entre dicha línea y el Trópico de Cáncer, y la zona tropical húmeda por debajo de la línea verde. Se puede observar que la zona objeto del estudio de esta Tesis, ciudad de Toluca, marcada con un punto rojo, se sitúa dentro de la zona templada.

En función de la zona donde se ubique una determinada población se puede calcular el consumo de energía eléctrica para los distintos tipos de edificios si se conocen las superficies ocupadas por ellos mediante la siguiente ecuación:

$$\xi_{ij} = S_{ij} (ICEE)_{ij} \quad (2.80)$$

Donde ξ_{ij} es electricidad consumida por el edificio del tipo i en el clima j , $ICEE_{ij}$ es el Índice de Consumo de Energía Eléctrica del edificio del tipo i en el clima j , y S_{ij} es la superficie ocupada por el tipo de edificio i en el clima j . La tabla 2.5 muestra los valores de ICEE empleados para los distintos tipos de edificios en las tres regiones climáticas definidas.

Tabla 2.6 Índices de Consumo de Energía Eléctrica empleados por tipo de edificio y energía eléctrica (ICEE) (kWh/m²·año) [62]

	Cálido seco	Cálido húmedo	Templado
Hoteles	325.4	281.0	155.3
Oficinas	167.8	199.7	109.6
Escuelas	169.8	98.2	40.5
Hospitales	460.3	393.4	218.5
Restaurantes	326.7	336.3	210.3
Comercios	191.9	229.3	115.9
Supermercados	403.2	443.1	334.8
Cines	242.8	242.8	242.8

Tabla 2.7 Valores límites de la densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA)
(fuente: Norma Oficial Mexicana) [62]

Tipo de edificio	DPEA (W/m ²)
Oficinas	
Oficinas	14
Escuelas y demás centros docentes	
Escuelas o Instituciones educativas	16
Bibliotecas	16
Establecimientos comerciales	
Tiendas de autoservicio, departamentales y de especialidades	20
Salas de cine	17
Teatros	16
Talleres de Servicio para Automóviles	16
Talleres	18
Hospitales	
Hospitales, Sanatorios y Clínicas	17
Hoteles	
Hoteles	18
Moteles	22
Restaurantes	
Bares	16
Cafeterías y venta de comida rápida	19
Restaurantes	20
Bodegas	
Bodegas o áreas de almacenamiento	13
Recreación y Cultura	
Centros de Convenciones	15
Gimnasios y Centros deportivos	16
Museos	17
Templos	24
Carga y Pasaje	
Centrales y terminales de transporte de carga	13
Centrales y terminales de transporte de pasajeros, aéreas y terrestres	16

Por otra parte, hay que tener en cuenta la normativa relativa al consumo de energía para iluminación interior de edificaciones, que viene dado por la Densidad de Potencia Eléctrica para Alumbrado (DPEA), cuyos valores no pueden exceder los datos indicados en la tabla 2.6

2.9.4 Consumo eléctrico Naves industriales

Según la norma mexicana NMX-R-046-SCFI-2011 [63] que regula las especificaciones para parques industriales, la potencia recomendada para tensión media (3-30 kV) (figura 2.13) que es con la que operan los parques industriales energía eléctrica, se sitúa entre un mínimo de 150 kVA/Ha y un valor recomendable de 250 kVA/Ha.

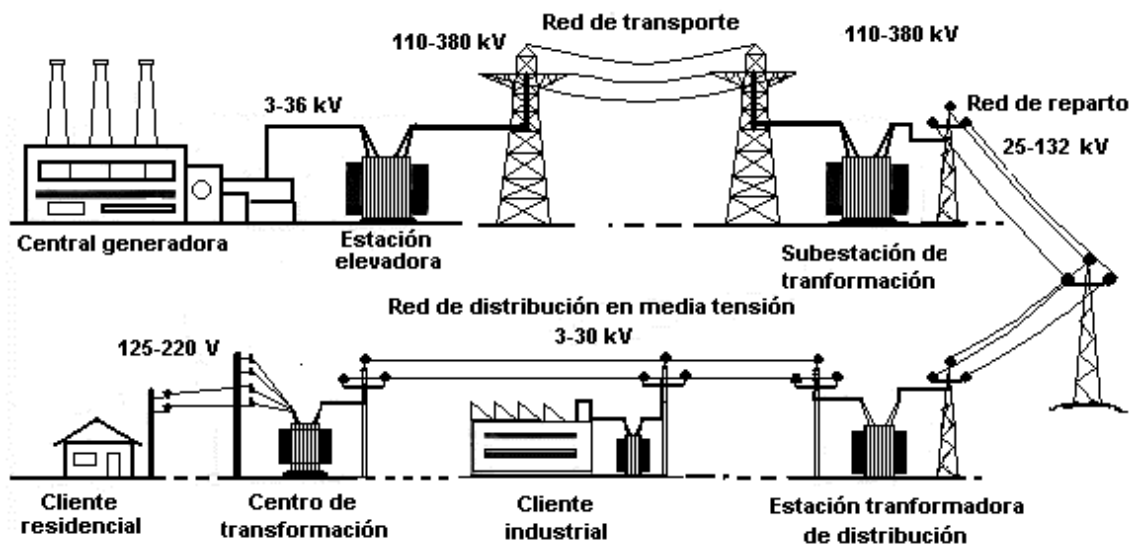


Figura 2.13 Tensión de operación en una red de distribución de energía eléctrica (fuente: CFE) [64]

Si tomamos un coeficiente de ocupación del 70%, que es el máximo permitido, y un factor de potencia entre 0.9 y 1, que es el rango de operación recomendado, obtenemos:

Tabla 2.8 Potencia requerida para instalaciones industriales (W/m^2) [63]

<i>Factor de potencia</i>	<i>1</i>	<i>0.9</i>
Mínima	21.4	19.2
Recomendable	35.7	32.1

2.10 Demanda de energía

Para la modelización de una determinada demanda de energía se ha planteado un modelo con 10 maquinarias diferentes y 3 potencias diferentes para cada uno de ellas con diferentes horarios de consumo en horario base, intermedia y punta.

La figura 2.14 nos muestran las diferentes clases de maquinaria más habituales en el sector industrial mexicano, con la relación de potencias que los distintos tipos de máquina, dentro de cada clase, se suelen utilizar para las aplicaciones industriales.

La distribución de maquinaria de la figura 2.14 representa el promedio del país, si bien puede haber diferencias entre unas zonas y otras. Los valores indicados en la figura corresponden a energías, expresadas en kWh, y se corresponden, en orden descendente, a valores de alta, media y baja potencia para cada uno de los tipos de maquinaria que aparecen.

Maquina 1		Maquina 2		Maquina 3		Maquina 4		Maquina 5	
Máquina de atornillar	750	Embaladora	2000	Torno CNC	6000	Taladradora	3000	Fresadora	8000
	800		3000		8000		4000		9000
	900		5000		11000		6000		12000
Maquina 6		Maquina 7		Maquina 8		Maquina 9		Maquina 10	
Horno de fundición	42000	Máquina de inyección	39000	Máquina de bobinar	8000	Máquina de barnizar	31000	Máquina de calar paquetes	32000
	43000		40000		9000		33000		33500
	45000		45000		10000		35000		35000

Figura 2.14 Distribución de maquinaria industrial con niveles de demanda energética (Elaboración propia)

Con objeto de poder analizar de manera más concreta las demandas energéticas se ha llevado una distribución horaria para un modelo con tres casos usando los datos de consumo de la figura 2.14 en sus tres estados: baja, media y alta potencia; estos tres casos han sido: Máquina de atornillar, Embaladora y Torno CNC (caso 1), Taladradora, Fresadora y Horno de fundición (caso 2) y Máquina de inyección y Máquina de bobinar (caso 3).

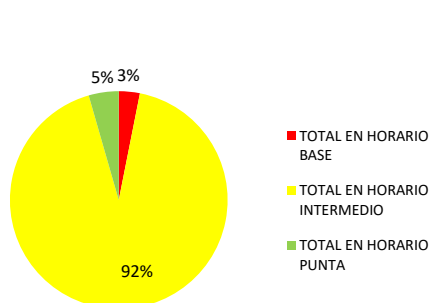


Figura 2.15 Distribución de la demanda de energía (caso 1) (elaboración propia)

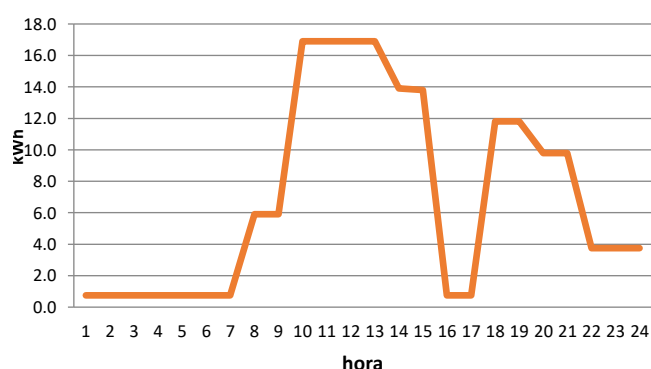


Figura 2.16 Distribución de la demanda horaria de energía (caso 1) (elaboración propia)

Se puede apreciar, figuras 2.15 y 2.16, que la mayoría del consumo de energía se produce en las horas centrales del día, más concretamente entre 11 y 15 horas, con un repunte a media tarde entre las 18 y 21 horas; esto permite inferir que la energía solar fotovoltaica,

que sería la más adecuada para la generación de energía eléctrica de forma distribuida, puede resultar una fuente de energía muy adecuada, dado que el nivel de irradiancia solar se hace máximo entre las 10 y 14 horas, tiempo solar, lo que corresponde a un intervalo horario de 11 a 15 horas en tiempo civil, dado que en México la diferencia entre hora solar y civil es de 1 h. Como se puede apreciar los intervalos de máxima irradiancia solar y máximo nivel de demanda energética son coincidentes.

Si analizamos el caso 2, figuras 2.17 y 2.18, observamos que la situación es muy similar, con un pico de consumo en las horas centrales del día, nuevamente entre las 11 y las 15 horas como en el caso anterior, y un pico adicional entre las 18 y las 21 horas. En este segundo pico la energía solar fotovoltaica no puede proporcionar cobertura, al menos de forma directa, pero sí es viable hacerlo en la zona central del día.

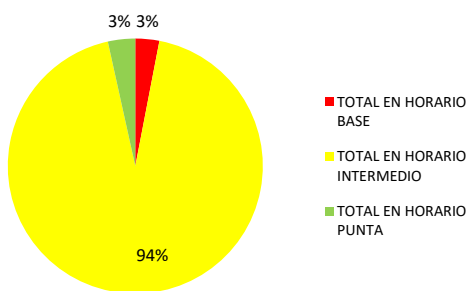


Figura 2.17 Distribución de la demanda de energía (caso 2) (elaboración propia)

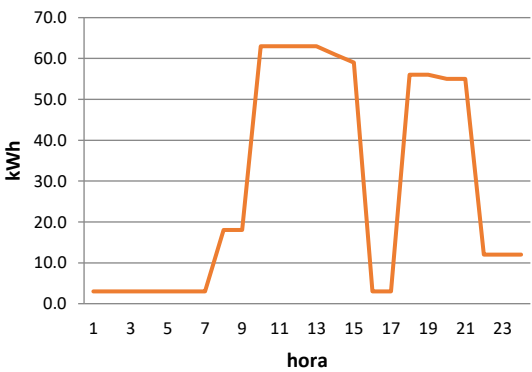


Figura 2.18 Distribución de la demanda horaria de energía (caso 2) (elaboración propia)

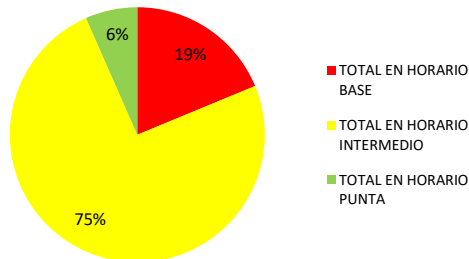


Figura 2.19 Distribución de la demanda de energía (caso 3) (elaboración propia)

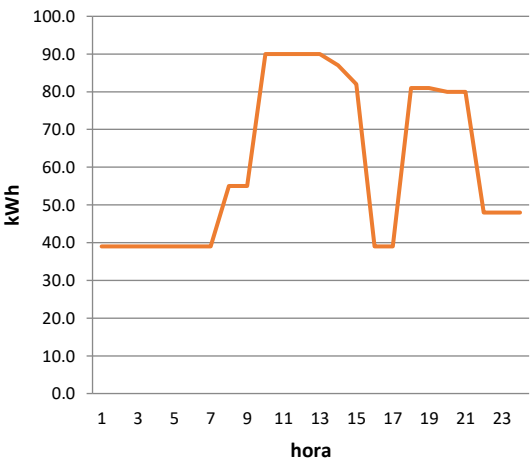


Figura 2.20 Distribución de la demanda horaria de energía (caso 3) (elaboración propia)

Al igual que en los dos casos anteriores, el caso 3, figuras 2.19 y 2.20, presenta un comportamiento similar en cuanto a la demanda de energía, con una zona de elevado consumo entre las 11 y las 15 horas y otra entre las 18 y las 21 h. Como en los casos 1 y 2, la energía solar fotovoltaica puede representar una solución a la demanda de energía en las horas centrales del día, entre las 10 y 14 horas solares.

2.11 Determinación de la energía

Para evaluar la energía proporcionada por un panel fotovoltaico es preciso conocer el valor de la irradiancia que alcanza la superficie frontal del panel, así como su superficie y el rendimiento con el que opera. El valor de la irradiancia se determina bien a partir de medidas experimentales “in situ” o a través de modelos que permitan predecir el valor de la irradiancia conocidos los parámetros que controlan el modelo. El análisis de cómo determinar o estimar el valor de la irradiancia ha sido descrito en este mismo capítulo en secciones anteriores. La superficie del panel fotovoltaico viene dada por el fabricante, si bien hay que tener en cuenta la superficie útil y no la total, incluyendo el marco. Finalmente, el rendimiento de operación del panel fotovoltaico es un valor que varía en función de las características estructurales del panel FV, tipo de material semiconductor, grado de dopado, tipo de contactos, proceso de fabricación, etc., si bien el fabricante suele proporcionar este dato como parte de la hoja de características técnicas del dispositivo (tabla 2.8).

Tabla 2.9 Características de un panel solar fotovoltaico marca Coradir S.A. [65]

Propiedades Técnicas	
Potencia máxima nominal (P _{max})	250W
Voltaje a P _{max} (V _{mp})	30.65V
Corriente a P _{max} (I _{mp})	8.17A
Voltaje a circuito abierto (V _{oc})	37.8V
Corriente de Cortocircuito (I _{sc})	8.74A
Eficiencia de Celdas (%)	17,40%
Eficiencia del Módulo	15,30%
Temperatura de operación (Cº)	-40Cº~+85Cº
Voltaje máximo del sistema	DC 1000V(TUV) / DC600V(UL)
Fusible serie máximo	15A
Tolerancia a potencia máxima	±3 %
Coeficiente de Temperatura a P _{max}	(-0.45±0.05)% / Cº
Coeficiente de Temperatura a V _{oc}	(0.05±0.01) % / Cº
Coeficiente de Temperatura a I _{sc}	(-0.35±0.05)% / Cº
NOTC	(47±2) / Cº
Test en condiciones estándar 1000W/m2. Temp. del módulo 25ºC, AM = 1,5	

Asimismo, es habitual, por parte del fabricante, proporcionar una gráfica donde figure la evolución de la corriente con el voltaje para distintos valores de irradiancia solar (figura 2.21)

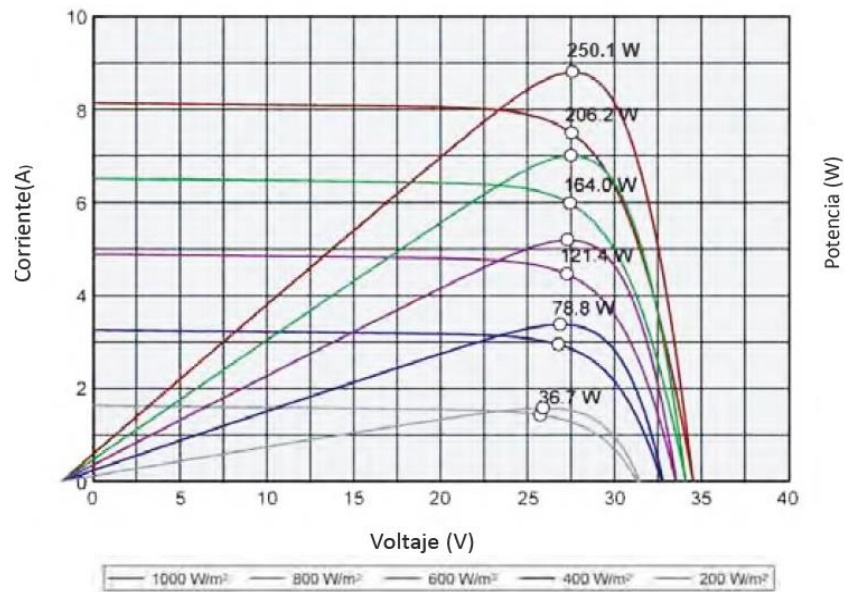


Figura 2.21 Evolución de la potencia de un panel FV con la irradiancia solar [65]

A partir de los datos proporcionados por la figura 2.21 es fácil determinar el rendimiento de operación sin más que conocer las dimensiones del panel figura 2.22.

Para modelar el consumo requerido para satisfacer la demanda utilizamos una configuración del tipo “Medición Neta de Energía” (Net Metering), la cual se estructura de acuerdo al siguiente diagrama de flujo (figura 2.23): los paneles FV (5) captan la irradiancia del Sol y generan corriente eléctrica que se conduce hasta el regulador de carga (2); después el inversor (3) convierte la energía solar en CA y la inyecta a la red eléctrica del edificio (6), parte de la energía es consumida a la vez que se genera, en tanto el excedente se inyecta en la red eléctrica exterior (7) pasando antes por el medidor bidireccional (4) que proporciona información tanto de la energía inyectada por el sistema fotovoltaico en la red como la adquirida cuando el Sol no está disponible o no proporciona energía suficiente. Todo el sistema se encuentra monitorizado por un controlador (1).

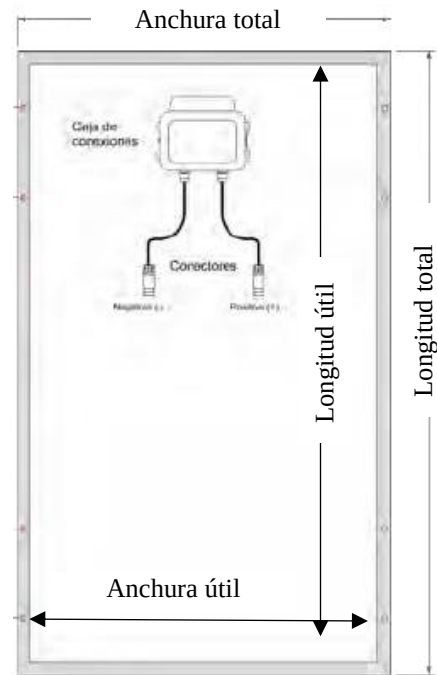


Figura 2.22 Dimensiones del panel fotovoltaico [65]

La red eléctrica realiza un balance entre la corriente inyectada a la red y la suministrada por ésta, compensando al cliente por la diferencia entre ambas lecturas; para el caso de México, la Comisión Federal de la Energía (CFE) en caso de ser negativo solo paga la diferencia, mientras que si es positivo se obtiene un saldo de energía, en kWh, para ser consumido durante el siguiente año [66].

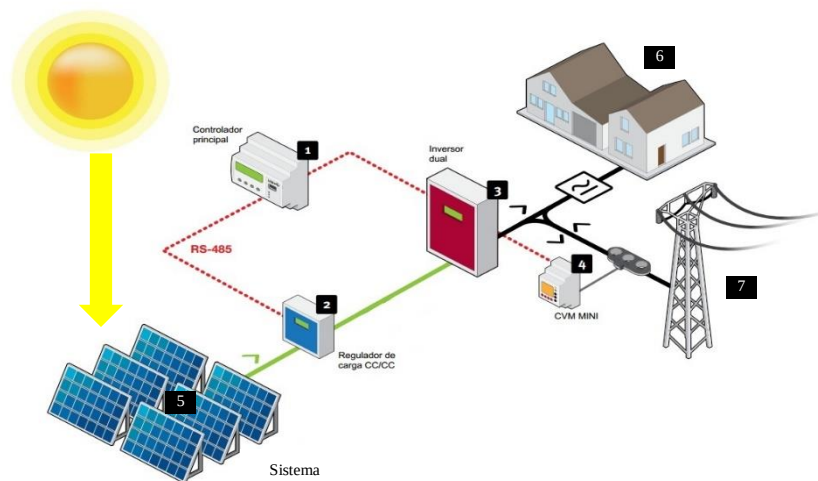


Figura 2.23 Esquema de conexionado de un sistema fotovoltaico a red [67]

Los beneficios que aporta el sistema de Net Metering son:

- Larga vida útil del equipo, más de 20 años
- Congelación de la inflación del coste de la energía, en tanto que el coste de la electricidad sube entre un 7 y un 11% cada año
- Equipo 100% deducible el primer año
- Generación local de la energía
- Energía adaptable
- Reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera

Se ha llevado a cabo un modelo del recurso solar para saber la generación horaria de energía a partir de los paneles FV durante un año, y se ha comparado con el consumo horario para los modelos creados en los casos 1, 2 y 3 (figuras 2.16, 2.18, 2.20) durante el mismo período anual. Los resultados del estudio se indican en la tabla 2.9.

Tabla 2.10 Análisis del recurso solar disponible y consumo eléctrico horario en base horaria (elaboración propia)

<i>día</i>	<i>día y hora</i>	<i>Hora</i>	<i>B inclinación paneles (19°)</i>	<i>Gh,a (Wh/m²)</i>	<i>Consumo horario (kWh)</i>
01/01/2017	0:00:00	0:00:00	--	--	0.75
01/01/2017	1:00:00	1:00:00	--	--	0.75
01/01/2017	2:00:00	2:00:00	--	--	0.75
01/01/2017	3:00:00	3:00:00	--	--	0.75
01/01/2017	4:00:00	4:00:00	--	--	0.75
01/01/2017	5:00:00	5:00:00	--	--	0.75
01/01/2017	6:00:00	6:00:00	--	--	0.75
01/01/2017	7:00:00	7:00:00	--	--	5.90
01/01/2017	8:00:00	8:00:00	--	--	5.90
01/01/2017	9:00:00	9:00:00	0.3064	241.4	16.90
01/01/2017	10:00:00	10:00:00	0.5203	410.0	16.90
01/01/2017	11:00:00	11:00:00	0.6985	550.4	16.90
01/01/2017	12:00:00	12:00:00	0.829	653.2	16.90
01/01/2017	13:00:00	13:00:00	0.9027	711.3	13.90
01/01/2017	14:00:00	14:00:00	0.9148	720.9	13.80
01/01/2017	15:00:00	15:00:00	0.8643	681.1	0.75
01/01/2017	16:00:00	16:00:00	0.7548	594.8	0.75
01/01/2017	17:00:00	17:00:00	0.5937	467.8	11.80
01/01/2017	18:00:00	18:00:00	0.3919	308.8	11.80
01/01/2017	19:00:00	19:00:00	0.1632	128.6	9.80
01/01/2017	20:00:00	20:00:00	--	--	9.80
01/01/2017	21:00:00	21:00:00	--	--	3.75
01/01/2017	22:00:00	22:00:00	--	--	3.75
01/01/2017	23:00:00	23:00:00	--	--	3.75

La tabla de muestra a modo ilustrativo los datos del 01/07/2017, pero se ha utilizado para el estudio los datos de un año completo en base horaria para estimar la generación anual de las trece naves utilizando los consumos creados en los tres casos anteriores propuestos: caso 1, caso 2 y caso 3.

Conocida la irradiancia solar para cada hora del año y el modelo de los paneles, su eficiencia y el número total de paneles para cada techo, con su orientación e inclinación correspondientes, se puede calcular la energía generada.

La figura 2.24 nos muestra los resultados de la energía solar disponible para las condiciones de operación indicadas en la tabla 2.9 para un conjunto de 13 naves industriales de diferente tamaño (como ejemplo).

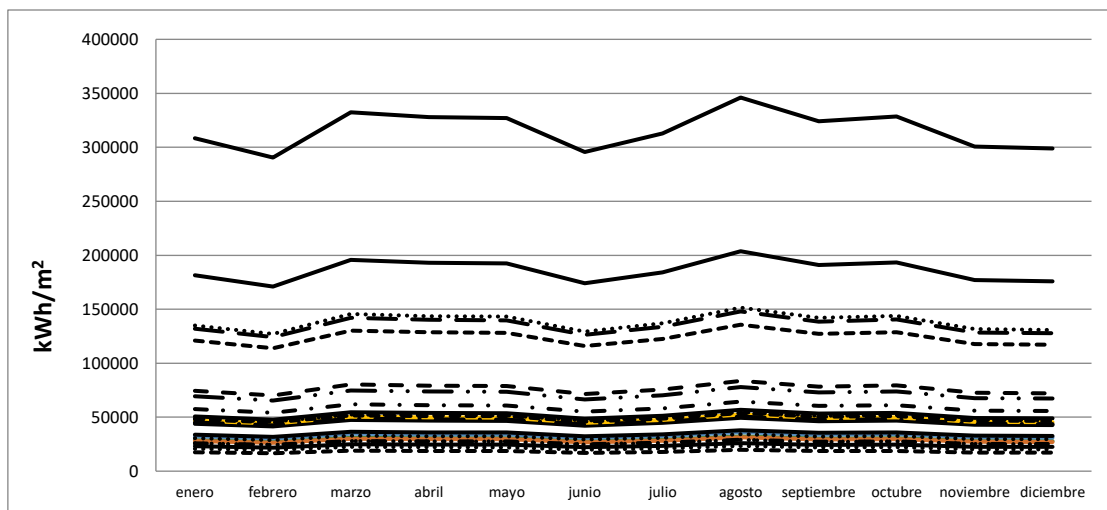


Figura 2.24 Modelo de generación anual del recurso solar (elaboración propia)

La figura 2.24 nos ayuda a la visualización de la suma de energía en kWh/m² generada mensualmente por cada techo de las naves industriales. A partir de estos datos realizaremos un estudio para conocer el balance energético.

2.11.1 Número de paneles y energía total anual

Una vez que podemos conocer cuántos paneles caben sobre el tejado de cada nave industrial, cuyo número aparece junto a la línea continua de la figura 2.25, para cada una de las naves considerada en el estudio, valor de la abscisa de la mencionada figura, podemos saber la producción de energía para cada nave industrial, con esos datos realizaremos un análisis para determinar la demanda de energía para después contrastarla con la producción de energía FV, a continuación representamos estos resultados en la Figura 2.25.

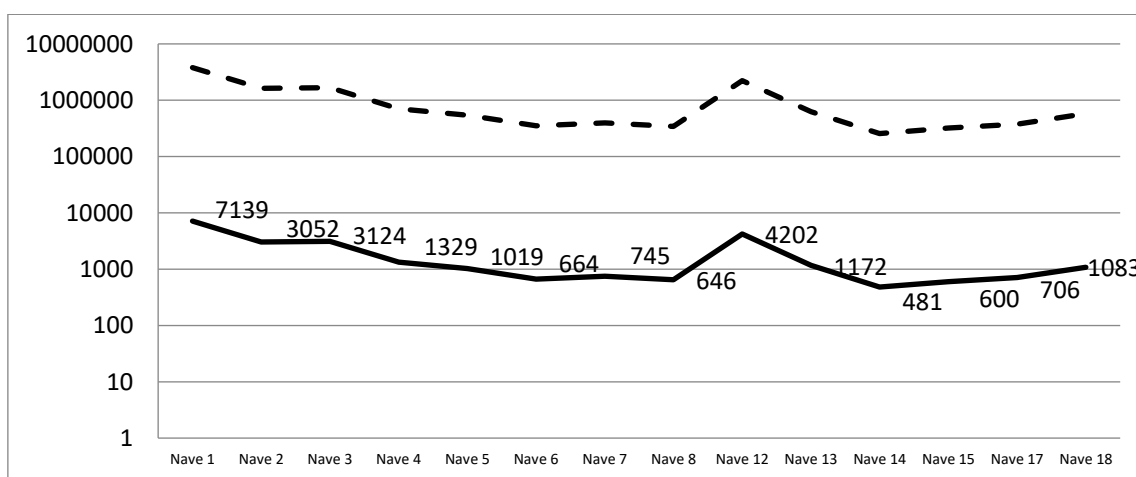


Figura 2.25 Muestra una representación del número de paneles (línea continua) y energía total anual (línea discontinua) (elaboración propia)

Del análisis de resultados de la figura 2.25 se deduce que hay una relación directa entre el número de paneles y la energía producida por cada techo de nave industrial.

2.12 Balance de energía

El balance, energía producida menos consumo, se realizó para cada fábrica identificada con un número de paneles con orientación e inclinación óptima para producción de energía, obteniendo la energía diaria promedio anual, cuyos resultados se muestran en la Figura 2.25. La zona de color azul representa la fracción en la cual la producción de ese día es mayor que el consumo, y la de color rojo aquella en que ocurre lo contrario, es decir, el consumo es mayor que la producción de electricidad.

El estudio del caso 1 ha mostrado que 33 de las 34 naves industriales analizadas presentan un balance positivo, esto es, la generación fotovoltaica de los paneles instalados en la superficie del tejado es mayor que el consumo de la propia nave, en tanto que para la nave con código $I_d=75$, los 64 paneles instalados no permiten cubrir la demanda, lo que implica que dicha nave debería comprar energía, bien de la red, bien del resto de naves con excedentes de energía (Datos en Anexo 2.1).

Un análisis similar nos muestra que para el caso 2 el balance es positivo para 27 de las 34 naves consideradas, siendo, por el contrario, negativo para las naves con código $I_d=14$, 19, 29 64, 71, 72 y 75, que muestran balances negativos diferentes para cada una de ellas (Datos en Anexo 2.2).

Finalmente, el estudio del caso 3 arroja un resultado de 13 de 34 naves con balance positivo, siendo este caso el que presenta un peor factor de cobertura, en relación al total de naves analizadas, lo que es debido a que en este caso el modelo incluye las maquinarias con mayor consumo de energía (Datos en Anexo 2.3).

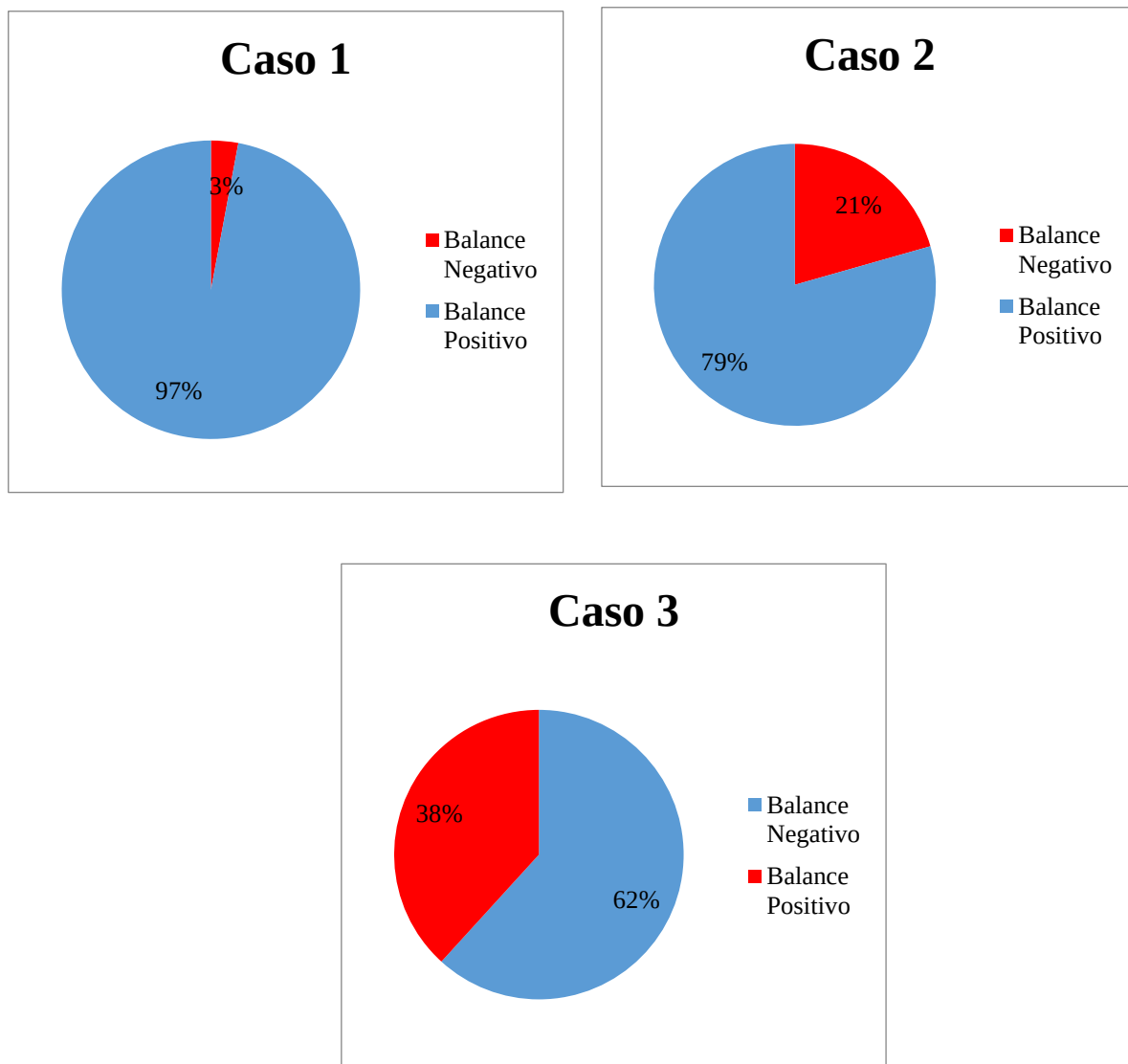


Figura 2.26 Balance de energía para los tres casos en estudio (elaboración propia)

Nomenclatura

B : irradiancia difusa.

CI : índice de cobertura nubosa.

clear-sky: condiciones de cielo claro.

cs : cielo claro.

D : irradiancia directa.

DNI : irradiancia normal directa

DPEA: Densidad de Potencia Eléctrica para Alumbrado.

E : la renta energética per cápita anual.

E_a : energía absorbida

E_t : irradiancia solar absorbida por la superficie de la tierra

E_{Δ} : irradiancia solar incidente dentro de la banda espectral del radiómetro del satélite

f : coeficiente de aprovechamiento energético en términos de bienestar.

$g(SK)$: función del valor predicho de cielo cubierto.

G : irradiancia global.

GHI : irradiancia global.

HSP: horas de Sol pico.

I : irradiancia solar.

I_0 : irradiancia extraterrestre

I_{0n} : irradiancia normal extraterrestre

ICEE: Índices de Consumo de Energía Eléctrica empleados por tipo de edificio y energía eléctrica.

I_G : irradiancia global

I_G : irradiancia sobre la superficie de la tierra

I_s : irradiancia media por el radio del satélite

K : parámetro.

K_B : indicie de cielo claro.

kc : índice de cielo despejado

kT : índice de claridad

L_d : longitud promedio del día.

L_{Δ} : resplandor

m : masa óptica relativa.

n : nubosidad

N : número de días del mes.

N_d : número de días del año.

n_d : número de horas con cielo cubierto o lluvioso.

n_s : número de horas de insolación diaria en promedio mensual.

PNB: Producto Nacional Bruto.

PSH : horas de Sol pico.

R : demanda energética; irradiancia reflejada.

S_{ij} : superficie ocupada por el tipo de edificio i en el clima j .

SK : irradiancia solar usando las predicciones de cielo cubierto.

T_a : transmitancia por aerosoles

T_d : transmitancia hacia abajo

T_g : gases mezclados uniformemente

TL: índice de turbidez de Linke.

T_o : ozono

T_R : transmitancia para la atenuación por dispersión de Rayleigh

T_u : transmitancia hacia arriba

T_W : vapor de agua

α : altura solar.

β : ángulo de inclinación.

Γ : coeficiente Γ .

δ : declinación.

δ_R : profundidad óptica de Rayleigh.

θ : ángulo de incidencia de los rayos solares respecto a la superficie terrestre; consumo energético per cápita.

λ : factor empírico de latitud.

ξ : electricidad consumida por el edificio.

ρ : reflectancia vista por el radiómetro satelital

ρ_{atm} : reflectancia intrínseca de la atmósfera

ρ_c : reflectancia de las nubes

ρ_{eff} : albedo de nubes efectivo

ρ_g : reflectancia del suelo

ϕ : latitud de la locación.

ω : ángulo horario.

Referencias

- [1] “Solar Radiation & Photosynthetically Active Radiation - Environmental Measurement Systems.” <https://www.fondriest.com/environmental-measurements/parameters/weather/photosynthetically-active-radiation/> (accessed Apr. 06, 2021).
- [2] R.-E. Rojas, “Caracterización espectral de células solares comerciales, Trabajo Fin de Máster,” Salamanca, 2011.
- [3] E. Uherek, “Cambio Climático, Energía del Sol,” *Accent Network org*, 2013. www.accent-network.org (accessed May 14, 2021).
- [4] M. Iqbal, *An Introduction to Solar Radiation*. Elsevier, 1983. doi: 10.1016/B978-0-12-373750-2.X5001-0.
- [5] M. Martínez, “Radiación Solar: Conceptos y aplicaciones, Instituto de Investigaciones Agropecuarias, Centro de Investigación Especializado en Agricultura del Desierto y Altiplano (CIE), INIA URURI, Región de Arica y Parinacota, Ministerio de Agricultura,” 2016.
- [6] N. Flores and M. Domínguez, “Medición de la eficiencia energética de los paneles solares de silicio,” *Cent. Investig. en Mater. Av. S.C. Posgrados*, p. 84, 2017.
- [7] J. Olea, A. Prado, E. García-Hemme, R. García-Hernansanz, D. Montero, and G. González-Díaz, “Strong sub-bandgap photoconductivity in GaP implanted with Ti, *Progress in Photovoltaics*, Volume 26, Issue 3, pp.,” vol. 1 SRC-B, pp. 214–222, 2018.
- [8] METEORED, “Resolución espacial de los satélites artificiales.” <https://www.tiempo.com/ram/29401/resolucion-espacial-de-los-satelites-artificiales/> (accessed May 03, 2021).
- [9] “GISAT / GIS services.” <http://www.gisat.cz/content/en/services/gis-services> (accessed Apr. 07, 2021).
- [10] A. Sanchez, D. Martínez, R. de la Luz Santos, J. Ortega, and P. Sánchez, *Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar*, vol. 1. 2017.
- [11] “Efectos atmosféricos | PVEducación.” <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/atmospheric-effects> (accessed Apr. 08, 2021).
- [12] C. Rigollier, O. Bauer, L. Wald, C. Rigollier, O. Bauer, and L. Wald, “On the clear sky model of the ESRA - European Solar Radiation Atlas with respect to the Heliosat method To cite this version :,” 2009.
- [13] S. J. Reddy, “An empirical method for the estimation of total solar radiation. Solar energy,” vol. 13, pp. 289–290, 1971.
- [14] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart, “Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance,” *Sol. Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271–289, 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90055-H.
- [15] N. W. S. US Department of Commerce, NOAA, “National Weather Service.”

<https://www.weather.gov/> (accessed Apr. 12, 2021).

- [16] B. LIU and R. C. Jordan, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation," *Sol. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 1–19, 1960.
- [17] V. Estrada-Cajigal, "Modelos sencillo para calcula el componente difuso de la irradiación global diaria promedio mensual.," *Memorias del XV congreso de la Asociación Nacional de Energía Solar. Zacatecas, Zac. Octubre.* pp. 147–149, 1991.
- [18] J. K. Page, "The estimation of monthly mean values of daily total short wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40°N - 40°S," 1961.
- [19] V. Estrada-Cajigal, "Métodos de cálculo de la radiación solar. Notas del Curso de Actualización en Energía Solar. Laboratorio de Energía Solar del Instituto de Investigaciones en Materiales, UNAM. Temixco, Morelos.," pp. 77-104., 1993.
- [20] M. Collares-Pereira and A. Rabl, "The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values," *Sol. Energy*, vol. 22, no. 2, pp. 155–164, 1979, doi: 10.1016/0038-092X(79)90100-2.
- [21] D. T. Reindl, W. A. Beckman, and J. A. Duffie, "Evaluation of hourly tilted surface radiation models," *Sol. Energy*, vol. 45, no. 1, pp. 9–17, Jan. 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90061-G.
- [22] J. E. Hay and J. A. Davies, "Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface," 1980. Accessed: Apr. 14, 2021. [Online]. Available: <https://ci.nii.ac.jp/naid/10025764105/>
- [23] V. Estrada and R. Almanza, *Irradiaciones global, directa y difusa, en superficies horizontales e inclinadas, así como irradiación directa normal, en la República Mexicana*, vol. 52, no. 90. 2005.
- [24] J. A. Duffie and W. A. Beckman, "Solar Enginnerung of Thermal Processes. N.Y., USA," *Jon Wiley Sons*, p. 88, 1991.
- [25] J. W. Spencer, "Fourier Series Representation of the Position of the Sun. Search, 2," pp. 162-172., 1971.
- [26] J. J. Michalsky, "The Astronomical Almanac's algorithm for approximate solar position (1950-2050)," *Sol. Energy*, vol. 40, no. 3, pp. 227–235, Jan. 1988, doi: 10.1016/0038-092X(88)90045-X.
- [27] "Astronomy Answers: Position of the Sun." <https://www.aa.quae.nl/en/reken/zonpositie.html> (accessed Apr. 13, 2021).
- [28] A. M. Whitman, "A Simple Expression for the Equation of Time," 2003.
- [29] C. Honsberg and S. Bowden, "PV EDUCATION," 2017. <http://www.pveducation.org/pvcdrom/arbitrary-orientation-and-tilt> (accessed Mar. 15, 2020).
- [30] "La radiación solar sobre una superficie inclinada | PVEducation." <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/la->

radiación-solar-sobre-una-superficie-inclinada (accessed Jul. 13, 2021).

- [31] J. Polo, S. Garcia-Bouhaben, and M. C. Alonso-García, “A comparative study of the impact of horizontal-to-tilted solar irradiance conversion in modelling small PV array performance,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 5, 2016, doi: 10.1063/1.4964363.
- [32] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, “The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors,” *Sol. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 53–74, Apr. 1963, doi: 10.1016/0038-092X(63)90006-9.
- [33] J. Duffie and W. Beckman, “Solar Engineering Of Thermal Processes.” Wiley-Interscience, New York (USA), p., 1980.
- [34] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, and D. Menicucci, “A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces,” *Sol. Energy*, vol. 39, no. 3, pp. 221–231, 1987, doi: 10.1016/S0038-092X(87)80031-2.
- [35] P. Ineichen and R. Perez, “A new airmass independent formulation for the linke turbidity coefficient,” *Sol. Energy*, vol. 73, no. 3, pp. 151–157, 2002, doi: 10.1016/S0038-092X(02)00045-2.
- [36] G. Catherine, D. Georges, and M. Serge, “A Simple Physical Model to Estimate Incident Solar Radiation at the Surface from GOES Satellite Data in: Journal of Applied Meteorology and Climatology Volume 19 Issue 8 (1980),” *J. Appl. Meteorol.*, vol. 19, pp. 1005–1012, 1980.
- [37] D. Cano, J. M. Monget, M. Albuissou, H. Guillard, N. Regas, and L. Wald, “A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data,” *Sol. Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 31–39, Jan. 1986, doi: 10.1016/0038-092X(86)90104-0.
- [38] L. DIABATÉ, H. DEMARCQ, N. MICHAUD-REGAS, and L. WALD, “Estimating Incident Solar Radiation at the Surface from Images of the Earth Transmitted by Geostationary Satellites: the Heliosat Project,” *Int. J. Sol. Energy*, vol. 5, no. 5–6, pp. 261–278, Dec. 1987, doi: 10.1080/01425918708914425.
- [39] V. Badescu, *Modeling solar radiation at the earth’s surface*. Springer, 2008. doi: 10.1007/978-3-540-77455-6.
- [40] C. Rigollier, O. Bauer, and L. Wald, “ON THE CLEAR SKY MODEL OF THE ESRA — EUROPEAN SOLAR RADIATION ATLAS — WITH RESPECT TO THE HELIOSAT METHOD,” *Sol. Energy*, vol. 68, no. 1, pp. 33–48, 2000.
- [41] W. Palz, E. Raschke, T. C. Steemers, and R. Sthhlman, “Solar radiation atlas of Africa : global and diffuse radiation fluxes at ground level derived from imaging data of the geostationary satellite METEOSAT 2,” p. 155, 1991, Accessed: Dec. 13, 2021. [Online]. Available: <https://www.routledge.com/Solar-Radiation-Atlas-of-Africa-Global-and-diffuse-radiation-fluxes-at/Palz-Raschke-Steemers-Stuhlman/p/book/9789054101093>
- [42] A. Hammer *et al.*, “Solar energy assessment using remote sensing technologies,” *Remote Sens. Environ.*, vol. 86, no. 3, pp. 423–432, Aug. 2003, doi: 10.1016/S0034-4257(03)00083-X.
- [43] R. Perez *et al.*, “A new operational model for satellite-derived irradiances:

- Description and validation,” *Sol. Energy*, vol. 73, no. 5, pp. 307–317, 2002, doi: 10.1016/S0038-092X(02)00122-6.
- [44] R. Perez, “Article Dynamic global-to-direct irradiance conversion models,” vol. 98, no. 1, pp. 354–369, 1992.
 - [45] R. Perez, P. Ineichen, M. Kmiecik, K. Moore, D. Renne, and R. George, “Producing satellite-derived irradiances in complex arid terrain,” *Sol. Energy*, vol. 77, no. 4 SPEC. ISS., pp. 367–371, 2004, doi: 10.1016/j.solener.2003.12.016.
 - [46] E. P. Pereira, F. R. Martins, S. L. Abreu, P. Couto, R. Stuhlmann, and S. Colle, “Effects of Burning of Biomass on Satellite Estimations of Solar Irradiation in Brazil,” *Sol. Energy*, vol. 68, no. 1, pp. 91–107, 2000.
 - [47] C. Schillings, H. Mannstein, and R. Meyer, “Operational method for deriving high resolution direct normal irradiance from satellite data,” *Sol. Energy*, vol. 76, no. 4, pp. 475–484, 2004, doi: 10.1016/J.SOLENER.2003.07.038.
 - [48] C. Schillings, R. Meyer, and H. Mannstein, “Validation of a method for deriving high resolution direct normal irradiance from satellite data and application for the Arabian Peninsula,” *Sol. Energy*, vol. 76, no. 4, pp. 485–497, 2004, doi: 10.1016/J.SOLENER.2003.07.037.
 - [49] “Causantes que de alguna manera condiciona y determina la producción de energía solar fotovoltaica,” *oocities.org*, 2021.
<https://www.oocities.org/imosolar/cont-7.htm> (accessed Apr. 15, 2021).
 - [50] Grupo Banco Mundial., “Consumo de energía procedente de combustibles fósiles (% del total) | Data,” 2018, 2018.
<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.COMM.FO.ZS> (accessed Apr. 19, 2021).
 - [51] L. Sánchez, “El consumo energético de los hogares en México,” pp. 81–86, 2010.
 - [52] F. Johannes, “CAIT Climate Data Explorer,” 2018.
<http://cait.wri.org/profile/Mexico> (accessed Mar. 04, 2020).
 - [53] L. Sánchez-Peña, “Hogares y consumo energético en Mexico.,” *Rev. Digit. Univ.*, vol. 13, no. 10, pp. 1–8, 2012.
 - [54] “IEA Statistics ©,” 2015.
<https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2015&country=MEXICO&product=Indicators> (accessed Apr. 15, 2019).
 - [55] “Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita) - Mexico | Data.”
<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC?locations=MX> (accessed Apr. 19, 2021).
 - [56] Agencia Internacional de la Energía (AIE), “Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita) - Mexico | Data,” 2019.
<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC?end=2014&locations=MX&start=1960&view=chart> (accessed May 15, 2021).
 - [57] “Instituto Nacional de Estadística y Geografía de México (INEGI),” 2017.
<http://www.inegi.org.mx> (accessed May 04, 2018).

- [58] Instituto Nacional de Estadística y Geografía de México (INEGI), “Vivienda.” <https://www.inegi.org.mx/temas/vivienda/> (accessed Apr. 19, 2021).
- [59] B. García, H. Muñoz, and O. de Oliveira, “Principales resultados,” *Hogares y Trab. en la Ciudad México*, pp. 170–173, 2018, doi: 10.2307/j.ctv26d9pv.32.
- [60] Secretaría de Energía (SENER), “Electricidad De Edificios No Residenciales En México :,” *Mex. city*, 2019.
- [61] “Geografía Infinita - Web de geografía y mapas en español.” <https://www.geografiainfinita.com/> (accessed Apr. 15, 2021).
- [62] Secretaría de Energía (SENER), *Norma Oficial Mexicana NOM-013-ENER-2013, Eficiencia Energética para Sistemas de Alumbrado en Vialidades*, vol. 34. 2013, pp. 1–16.
- [63] Secretaria de Economía, “Norma Mexicana Nmx-R-046-Scfi-2011 Parques Industriales – Especificaciones (Cancela a La Nmx-R-046-Scfi-2005). Industrial Parks - Specifications,” *D. Of. la Fed.*, p. 6, 2011.
- [64] “Comisión Federal de Electricidad (CFE),” 2011. <http://www.cfe.gob.mx> (accessed Jun. 06, 2019).
- [65] “Coradir S.A.” <https://www.coradir.com.ar/> (accessed Apr. 15, 2021).
- [66] Diario Oficial de la Federación (DOF), 2017-6-12. Comisión Reguladora de Energía, 2018, pp. 9–12.
- [67] “Esquema de una instalación fotovoltaica - Medioambiente y naturaleza.” <https://medioambienteynaturaleza.com/esquema-instalacion-fotovoltaica/> (accessed Apr. 15, 2021).

Anexo 2.1

No de Caso	Id de nave	Numero de Panel	Balance positivo	Balance Negativo
Caso 1	1	7139	365	0
Caso 1	2	3052	365	0
Caso 1	3	3124	365	0
Caso 1	4	1329	365	0
Caso 1	5	1019	365	0
Caso 1	6	664	365	0
Caso 1	7	745	365	0
Caso 1	8	646	365	0
Caso 1	12	4202	365	0
Caso 1	13	1172	365	0
Caso 1	14	481	365	0
Caso 1	15	600	365	0
Caso 1	17	706	365	0
Caso 1	18	1083	365	0
Caso 1	19	408	365	0
Caso 1	25	1724	365	0
Caso 1	26	1043	365	0
Caso 1	29	264	365	0
Caso 1	33	2798	365	0
Caso 1	35	1110	365	0
Caso 1	37	781	365	0
Caso 1	40	535	365	0
Caso 1	41	597	365	0
Caso 1	42	1607	365	0
Caso 1	52	1128	365	0
Caso 1	56	572	365	0
Caso 1	62	2555	365	0
Caso 1	64	287	365	0
Caso 1	68	587	365	0
Caso 1	69	2072	365	0
Caso 1	70	959	365	0
Caso 1	71	351	365	0
Caso 1	72	224	365	0
Caso 1	75	64	0	365

Anexo 2.2

No de Caso	Id de nave	Numero de Panel	Balance positivo	Balance Negativo
Caso 2	1	7139	365	0
Caso 2	2	3052	365	0
Caso 2	3	3124	365	0
Caso 2	4	1329	365	0
Caso 2	5	1019	365	0
Caso 2	6	664	365	0
Caso 2	7	745	365	0
Caso 2	8	646	365	0
Caso 2	12	4202	365	0
Caso 2	13	1172	365	0
Caso 2	14	481	189	176
Caso 2	15	600	365	0
Caso 2	17	706	365	0
Caso 2	18	1083	365	0
Caso 2	19	408	0	365
Caso 2	25	1724	365	0
Caso 2	26	1043	365	0
Caso 2	29	264	0	365
Caso 2	33	2798	365	0
Caso 2	35	1110	365	0
Caso 2	37	781	365	0
Caso 2	40	535	365	0
Caso 2	41	597	365	0
Caso 2	42	1607	365	0
Caso 2	52	1128	365	0
Caso 2	56	572	365	0
Caso 2	62	2555	365	0
Caso 2	64	287	0	365
Caso 2	68	587	365	0
Caso 2	69	2072	365	0
Caso 2	70	959	365	0
Caso 2	71	351	0	365
Caso 2	72	224	0	365
Caso 2	75	64	0	365

Anexo 2.3

No de Caso	Id de nave	Numero de Panel	Balance positivo	Balance Negativo
Caso 3	1	7139	365	0
Caso 3	2	3052	365	0
Caso 3	3	3124	365	0
Caso 3	4	1329	365	0
Caso 3	5	1019	192	173
Caso 3	6	664	0	365
Caso 3	7	745	0	365
Caso 3	8	646	0	365
Caso 3	12	4202	365	0
Caso 3	13	1172	365	0
Caso 3	14	481	0	365
Caso 3	15	600	0	365
Caso 3	17	706	0	365
Caso 3	18	1083	347	18
Caso 3	19	408	0	365
Caso 3	25	1724	365	0
Caso 3	26	1043	246	119
Caso 3	29	264	11	354
Caso 3	33	2798	365	0
Caso 3	35	1110	365	0
Caso 3	37	781	0	365
Caso 3	40	535	0	365
Caso 3	41	597	0	365
Caso 3	42	1607	365	0
Caso 3	52	1128	365	0
Caso 3	56	572	0	365
Caso 3	62	2555	365	0
Caso 3	64	287	0	365
Caso 3	68	587	0	365
Caso 3	69	2072	365	0
Caso 3	70	959	65	300
Caso 3	71	351	0	365
Caso 3	72	224	0	365
Caso 3	75	64	0	365

Capítulo 3 Sistema de Información Geográfica

3.1 Introducción

En los capítulos anteriores hemos analizado los modelos matemáticos para conocer cómo se comporta la geometría del Sol para estudiar el comportamiento de la energía SFV, para conocer cuál sería el consumo de energía, cuál es la demanda de energía eléctrica y así poder estimar la forma de conocer el número de paneles, hemos tenido la necesidad de ampliar nuestros conocimientos para mejorar nuestros modelos utilizando herramientas más dinámicas y versátiles; para ello, en este capítulo estudiaremos los Sistemas de Información Geográfica (SIG) con sus características principales.

3.2 Definición de los SIG

Se puede entender por un SIG como una técnica o método para tratar los datos geográficos y nos permite combinar eficazmente información para deducir resultados, será necesario contar con fuentes de información junto con un conjunto de herramientas computacionales (*hardware y software*), dando como resultado una herramienta que puede combinar información gráfica y estadísticas para obtener un resultado de la combinación de lo anterior [1].

3.2.1 Ventajas del uso de los SIG

Las principales ventajas de la utilización de los SIG [1]:

- Nos permite realizar análisis vicariantes, lo que significa que nos permite hacer comparaciones entre perspectivas y escalas imitando con adecuada capacidad de representación de diferentes localidades en un mismo tiempo
- Podemos diferenciar entre cambios cuantitativos y cualitativos, mostrándonos una gran capacidad de cómputo
- Podemos gestionar un alto volumen de información en distintas proyecciones y escalas
- Puede integrar un gran volumen de información obtenida de datos geográficos y estadísticas junto a operaciones sobre variables topológicas
- Puede trabajar con múltiples aplicaciones y desarrollos, habiendo a nuestra disposición *software* estandarizado que pueden ir desde lo más básico como una caja de herramientas hasta una herramienta específica para un trabajo lista para utilizarse (llave en mano)

3.3 Campos de aplicación

Los campos de uso de las aplicaciones SIG son muy variados como socioeconómicas, forestales, catastrales, etc.; seguidamente mostraremos algunas con más detalle a continuación [1]:

- **Aplicaciones en el ámbito de la administración pública:** la mayor parte de los organismos públicos están vinculados de una forma u otra con la ordenación

territorial, el medio ambiente, la gestión catastral, adjudicación de terrenos para generación de energía, etc.

- **Aplicaciones de carácter socio económico:** estas cuentan con gran potencial de desarrollo, incluyen aplicaciones del tipo de localización de servicios y negocios, análisis financieros y de mercado o gestión del patrimonio, planificación y control de equipos de marketing, etc.
- **Aplicaciones en el campo medioambiental:** como por ejemplo gestión de riesgos ambientales, usos del suelo, gestión de espacios naturales, control de la contaminación, etc.
- **Aplicaciones en el campo de las infraestructuras locales, redes de distribución (en el campo de las *utilities*):** en este apartado se encuentran las redes de conducción de energía (agua, gas, electricidad, comunicaciones, etc.)
- **Aplicaciones en otros campos:** como hemos visto son muy numerosos los campos y se podrían conjuntar varios grupos de aplicaciones al mismo tiempo, por nombrar algunos: educación, investigación, seguridad, controles de navegación, análisis electorales, etc.

3.3.1 SIG en Internet

Un SIG en Internet, por ejemplo, puede utilizarse para buscar rutas, localizar servicios y direcciones, publicar Atlas electrónicos, avisar de acontecimientos de características geográficas como por ejemplo catástrofes naturales, ingresar a bases de datos de organismos públicos tales como censos, realizar aplicaciones de seguridad como análisis geográficos de criminalidad, realizar análisis demográficos, visualizar condiciones meteorológicas entre otras muchas, todo esto se puede hacer utilizando las aplicaciones SIG disponibles en Internet en la actualidad [1].

3.4 Cartografía básica

Los mapas generados por los SIG están sujetos a las normas y convenciones del lenguaje cartográfico, es lo que se denomina sintaxis cartográfica. A continuación, vamos a realizar un breve resumen de aquellos elementos más relevantes en un mapa, y así poder ser capaz de transmitir al usuario información que el que lo realizó ha determinado.

3.4.1 Conversiones

Como un mapa no es la realidad misma si no es una representación de la realidad, implica, en primer lugar, transformar un espacio de tres dimensiones a dos. Para ello se suele hacer describiendo la tercera dimensión como una cota, por ejemplo para describir un volcán, el sistema se definiría por medio de las coordenadas “x”, “y” y “z” donde esta última sería la altura [1].

3.4.2 Proyecciones

La proyección es el paso de una superficie esférica a otra plana; esto es muy importante ya que estas sirven para representar la Tierra en un plano con la menor deformación posible, para lo cual se usan los meridianos y paralelos. Existen cientos de proyecciones

en función de la forma en la que se genera este proceso. Estas se pueden clasificar en tres grupos básicos mostradas en la siguiente figura 3.1.

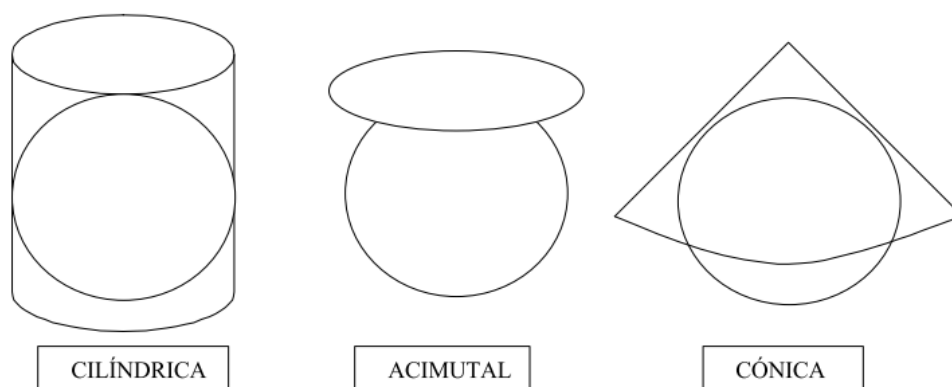


Figura 3.1 Proyecciones Cartográficas Cilíndricas [2]

Las Proyecciones Cartográficas Cilíndricas (PCC) utilizan como plano de proyección un cilindro tangente a la superficie de la Tierra en tanto que las proyecciones Cónicas emplean un cono tangente o secante, mientras que en las proyecciones Acimutales o polares el plano de proyección es tangente a un solo punto [1].

Además debemos resaltar que las propiedades de las proyecciones se fijan en función de las dimensiones mejor conservadas ya que otras zonas se deforman al hacer la proyección, las proyecciones equidistantes no deforman la distancia, las conformes los ángulos y las equivalentes las superficies [1].

3.4.3 Escala

La escala de un mapa es la relación entre éste y la realidad. La realidad se mostraría en una escala 1:1, es decir, un mapa a escala 1:25000 representaría 250 m en la realidad por cada cm de mapa. Cuanto más pequeño sea el factor de escala más grande será esta y viceversa, la escala de un mapa será la que determine el nivel de información del mismo. Las escalas se pueden clasificar en tres grupos [1][3]:

- Escalas pequeñas, cuando utilizamos mapas a partir de 1/200000
- Escalas medias están entre 1/200000 y 1/25000
- Escala grande: por debajo de 1/25000

3.5 Estructura de los datos en los SIG

Un SIG contiene una base de datos espacial que proporciona una representación de la realidad en base a objetos que tienen límites conocidos y definidos. Las informaciones de estos objetos, espaciales y temáticas, funcionan como un modelo de la realidad, con sus directrices y normas que constituyen lo que se define como un modelo de datos, donde los modelos básicos sobre los que se basa toda la organización de los sistemas SIG son el modelo ráster y el modelo vectorial [4].

3.5.1 Características generales de datos ráster

El ráster como modelo de datos espaciales se puede entender como una unidad espacial, que es una celda de tamaño elegible; su función es representar un fragmento del espacio, es decir, la parte dedicada a los datos geográficos donde se aplicaran tratamientos con otras capas rásteres para ampliar la información sobre el modelo [5][6].

La estructura de datos ráster es simple, pero es excepcionalmente útil; consta de una matriz de píxeles o celdillas. El píxel define el tamaño mínimo de información en una capa ráster y nos determina su resolución o escala, contiene información que representa el fenómeno descrito por el ráster, como por ejemplo, una categoría, tamaño, anchura o valor espectral. La categoría podría ser una clase de uso del suelo como un sembrado, una zona industrial o un bosque. Una magnitud podría representar la humedad, la contaminación ambiental o el porcentaje de probabilidad de nevada. La altura podría representar una elevación de superficie sobre el nivel del mar, que se podría utilizar para obtener propiedades de inclinación, orientación y cuenca hidrográfica. Los datos espectrales se utilizan en las imágenes satelitales y en las fotografías aéreas para mostrar la reflectancia de la luz y el color [7]; un ejemplo de la estructura ráster se muestra en la figura 3.2.

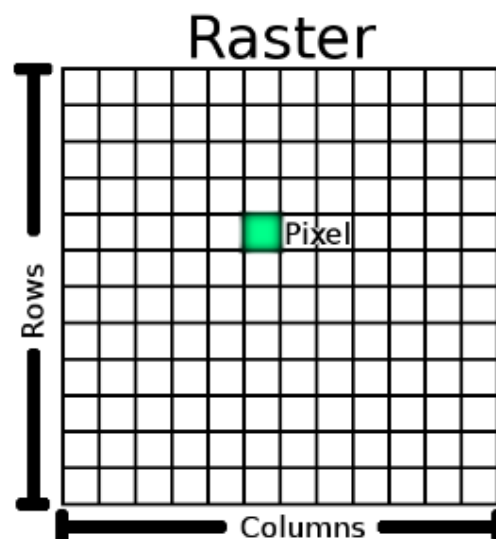


Figura 3.2 Ejemplo de un ráster donde cada pixel puede representar una localidad geográfica y el valor de la celda o pixel representa una característica [8].

La superficie representada por cada celda contiene el mismo ancho y altura, y es una parte equivalente a toda la superficie representada por el ráster. Por ejemplo, un ráster que representa la elevación, es decir, modelo digital de elevación (MDE), puede cubrir un área de 100 kilómetros cuadrados. En el caso en el que hubiera 100 celdas en este ráster, cada celda representaría 1 kilómetro cuadrado [7]; un ejemplo de un pixel se muestra en la siguiente figura 3.3.

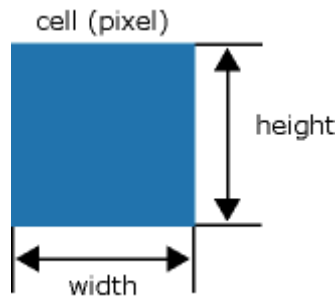


Figura 3.3 representación de un ráster mostrando el ancho y el largo para delimitar la celda o pixel [7].

El tamaño de los píxeles puede ser variable, ajustándose de manera que se pueda representar la superficie transmitida por el ráster y las entidades dentro de la superficie, como, por ejemplo, una milla cuadrada, una yarda cuadrada o incluso un pie cuadrado. Las dimensiones de la celda determinan el grosor o la delgadez con la que aparecerán los patrones o las entidades en el ráster (figura 3.4). Cuanto más pequeño sea el espacio de la celda, más fino será el ráster. Sin embargo, cuanto mayor sea el número de celdas, más demora el programa en procesar la información, aumentándose a su vez la demanda de espacio de almacenamiento. Si el tamaño de una celda es demasiado grande, se podría perder información o los patrones sutiles podrían oscurecerse. Por ejemplo, si el tamaño de celda es superior al ancho de una casa, la casa podría no apreciarse en el ráster [7].

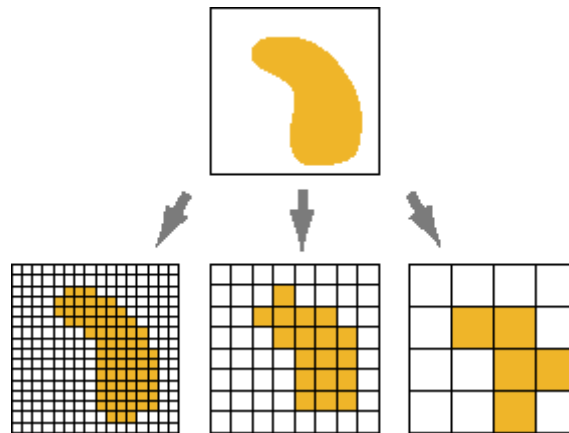


Figura 3.4 Figura muestra la forma en la que esta entidad poligonal simple se representará mediante un ráster en varios tamaños de pixel [7].

La localización de cada pixel o celdilla se organiza por la columna o fila en la que se localiza dentro de la matriz ráster. Las columnas y filas, quedan representadas por un sistema cartesiano, en las que las filas de la matriz son paralelas a las abscisas y las columnas a las ordenadas del plano cartesiano. Los datos de la columna y fila parten de cero. Un ejemplo de ello sería si el ráster se encuentra en un sistema de coordenadas proyectadas de proyección universal transversal de Mercator (UTM) y posee un tamaño de pixel de 100, la ubicación del pixel en 5,1 sería 300,500 Este, 5,900,600 Norte [7] (figura 3.5).

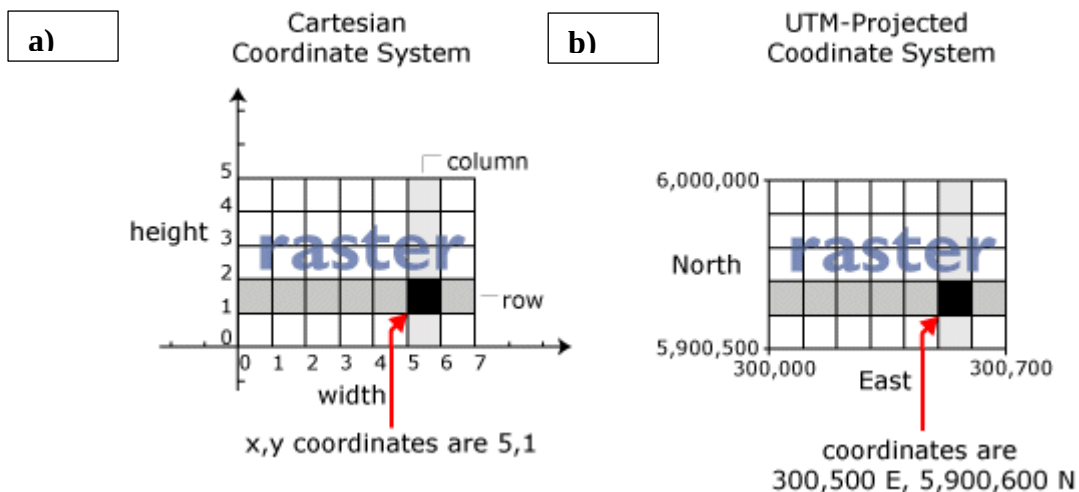


Figura 3.5 a) Representación de un sistema de coordenadas cartesianas, b) representación de un sistemas de coordenadas UTM [9].

3.5.2 Características generales de los datos vectoriales

El modelo vectorial se vale de usar figuras geométricas convencionales como puntos, líneas curvas, polígonos, círculos, elipses o volúmenes para representar las entidades del mundo real [10]; con esa lógica podremos crear mapas, por ejemplo un tejado, una carretera, un poste de alumbrado, etc., que puede ser representado por una línea, un punto o incluso por un polígono irregular, (figura 3.6).

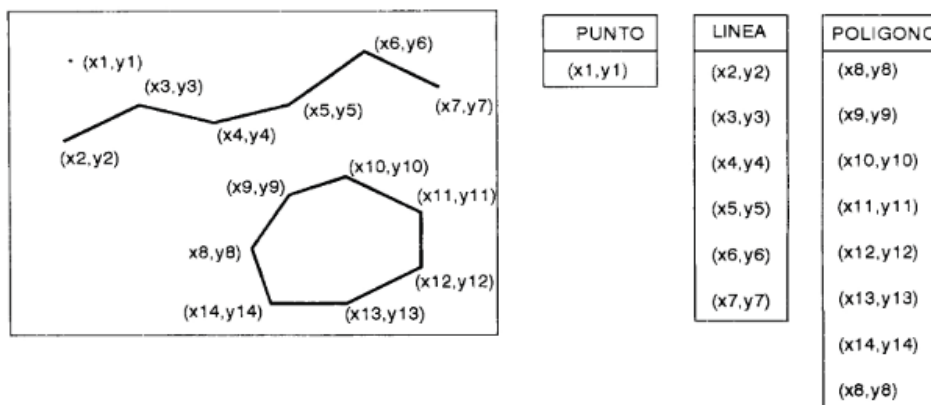


Figura 3.6 representación de los datos vectoriales (punto, línea, polígono) en un sistema de coordenadas cartesianas [4]

3.5.3 Ventajas de almacenar datos en forma de ráster

A veces existen datos que solo admiten el formato ráster, como las imágenes; también hay otros tipos de archivos que, por sus características, pueden ser representados con puntos y mediciones, como por ejemplo el viento, que puede ser representado como un tipo de datos ráster o en forma de vector; de este modo el sistema de representación por ráster presenta las siguientes ventajas [7]:

- Estructura de datos simple; la matriz de celdas con valores representa una coordenada y, en ocasiones, se encuentra vinculada a una tabla de atributos
- Formato potente para análisis espacial y estadístico avanzado
- Capacidad de representar superficies continuas y llevar a cabo análisis de superficie
- Capacidad de almacenar puntos, líneas, polígonos y superficies de manera uniforme, aunque en formato vectorial es más potente el usar estas características, dependerá del análisis a realiza.
- Capacidad de llevar a cabo superposiciones rápidas con *datasets*, conjunto de datos complejos habitualmente tabulado

Los archivos ráster habitualmente pueden requerir un gran espacio para guardarlos, dado que la resolución crece en función de la reducción del tamaño de la celdilla; la velocidad de procesamiento también crece, así como el espacio de almacenamiento en la memoria; como ejemplo de ello podemos mencionar que suponiendo que tenemos un área determinada, el cambio del tamaño de las celdillas a la mitad requerirá cuatro veces más de espacio de almacenamiento.

3.5.4 Ventajas de almacenar en forma de vectores

Existen cualidades que hacen atractivo almacenar en formato vectorial en lugar de ráster, como por ejemplo [11][2]:

- Poco volumen de almacenamiento en comparación con los datos ráster
- Mayor precisión que los datos ráster, ya que se pueden producir imprecisiones espaciales debido a los límites impuestos por las dimensiones de celdilla del ráster
- Mejor ajuste en realidades lineales y variables discretas que los datos ráster

Tanto los datos ráster como los datos vectoriales, se diferencian esencialmente en la estructura de los datos espaciales, en los métodos de análisis, en el volumen físico de la información y en las relaciones topológicas (relaciones de los elementos en el espacio) [1].

3.6 La topología en los SIG

La topología es la rama de las matemáticas que estudia las relaciones de los elementos en el espacio. Estas relaciones varían entre los sistemas matriciales y vectoriales, ya que en los sistemas matriciales las relaciones se producen entre celdas, como por ejemplo análisis de vecindad, formándose las entidades espaciales a partir de la proximidad física y de sus atributos entre celdillas o píxeles, mientras que los sistemas vectoriales es común apoyarse en una topología arco-nodo que está definida por una direccionalidad, la proximidad y la conectividad entre vectores, de tal manera que en razón de éstos y otros datos se definirán las distintas entidades espaciales [1].

3.7 Procesamiento de información

Los SIG tienen una dependencia absoluta de las fuentes de información que las alimenta. Existen dos grandes grupos que manejan un SIG, tablas y gráficos. El primero incluye los datos de estructura tabular que puedan ser coordinados con la superficie o territorio a estudiar (proyectos, encuestas, estadísticas, datos de campo, etc); el segundo contiene la cartografía y además los productos obtenidos de la captación de imágenes desde una fuente exterior (imágenes de satélite, orto-fotos, fotografía aérea, etc.). Los datos anteriores generalmente se relacionan dentro del área de trabajo mediante apuntadores, que son información en común a la base de datos y al mapa, por ejemplo el nombre de una autopista, un código municipal, el número de sondeo, etc. [1]

Actualmente, existen organismos nacionales e internacionales que se dedican a producir documentos digitales que pueden ser de mucha ayuda para trabajar con los SIG. Algunos de esos organismos son PVGIS, NASA, EUROSTAT, USGS, etc.; también muchas empresas privadas se están profesionalizando en la creación de datos digitales para su utilización con SIG [1].

La introducción de datos en los SIG está limitada por la disponibilidad de las fuentes de información, un ejemplo de ello puede ser un mapa que existe en papel y que deberíamos digitalizarlo o escanearlo, en tanto que si existe en formato digital lo podríamos utilizar directamente o si lo requiriera, utilizar un formato de conversión. Otra alternativa que hoy en día es muy popular es utilizar datos de satélites, ingresando al SIG las imágenes digitales previamente tratadas [1].

3.7.1 Análisis espacial con SIG

El análisis espacial es una herramienta fundamental en los sistemas SIG; esta herramienta está determinada por las relaciones topológicas entre elementos permitiendo realizar cálculos entre variables con el fin de obtener nuevos datos [1]. Las principales herramientas son las siguientes:

3.7.2 Superposición

Permite realizar con métodos vectoriales o matriciales el solapamiento de capas de información para obtener nuevas capas con datos del resultado del cálculo entre las anteriores [1].

3.7.3 Área de influencia

Son las áreas que a partir de una entidad espacial y de acuerdo con una o varias variables definen una nueva entidad en el área de trabajo, estas entidades pueden ser: estilo buffers (corredores), círculos o donuts (coronas), figuras regulares e irregulares en función del polígono de origen. También existe otra opción, usar la segmentación dinámica, que es de gran utilidad en análisis de redes, y que consiste en dividir una línea en función a los distintos datos que contenga cada segmento, como por ejemplo índices de contaminación, tráfico, caudales, etc.; con esto podemos darles diferentes anchuras a un mismo buffer en función de los datos de cada segmento [1].

3.7.4 Análisis de vecindad

Los análisis de vecindad nos permiten por medio de diferentes algoritmos, conocer como interactúa un objeto geográfico con su entorno y a la inversa. Por ejemplo, podemos conocer a qué distancia se encuentra cualquier punto de la zona que estamos estudiando respecto a una red eléctrica o cuantas fuentes de energías renovables existen alrededor de una zona urbana a una distancia dada [4].

3.7.5 Análisis de redes

Con este análisis, a partir de la topología, se pueden construir sistemas de redes. Estas pueden llegar a ser, por ejemplo, autopistas, redes hidrográficas, eléctricas, etc., siempre que conserven la característica del sistema (conexiones, dirección, tamaño, etc). Los usos más frecuentes de estos análisis son los que sirven para asignar recursos a lugares ayudando así a la localización de los mismos, y los análisis que buscan el camino óptimo [12].

3.7.6 Modelos Digitales de Elevaciones

Las técnicas utilizadas para levantar Modelos Digitales de Elevación (MDE) pueden ser las siguientes: modelos de triangulación, comunes en Geodesia, ciencia que estudia las dimensiones y forma de la Tierra, la realización de matrices cuadrangulares aportando un valor z a cada pixel [13]. Con este tipo de modelos podemos obtener cortes o perfiles, así como realizar con ellos análisis de visibilidad (muy útiles para detectar el sombreado en edificios y para las declaraciones de impacto ambiental). Igualmente, podemos estudiar la irradiancia que incide en el terreno, útil por ejemplo para la planificación instalaciones solares FV, solares térmicos etc. Es importante recordar dos aspectos de los MDE, primero, la representación es un modelo interpolado que partió de datos reales, los datos obtenidos necesitan ajustarse a unos coeficientes de calidad ajustados para cada proyecto; el segundo aspecto es que la variable z no tiene por qué ser siempre altura, puede ser común utilizarla para representar caudales, población, contaminación, etc. [1].

3.7.7 Modelización

Como hemos comentado anteriormente las herramientas de análisis espacial dotan a nuestro SIG de una gran capacidad para crear modelos del territorio, de manera que el SIG se puede utilizar como una herramienta de proyección y simulación. Por otro lado, y con bastante frecuencia, los SIG se pueden utilizar como banco de información o sistemas de almacenamiento geográfico[1].

3.8 Ejemplos de desarrollos recientes de los SIG

3.8.1 Sistemas de Información Geográfica y ciudades inteligentes

Las ciudades del mundo ya sean sostenibles, creativas o inteligentes, requieren un sistema que les permita gestionar sus recursos, los Sistemas de Información Geográfica (SIG) se perfilan como una herramienta indispensable para planificar, ordenar y clasificar las necesidades de las ciudades.

Una ciudad inteligente (*Smart City*) se puede definir como aquella ciudad que usa las tecnología de las comunicaciones y la información para lograr que su infraestructura fundamental y servicios públicos sean más eficientes e interactivos [14].

La adquisición de datos en las ciudades tienen varias fuentes ya que el 90% de la información que se trata actualmente es susceptible de ser geo-posicionada, por ejemplo, sensores para medir la polución, sensores de temperatura, nivel de CO₂, humedad, sensores estáticos de ocupación de plazas de aparcamiento, sensores de movimiento de algunos vehículos, tarjetas ciudadanas, redes sociales, etc.; estos datos pueden ser procesados, por ejemplo, con cálculo de distancia, creación de zonas de influencia, análisis de vecindad, etc., todo ello englobado dentro de un grupo de procesos de transformación de datos geográficos [12].

3.8.2 Ejemplo de mejora de las ciudades a través de los SIG

Existen muchas maneras para aplicar los SIG a la mejora de las ciudades, debido a su amplia cantidad de herramientas para organizar la información. Una función de estas herramientas es la denominada *Smart Water*, es una innovación para optimizar los procesos de gestión integral del agua usando los SIG para su tratamiento y mejora. Estos nuevos modelos de gestión reducen el consumo tanto de energía como de agua, mejoran el conocimiento de uso del recurso, tanto en zonas urbanas como en zonas industriales, ya que con este sistema se puede saber dónde se producen las fugas de agua casi en tiempo real; también brindan protección frente a desastres naturales, como son las inundaciones, gracias a la implantación de sistemas de gestión de drenaje avanzados basados en información meteorológica y sistemas de control a distancia, lo que permite una preparación y alerta temprana ante estos percances, teniendo un impacto positivo en el ahorro de recursos [15].

3.8.3 Redes inteligentes y SIG

El concepto de redes inteligentes (*Smart Grids*) consiste en la incorporación del concepto de “inteligencia” a las operaciones de las redes eléctricas a través del uso de nuevas tecnologías, con lo cual será factible la integración a la red eléctrica de Sistemas de Generación Distribuida (DG) y Fuentes de Energía Renovable (FER), así como permitirá la incorporación de mecanismos de control de la demanda y medición automática

3.8.4 Implantación de Sistema de Información Geográfica en empresas eléctricas

Las empresas eléctricas necesitan formas eficaces de visualizar la información; por tal motivo desarrollaron un SIG que cuenta con un modelo para manejo de datos geoespaciales, usando técnicas de Inteligencia Artificial (IA) como soporte a la toma de decisiones, primero desarrollando una ontología ligera (sistema de datos que define las relaciones existente entre los conceptos de un dominio) para dotar al sistema de la base conceptual. Para lograr las consultas automáticas desarrollaron un sistema de razonamiento basado en casos, donde la base de los casos contiene la descripción de las consultas estadísticas realizadas en forma de casos, teniendo cada consulta un total de 11 rasgos fundamentales como resultado de la ingeniería del conocimiento realizada, 8 casos predictores y 3 objetivos; este sistema inteligente de información geográfica, por ejemplo, está instalado en todas las empresas eléctricas de Cuba y cuenta con la certificación ISO 9126:2002 [16].

3.9 Principales aplicaciones SIG en el campo de las renovables y Características fundamentales por fuentes

Las fuentes de energías renovables (FER) tienen una distribución espacial mucho más dispersa y heterogénea que las fuentes convencionales [17], Esta dispersión tiene consecuencias desde el punto de vista del aprovechamiento, como también de las condiciones propias del lugar de explotación, distancia de distribución y consumo.

Los factores naturales junto con los factores antrópicos influyen notablemente en el aprovechamiento de las FER. La viabilidad técnica, la funcionalidad, la competencia por el uso del suelo y las características de la demanda, influyen en gran medida en la distribución y aprovechamiento de las FER [18].

Las variables geográficas de las FER son abordadas, frecuentemente, como variables SIG que son desarrolladas para encarar diferentes problemas de la generación distribuida con energías renovables [18].

3.9.1 Distribución espacial de la energía solar

La energía solar presenta la mejor distribución espacial en comparación con otras fuentes de energía, teniendo solamente pequeñas variaciones debido al ángulo de inclinación del terreno, que influirá en el ángulo de incidencia de la irradiancia solar, y por el sombreado por obstáculos como árboles, edificios, etc.; esto influirá en las horas de exposición de los rayos solares sobre la superficie incidente. Este recurso presenta una buena estabilidad en cuanto a los valores diarios medios mensuales, los cuales solo se ven afectados por la transparencia de la atmósfera. Por tal motivo tendremos que fijarnos en dos factores de su distribución en la superficie terrestre [18]:

- 1.- Las condiciones de localización geográfica y temporal, orientación, latitud y hora
- 2.-Las condiciones meteorológicas y climatológicas que especifican la irradiación diaria recibida y lo que varía para las distintas estaciones

Por tal motivo la influencia de los factores geográficos en la irradiación solar se calcula con cierta facilidad, pero no la variación de las condiciones climatológicas que se deben basar necesariamente en aproximaciones y modelos resultado de la observación [18].

3.9.2 Distribución espacial de la energía eólica

La distribución espacial de la energía eólica está regida firmemente por las condiciones topográficas de la zona. La energía eólica es generada debido a la transformación de la energía solar en energía térmica en amplias zonas de la atmósfera. Esta energía tiene un inconveniente, que presenta mayor incertidumbre a escala diaria que el aprovechamiento directo de la irradiancia solar, esto hace que para trabajar con esta fuente se tomen valores medios anuales de la velocidad del viento para caracterizar una zona determinada [18].

3.9.3 Distribución espacial de la biomasa

La biomasa muestra una distribución espacial dispersa, por lo que el aprovechamiento directo de la irradiancia solar es mayor que el aprovechamiento directo de la biomasa. Su acumulación energética se produce por su concentración con el paso del tiempo; esto da como resultado que su rendimiento energético respecto a la irradiancia solar incidente sea

muy pequeño, rondando entre un 0.5% y el 4%. La certidumbre del recurso depende del ciclo del agua, lo cual puede presentar variaciones importantes, pero teniendo una ventaja considerable que es el poder acumular esta energía de manera natural [18].

3.9.4 Distribución espacial de la energía hidráulica

Su distribución está determinada por las condiciones fisiográficas, visión general de las condiciones del relieve del área de estudio a partir de información topográfica, geológica, hidrológica y edafológica de la cuenca, y por la capacidad de caudal y el desnivel, además de la distancia a la que su encuentre el punto de demanda. Este recurso tiene un punto a favor, que es poder acumular la energía por medio de presas de agua. Su mayor inconveniente es la posibilidad de importantes variaciones interanuales del recurso debido a sequías [18].

3.10 SIG y Energías Renovables

Analizando la relación de los SIG con el campo de las FER se pueden encontrar tres grandes grupos, sistemas de soporte de decisiones, basadas en SIG, para la integración de energías renovables, SIG para la evaluación de energías renovables conectadas a la red, en la generación distribuida, y SIG para la evaluación de sistemas de generación de energía aislados de la red, esto es descentralizados de la red eléctrica [17].

3.10.1 Proyectos de Sistemas en soporte de decisiones basadas en SIG para la integración de energías renovables

Una muestra de estos sistemas se ha realizado dentro del programa APAS-RENA, teniendo en común el uso de una base del método de información geográfica, tal y como se muestra a continuación:

Proyecto REGIS

El proyecto REGIS consta de dos etapas:

En la primera etapa se desarrolló un SIG para FER como instrumento de planificación energética regional, donde el sistema se dirigía a usuarios técnicos, agentes económicos y agentes de decisión, para buscar e identificar posibles áreas para la colocación de tecnologías para la producción de energía renovable, determinando los efectos medioambientales y socioeconómicos de la misma [17].

A la segunda etapa la nombraron “Sistema de información Geográfica para Energías Renovables (REGIS) en Cataluña” [17]; fue desarrollado por el Instituto Catalán de la Energía (ICAEN), y su principal objetivo fue estudiar el potencial energético de los recursos renovables. Se apoya de un sistema de información geográfica sobre el cual se desarrollan los siguientes módulos: solar, eólico, biomasa y mini-hidráulica.

Los principales resultados obtenidos fueron energía primaria disponible de fuentes renovables y parte porcentual respecto a la energía primaria total de la zona y cuál es la reducción de emisiones de CO₂ consecuente por su utilización. REGIS cuenta con cuatro módulos que detallaremos a continuación [17]:

Módulo Energía Solar

El módulo realiza el cálculo de la superficie potencial para la instalación de colectores solares en el medio urbano teniendo en cuenta tanto el uso de los tejados como el sombreado. El dimensionado se realiza sobre la calefacción del edificio y la demanda de agua caliente sanitaria, llevando a cabo, en primer lugar, un acondicionamiento de los datos; después realiza un cálculo inicial del número máximo de captadores con su ubicación, teniendo en cuenta las sombras, demorando para la obtención del resultado de los cálculos anteriores 15 minutos, y borra los menos eficaces; finalmente crea el dimensionado de la instalación solar teniendo en cuenta la base de la demanda y la parte solar óptima [17].

Módulo Hidráulico

Su función es calcular el caudal y la energía anual para lo cual inicia tomando en cuenta la parte de los caudales clasificados, considerado únicamente las centrales de agua fluyentes. Como información base ocupa lo siguiente: la red hidrográfica, datos sobre “Evaluación de pequeñas centrales hidráulicas en Cataluña”, bases de datos de aprovechamientos energéticos y datos de aforos. Para realizar este estudio partieron de dividir los ríos tomando desniveles de 100 metros y tramos con aportaciones importantes. Para el módulo hidráulico es importante calcular el caudal ecológico (agua necesaria para mantener los valores ecológicos en el cauce del mismo), y el porcentaje de caudal en función del tiempo o porcentaje del caudal medio. Para realizar los cálculos utilizan los siguientes datos: el caudal ecológico, la pérdida de carga que permite obtener el salto neto a partir del salto bruto y los rendimientos de multiplicar el generador, el transformador, los rendimientos de la turbina (de existir) y las paradas por mantenimiento del equipo [17].

Módulo Biomasa

El Módulo de Biomasa toma en cuenta únicamente los residuos forestales, y se basa en mapas forestales de la zona, aportando información en polígonos de especies dominantes de biomasa, teniendo en cuenta las zonas según la distancia a una carretera, camino o pista forestal, menor a un valor que puede ser modificado. También elimina las zonas con inclinaciones mayores a un valor dado. Para el cálculo de conversión se estudia el poder calorífico interno sobre la base de la frondosidad y humedad de la biomasa, después se calcula el poder calorífico inferior (PCI) para cada una de las especies de árboles, dando como resultado la energía primaria disponible [17].

Módulo eólico

Su objetivo es evaluar los emplazamientos para parques eólicos, tomando en cuenta las restricciones como, por ejemplo, cercanía con poblaciones, parques naturales, etc., para lo cual utiliza una serie de capas con la siguiente información: atlas eólico (resolución 500m. y un valor de velocidad media anual a 10m. de altura), núcleos de población, infraestructuras viales y distribución de las líneas eléctricas de alta tensión. Para obtener la energía generada por cada parque se calcula el parámetro medio de una superficie determinada considerando una distribución de Weibull y la curva de potencia del aerogenerador. Este módulo también realiza un análisis de visibilidad para determinar la

zona desde donde es visible un aerogenerador en concreto y el número de aerogeneradores visibles desde un punto determinado [17].

Otros proyectos incluidos en el programa son:

Proyecto EPURE

El objetivo principal fue pasar de la evaluación de los recursos potenciales de las energías renovables a la evaluación del potencial económico buscando las inversiones [17]. Su objetivo específico es identificar regiones que tengan recursos renovables competitivos económicamente con un asumible nivel de riesgo, intentado estandarizar los datos de la demanda y los recursos y estableciendo zonas potenciales con aspectos técnicos, económicos y funcionales [19].

La metodología del proyecto se basa en el empleo de un SIG, lo cual permitió construir una herramienta de evaluación de recursos atractivos a los inversores, y que puede ser utilizada en todas las regiones consideradas del proyecto [17].

Proyecto EnTRACK

Su objetivo principal es establecer un sistema de soporte de decisiones que evalúe opciones de integración de energías renovables [17]. El sistema desarrolla una base de datos de energías renovables y un sistema de experto, que ayudan a planificadores y directivos energéticos. El sistema experto se ayuda de un SIG recibiendo y enviando información, con la función de ajustar los perfiles de demanda y energía cuando existen restricciones sociales, ambientales y económicas que son apropiadas, tanto para el presente como para el futuro, siendo esto la principal aportación de EnTRACK en comparación a las tecnologías actuales es la evaluación de recursos en función del tiempo [20].

3.10.2 Aplicación de un SIG a la evaluación de Energías Renovables conectadas a la red

Los SIG han tenido un papel importante en el estudio de la viabilidad de la energía FV. Existen numerosos ejemplos de proyectos referidos a la implantación de sistemas FV conectados a la red eléctrica, y numerosos ejemplos de sistemas FV instalados en tejados.

Desde el año 1997 Marnay realizó un estudio titulado “*Estimating the Environmental and Economic Effects of Widespread Residential PV Adoption Using GIS and NEMS*” sobre los efectos económicos y ambientales de la generación del uso en hogares de la energía FV en Estados Unidos utilizando SIG, para ello al SIG se le introdujeron tres variables: irradiación solar, el precio medio de la electricidad y la distribución espacial de la población. La irradiación solar de cada condado se calculó con el uso de 238 estaciones medidoras [21]. Después se aplicó un primer modelo estadístico lineal para generar polígonos, y un modelo espacial ponderado para estimar los datos de irradiación a nivel de condado. Los datos de población y precios de la energía se elaboraron a partir de fuentes documentales [21].

La primera etapa inició con los datos incluidos en el SIG, esto consistía en estimar la distribución potencial del sistema FV y la generación potencial de la energía a partir de los mismos.

La parte del proyecto consistió en la estimación, basándose en el NEMS (*National Energy Modelling System*) de los efectos económicos y ambientales de esta generación.

El proyecto demostró el enorme potencial que tienen los SIG para la simulación de escenarios y la combinación de diferentes escalas permitiendo la modelización y la planificación para la integración de FER.

3.10.3 Aplicación de un SIG a la evaluación de sistemas de generación de energía aislados de la red: sistemas descentralizados de la red eléctrica

Existen diversos ejemplos de SIG para la electrificación rural con energías renovables, aunque como ejemplo solamente mostraremos uno de los más importantes, el proyecto SOLARGIS: *“Integration of renewable energies for decentralised electricity production in regions of European Union and developing countries”* [17].

El proyecto SOLARGIS utiliza una metodología que está basada en una comparación del coste, píxel a píxel, del kWh producido por los sistemas FER y los sistemas no renovables. El potencial de las áreas estudiadas se realizó a través del cálculo y comparación del Coste de Electrificación Equivalente (LEC), de los sistemas considerados para cada unidad de estudio. Se utilizaron cuatro grids (mallados) con una resolución de 1km², con la siguiente información, densidad de población rural (habitantes por km²), irradiación global media sobre el plano de los paneles FV (kWh/m² año), distancia de conexión a la red eléctrica de Media Tensión (REMT) y velocidad media anual del viento (m/s). Para los estudios locales que analizan pequeñas superficies entre las zonas con mayor potencial. Estos estudios requiere de mayor resolución de datos, por lo que para lograrlo utilizaron fotografías aéreas para validar el potencial FV detectado y el sistema GPS (Global Positioning System) para la localización de líneas eléctricas y la ubicación de viviendas aisladas [17].

3.11 Parametrización del SIG aplicado a un sistema solar fotovoltaico: datos geográficos y geométricos

El uso de la energía solar fotovoltaica como una alternativa al empleo de los combustibles fósiles requiere del perfecto conocimiento del recurso solar y de la superficie de captación [22]. Por otra parte, una determinada aplicación, que utilice la energía solar fotovoltaica, precisa de un umbral de irradiancia solar por debajo del cual la aplicación no funciona; por tanto, es imperioso que la energía solar que incide sobre una determinada superficie sea evaluada con la máxima precisión posible [23]–[25].

Es conocido que la irradiancia solar depende del lugar donde se reciba [26], si bien no es especialmente sensible a pequeñas áreas; aun así, cuanto mayor sea la precisión espacial con la que se la determine mejor será el resultado de utilizar dicha energía en la conversión fotovoltaica. Esto únicamente puede ser conseguido mediante técnicas de simulación y modelización con la máxima resolución espacial [27], [28], como con el uso del SIG, que recrea las características de la zona de estudio con una alta definición [29]. Aunque el sistema SIG habitualmente se usa en la industria, también es posible utilizarlo en otros sectores de la sociedad como el residencial, comercial, recreativo o en edificios públicos y de servicios [30], [31].

Para poder aplicar el SIG a una zona concreta es necesario conocer las coordenadas geográficas del lugar, así como definir el tipo de coordenadas que se van a utilizar. Conocidos estos valores se puede pasar a realizar los siguientes pasos:

- Delimitación de la zona
- Recopilación de información
- Edición y clasificación de los datos
- Asignación de resultados a entidades

Referencias

- [1] J. Domínguez Bravo, “Breve Introducción a la Cartografía y a los Sistemas de Información Geográfica,” CIEMAT, Madrid, 2000.
- [2] F. A. Sarriá, “Sistemas de Información Geográfica.”
- [3] T. Fernández, “Los datos geográficos Cartografía I 2º Curso de IT en Topografía,” 2008, pp. 1–23.
- [4] J. M. Santos Preciado and D. Cocero Matesanz, “LOS SIG RASTER: HERRAMIENTA DE ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL Y TERRITORIAL,” 2009.
- [5] A. Moreno-Jiménez, *Sistemas y análisis de la información geográfica: Manual de autoaprendizaje con ArcGIS - Dialnet*, 2º. RA-MA, 2008.
- [6] T. Wade and S. Sommer, *SIG de la A a la Z : Diccionario ilustrado de los sistemas de información geográfica*. Redlands, UNITED STATES: Esri Press, 2015.
- [7] “¿Qué son los datos ráster? ArcMap 10.3.”
<https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/manage-data/raster-and-images/what-is-raster-data.htm> (accessed Apr. 29, 2021).
- [8] “Datos Raster.”
https://docs.qgis.org/2.14/es/docs/gentle_gis_introduction/raster_data.html (accessed Jun. 15, 2021).
- [9] “Georreferenciación de un ráster a un vector—Ayuda | ArcGIS for Desktop.”
<https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/manage-data/raster-and-images/georeferencing-a-raster-to-a-vector.htm> (accessed Apr. 29, 2021).
- [10] C. B. Jones, *Geographical information systems and computer cartography*. Taylor and Francis, 2014. doi: 10.4324/9781315846231.
- [11] “Cómo se almacenan y administran los datos ráster—Ayuda | ArcGIS for Desktop.” <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/manage-data/raster-and-images/how-raster-data-is-stored-and-managed.htm> (accessed Apr. 29, 2021).
- [12] V. Olaya, “Sistemas de información geográfica,” 2016.
- [13] J. Marquínez, *Modelos digitales del terreno*. 1994.
- [14] A. S. y H. Barani, Soheila Nouri, *Libro Blanco Smart Cities*, vol. 148. 2012.
- [15] E. Bustillo Holgado and P. Rodríguez Bustamante, “Los Sistemas de Información Geográfica y las ciudades inteligentes,” *Polígonos. Rev. Geogr.*, no. 27, p. 257, 2015, doi: 10.18002/pol.v0i27.3283.
- [16] N. Sánchez Fleitas, R. Comas Rodríguez, and M. M. García Lorenzo, “Sistema Inteligente de Información Geográfica para las empresas eléctricas cubanas,” *Ingeniare. Rev. Chil. Ing.*, vol. 27, no. 2, pp. 197–209, 2019, doi: 10.4067/s0718-33052019000200197.
- [17] J. Dominguez, “Los sistemas de información geográfica en la planificación e integración de energías renovables,” no. January 2002, 2014.

- [18] J. Domínguez Bravo, J. Amador, and I. Pinedo-Pascua, “Aplicaciones de los SIG en la integración de las energías renovables en la generación distribuida de electricidad,” *I Congr. Generación Distrib. Genedis*, vol. I, pp. 133–139, 2009.
- [19] “Economical potential use of renewable energies | EPURE Project | FP3 | CORDIS | European Commission.”
<https://cordis.europa.eu/project/id/RENA940054/es> (accessed Aug. 31, 2021).
- [20] J. A. Clarke, M. S. Evans, A. D. Grant, and N. Kelly, “Simulation Tools for the Exploitation of Renewable Energy in the Built Environment: The EnTrack-GIS System,” *fifth Int. IBPSA Conf. Build. Simul. '97*, 1997.
- [21] C. Marnay, R. C. Richey, S. A. Mahler, S. E. Bretz, and R. J. Markel, “Estimating the Environmental and Economic Effects of Widespread Residential PV Adoption Using GIS and NEMS,” *Contract*, no. October, 1997.
- [22] Q. Hernández-Escobedo, A. Fernández-García, and F. Manzano-Agugliaro, “Solar resource assessment for rural electrification and industrial development in the Yucatan Peninsula (Mexico),” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 1550–1561, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.200.
- [23] M. Guermoui, F. Melgani, K. Gairaa, and M. L. Mekhalfi, “A comprehensive review of hybrid models for solar radiation forecasting,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 258. Elsevier Ltd, p. 120357, Jun. 10, 2020. doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120357.
- [24] A. E. Gürel, Ü. Ağbulut, and Y. Biçen, “Assessment of machine learning, time series, response surface methodology and empirical models in prediction of global solar radiation,” *J. Clean. Prod.*, vol. 277, p. 122353, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122353.
- [25] A. Gul Kaplan and Y. Alper Kaplan, “Developing of the new models in solar radiation estimation with curve fitting based on moving least-squares approximation,” *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 2462–2471, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.08.095.
- [26] S. Copiello and C. Grillenzoni, “Solar Photovoltaic Energy and Its Spatial Dependence,” in *Energy Procedia*, Dec. 2017, vol. 141, pp. 86–90. doi: 10.1016/j.egypro.2017.11.017.
- [27] Q. Yang *et al.*, “A GIS-based high spatial resolution assessment of large-scale PV generation potential in China,” *Appl. Energy*, vol. 247, pp. 254–269, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.005.
- [28] J. Dong *et al.*, “Novel stochastic methods to predict short-term solar radiation and photovoltaic power,” *Renew. Energy*, vol. 145, pp. 333–346, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.05.073.
- [29] B. Pillot, N. Al-Kurdi, C. Gervet, and L. Linguet, “An integrated GIS and robust optimization framework for solar PV plant planning scenarios at utility scale,” *Appl. Energy*, vol. 260, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114257.
- [30] A. Alhamwi, W. Medjroubi, T. Vogt, and C. Agert, “Development of a GIS-based platform for the allocation and optimisation of distributed storage in urban energy systems,” *Appl. Energy*, vol. 251, Oct. 2019, doi:

10.1016/j.apenergy.2019.113360.

- [31] D. Groppi, L. de Santoli, F. Cumo, and D. Astiaso Garcia, “A GIS-based model to assess buildings energy consumption and usable solar energy potential in urban areas,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 40, pp. 546–558, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.scs.2018.05.005.

Capítulo 4 Modelización mediante SIG para una aplicación de tipo solar fotovoltaica

4.1 Introducción

El cálculo de la energía eléctrica generada a partir de un sistema fotovoltaico requiere del conocimiento de varios factores fundamentales, el nivel de irradiancia solar que se recibe sobre la zona donde se ubica el sistema fotovoltaico, la superficie de captación formada por el conjunto de paneles que constituye el sistema y el rendimiento de conversión de la energía solar en energía eléctrica por parte del dispositivo fotovoltaico. Prescindiendo de este último parámetro, que suele ser un dato proporcionado por el fabricante, y cuyo valor viene dado en base al tipo de material utilizado, los otros dos factores representan un reto que en la mayoría de las ocasiones resulta difícil superar con el suficiente nivel de precisión y fiabilidad.

Para la resolución del problema planteado, uno de los métodos más eficaces es recurrir a la geo-modelización mediante programas de diseño que permiten determinar con suficiente precisión y fiabilidad la superficie eficaz del lugar (“*spot*”) donde se ubicará el sistema fotovoltaico, en tanto la determinación del nivel de irradiancia solar ya ha sido previamente tratada. Uno de los programas que mejor permite la determinación de la superficie eficaz del spot es el ArcGIS que se apoya en el conocido Sistema de Información Geográfica, GIS por sus siglas en inglés, y cuyo desarrollo ha permitido avances significativos en diferentes campos de la ciencia gracias a su elevada precisión y fiabilidad.

4.2 Método de cálculo de la irradiancia solar mediante ArcGIS

El software de análisis de irradiancia solar calcula la irradiancia en zonas concretas, donde la cantidad de irradiancia total calculada para una superficie se proporciona como irradiancia global. El cálculo de la irradiancia difusa, directa y global se repite para la superficie de cada entidad, generando mapas de irradiancia para una superficie geográfica completa basada en métodos de algoritmos de cuenca visual hemisférica que fue desarrollado por Rich et al. y después ampliados por FU y Rich [1].

La herramienta de análisis de irradiancia solar de ArcGIS, que elegimos para usar en este estudio, fue seleccionada debido a que permite estudiar, sobre un mapa, los efectos que tiene el Sol en una superficie geográfica para periodos de tiempo específico. El análisis muestra los efectos atmosféricos, la elevación y la latitud de una ubicación, la inclinación y la orientación, los cambios diarios del ángulo solar y los efectos de las sombras producidas por la topografía circundante, dando como resultado unos datos de salida que pueden integrarse fácilmente con otros datos SIG o programas (Python, Excel) para realizar cálculos matemáticos iterativos y modelos de optimización propios, sirviendo de ayuda para el modelado de los procesos físicos que se ven producidos por el Sol [2].

4.2.1 Modelado de la irradiancia solar por ArcGIS

La herramienta de radiación de Spatial Analyst no incluye la irradiancia reflejada en el cálculo de la irradiancia total; por tal motivo, la irradiancia total será calculada mediante la suma de la irradiancia difusa y la directa; esta herramienta puede realizar cálculos para ubicaciones de áreas geográficas completas o solo puntos, para lo cual implica los siguientes pasos [3].

- El cálculo de una cuenca visual hemisférica que mira hacia arriba
- La superposición de la cuenca visual en un mapa solar directo para calcular la irradiancia directa
- La superposición de la cuenca visual en un mapa celeste difuso para calcular la radiación difusa
- El proceso se repite para cada ubicación de interés para producir un mapa de irradiancia

4.2.2 Cálculo de la cuenca visual

La cuenca visual es una forma de representación de todo el cielo que está visible cuando es observado desde una ubicación en concreto; para ello, primero realiza una búsqueda en un número específico de direcciones alrededor de una ubicación de interés y se procede a determinar el ángulo del horizonte o el ángulo máximo de obstrucción en el cielo. Para las demás direcciones sin búsqueda se interpolan los ángulos del horizonte, dando lugar los ángulos del horizonte a un sistema de coordenadas hemisféricas, lo cual representará un hemisferio de direcciones de tres dimensiones como una imagen ráster en dos dimensiones [3].

En cada celdilla de la cuenca visual se dispone de un valor asignado que le corresponde a esta dirección del cielo indicando si está obstruida o es visible. Las ubicaciones de las celdas de salida, columna y fila, corresponden al ángulo cenital θ , ángulo referente a la pendiente de la recta, y el ángulo acimutal α , ángulo referente al norte, en el hemisferio de direcciones [3].

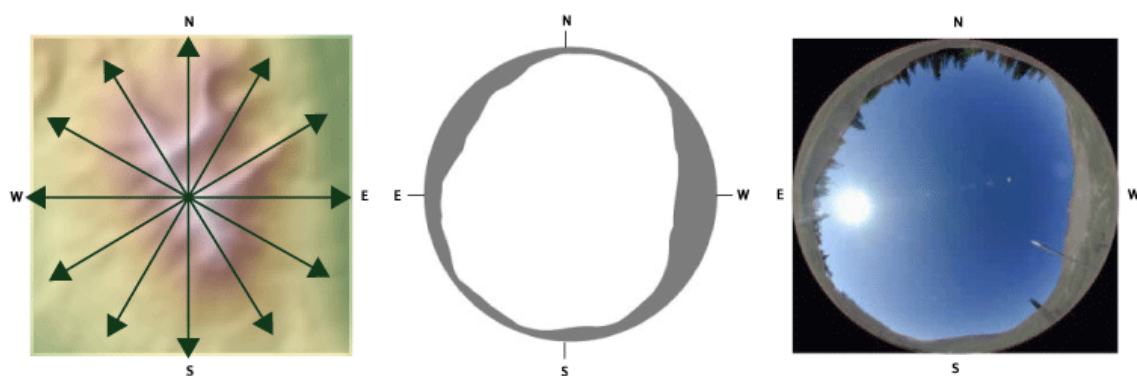


Figura 4.1. Ángulos horizontales, cuencas visuales resultantes y cuencas visuales representadas cartográficamente en la vista del cielo [3].

4.2.3 Cálculo del mapa solar

La irradiancia solar directa que se crea desde cada dirección del cielo se obtiene utilizando un mapa solar en la misma proyección hemisférica que la cuenca visual, siendo un mapa

solar una forma de representar este fenómeno en un ráster que muestra la posición aparente del sol o el recorrido solar cuando cambia en las horas del día y en los días del año [3].

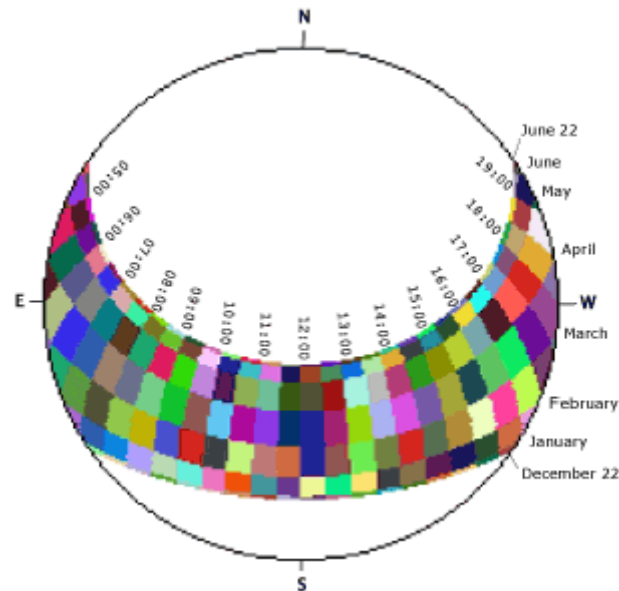


Figura 4.2 Mapa solar para latitud 45° N; período: 21 diciembre – 21 junio, En la figura cada cuadro de color representa la posición del sol mediante intervalos de 30 minutos en el día e intervalos mensuales en el año [3].

4.2.4 Cálculo del mapa celeste

Para calcular la irradiancia difusa de una zona en concreto, la herramienta crea un mapa celeste para mostrar una vista hemisférica de todo el cielo dividida entre una serie de sectores del cielo que se definen mediante ángulos acimutales y cénit [3].

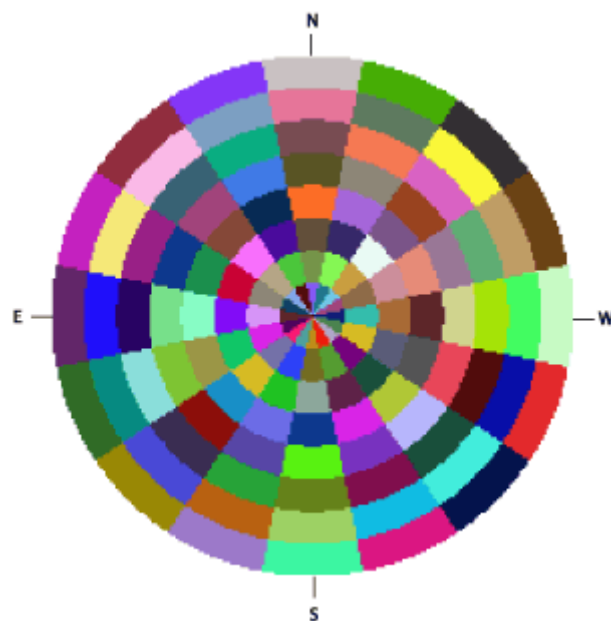


Figura 4.3 Mapa celeste con secciones en el cielo [3]

La figura anterior se ha creado mediante 16 divisiones de acimut y 8 divisiones de cénit; donde cada color es un sector único del cielo de donde se origina la irradiancia difusa.

4.2.5 Superposición de la cuenca visual con mapa solar y mapa celeste

Para el cálculo de la irradiancia el ráster de cuenca visual se superpone con los rásteres del mapa solar y mapa celeste para calcular la irradiancia difusa y directa que llega desde cada dirección del cielo.

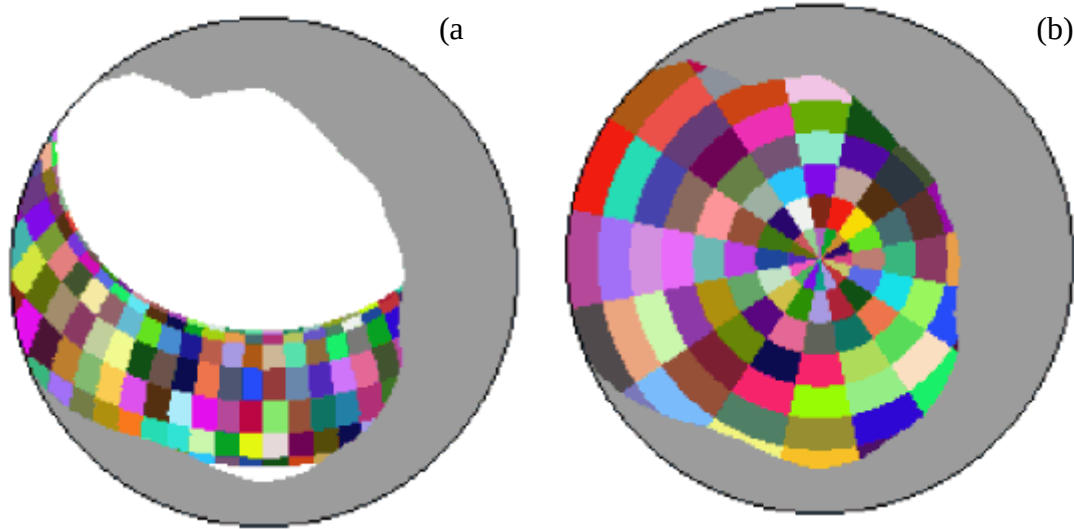


Figura 4.4 a) superposición de cuenca visual con un mapa solar, b) superposición de cuenca visual con un mapa celeste [3].

El color gris representa direcciones del cielo obstruidas. La irradiancia solar se calcula como suma de la irradiancia directa y difusa que se origina desde las direcciones del cielo no grises (sin obstrucciones) [3].

4.2.6 Ecuaciones usadas por ArcGIS para el cálculo de la irradiancia solar

Esta herramienta informática utiliza la irradiancia global (G_{tot}) que es obtenida mediante la suma de la irradiancia directa (B_{tot}) y la irradiancia difusa (D_{tot}) de todos los vectores del mapa del cielo y del mapa solar al respecto[1].

$$G_{tot} = D_{tot} + B_{tot} \quad (4.1)$$

4.2.7 Irradiancia solar directa en ArcGIS

La irradiancia directa total (B_{tot}) para una ubicación definida es el resultado de la suma de la irradiancia directa ($B_{\theta,\alpha}$) de la totalidad de los sectores del mapa solar [1].

$$B_{tot} = \sum B_{\theta,\alpha} \quad (4.2)$$

La irradiancia directa de la zona del mapa solar ($Dir_{\theta,\alpha}$) con un centroide en los ángulos cénit (θ) y el ángulo α que es el ángulo acimutal, se calcula mediante [1]:

$$B_{\theta,\alpha} = S_c * \beta^{m(\theta)} * SD_{\theta,\alpha} * SG_{\theta,\alpha} * \cos(AI_{\theta,\alpha}) \quad (4.3)$$

Donde S_c es el flujo solar fuera promedio fuera de la atmósfera (constante solar), $1367W/m^2$, β es la transmisividad de la atmósfera, que es el promedio de todas las longitudes de onda para la ruta más corta en dirección al cénit, $m(\theta)$ es la longitud de ruta

óptica relativa que mide como una parte en relación con la distancia de ruta del cénit, $SD_{\theta,\alpha}$ es el tiempo representado por sector del cielo. Para la mayor parte de los sectores la duración del tiempo es igual al intervalo diario multiplicado por el intervalo de tiempo, por ejemplo, media hora. Para los sectores parciales, cercanos al horizonte, donde la duración se calcula mediante la geometría solar. $SG_{\theta,\alpha}$ es la fracción de espacio para el sector del mapa solar, $AI_{\theta,\alpha}$ es el ángulo de incidencia entre el eje normal para la superficie y el centroide del sector del cielo [1].

La longitud óptica relativa, $m(\theta)$, se determina por el ángulo cénit del sol y elevación sobre el nivel del mar, para ángulos cénit menores que 80° , pudiendo calcularse mediante la siguiente ecuación [1]:

$$m(\theta) = \frac{EXP(-0.000118 * Elev - 1.638 * 10^{-9} * Elev^2)}{\cos(\theta)} \quad (4.4)$$

Siendo θ el ángulo cénit del sol, Elev es la elevación sobre el nivel del mar, medida en metros.

El software considera el efecto de la orientación del área al ser multiplicado por el coseno del ángulo de incidencia. Para el ángulo de incidencia, $AIS_{\theta,\alpha}$ dividida entre la superficie interceptora y un sector del cielo determinado con un centroide en los ángulos acimutal y cénit se calcula mediante la siguiente ecuación [1]:

$$AIS_{\theta,\alpha} = \arccos[\cos(\theta) * \cos(G_z) + \sin(\theta) * \sin(G_z) * \cos(\alpha - G_a)] \quad (4.5)$$

Donde G_z representa el ángulo cénit del área superficial, G_a es el ángulo acimutal de la superficie.

4.2.8 Cálculo de la irradiancia difusa por ArcGIS

El software calcula para cada sector del cielo la irradiancia difusa en su centroide, D , y ésta se integra al intervalo de tiempo donde es corregida con el ángulo de incidencia y con el intervalo de espacio mediante la siguiente ecuación [1]:

$$D_{\theta,\alpha} = R_{glb} * P_{dif} * Dur * SG_{\theta,\alpha} * W_{\theta,\alpha} * \cos(AI_{\theta,\alpha}) \quad (4.6)$$

Donde R_{glb} es la irradiancia global perpendicular descrita en la ecuación (4.7), P_{dif} es la proporción del flujo de irradiancia global normal difundido, generalmente es 0.7 para condiciones de cielo muy nublado y 0.2 para condiciones de cielo muy claro. Dur es la duración de tiempo para el análisis. $SG_{\theta,\alpha}$ es la porción de cielo visible o fracción de espacio para el sector del cielo. $W_{\theta,\alpha}$ es la porción de la irradiancia difusa que se origina en una parte del cielo en concreto, descrito en la ecuación (4.8) y (4.9), $AI_{\theta,\alpha}$ el ángulo de incidencia entre la superficie receptora y el centroide del sector del cielo[1].

La irradiancia global normal R_{glb} la cual mediante el resultado de la suma de la irradiancia directa en cada sector, incluidos los sectores obstruidos, sin la corrección para el ángulo de incidencia, y la posterior corrección para la proporción de irradiancia directa que es equivalente a $1 - P_{dif}$:

$$R_{glb} = \frac{(S_{Const} \sum (\beta^{m(\theta)}))}{(1 - P_{dif})} \quad (4.7)$$

Para el modelo difuso de cielo uniforme, $W_{\theta,\alpha}$ se calcula con la siguiente ecuación:

$$W_{\theta,\alpha} = \frac{(\cos\theta_2 - \cos\theta_1)}{Div_{azi}} \quad (4.8)$$

Donde θ_1 y θ_2 representan los ángulos cénit de delimitación del sector del cielo, Div_{azi} representa el número de divisiones acimutales en el mapa del cielo.

Para el caso del modelo de cielo cubierto estándar, $W_{\theta,\alpha}$ será:

$$W_{\theta,\alpha} = \frac{(2\cos\theta_2 + \cos 2\theta_2 - 2\cos\theta_1 - \cos 2\theta_1)}{4 * Div_{azi}} \quad (4.9)$$

Donde la irradiancia solar difusa total para la ubicación D_{tot} se obtiene mediante la suma de la irradiancia solar difusa, D , para todos los sectores del cielo:

$$D_{tot} = \sum D_{\theta,\alpha} \quad (4.10)$$

4.3 Geo-modelización con ArcGIS

La geo-modelización con ArcGIS persigue diferentes objetivos, entre los cuales podemos mencionar los siguientes:

- Calcular la superficie total útil disponible en los tejados de edificios para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos y seleccionar los emplazamientos idóneos
- Determinar la irradiancia solar recibida en la zona seleccionada
- Estimar la potencia instalada y la producción fotovoltaica

4.4 Metodología

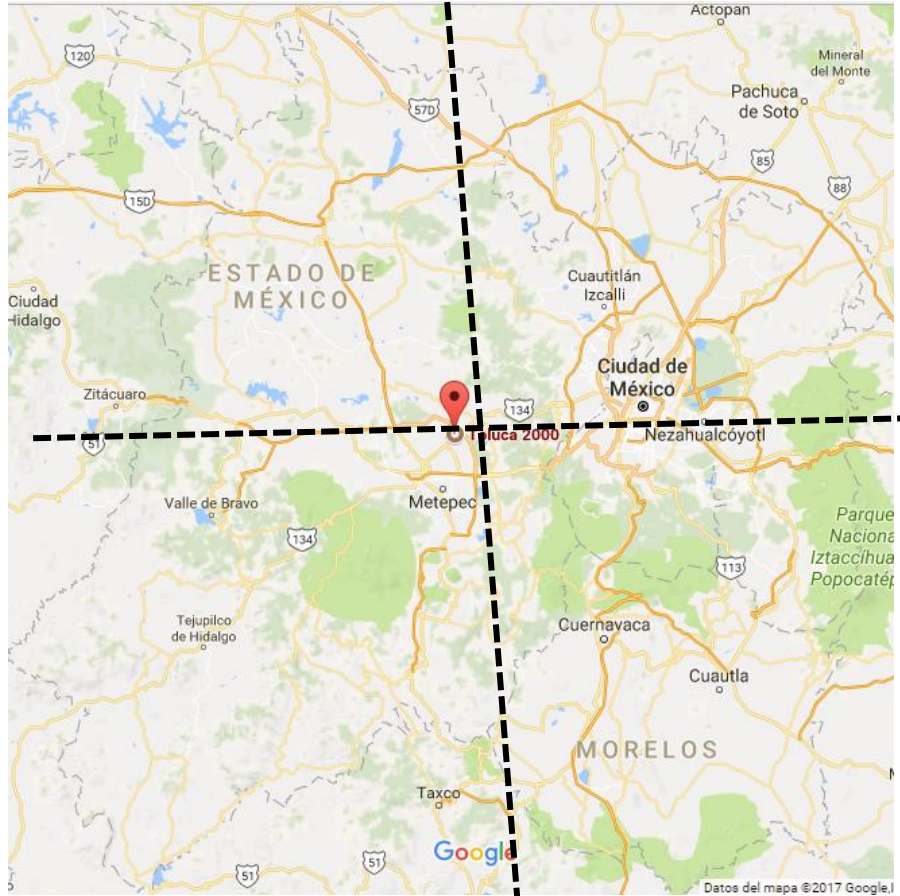
El aprovechamiento de la energía solar en las edificaciones presenta diferentes opciones tecnológicas tales como los sistemas solares térmicos, que convierten la energía procedente del Sol en energía térmica utilizando los llamados captadores solares, o los sistemas fotovoltaicos que son los encargados de transformar la radiación electromagnética de los fotones de la irradiancia solar en corriente eléctrica empleando los conocidos módulos fotovoltaicos. Este trabajo se centra, únicamente, en el estudio del potencial fotovoltaico, descartando la evaluación del potencial térmico, aunque el procedimiento para su determinación sea similar.

4.5 Localización de la Zona industrial: delimitación e interés particular como zona de testeo del modelo propuesto

En nuestro caso, el lugar seleccionado para el estudio es el Parque Industrial Toluca 2000, situado en el municipio de Toluca, Estado de México, México. Las razones por la que se ha seleccionado este emplazamiento son:

- El nivel de irradiancia solar promedio sobre plano horizontal es de 5.45 kWh/m²·día, un valor considerablemente alto, comparable al que se recibe en las zonas más soleadas de España, como la región de Murcia y Almería, lo que lo hace especialmente interesante para el aprovechamiento fotovoltaico de la energía solar
- La base de datos de LIDAR en Toluca es considerablemente buena y está disponible para su uso con carácter profesional
- La población de Toluca es razonablemente elevada, ligeramente por encima de 1.5 millones de habitantes, constituyendo un núcleo de población con una demanda energética considerable
- La zona metropolitana abarca una población de casi 2.4 millones de habitantes, lo que significa que en la zona aledaña a la ciudad habitan casi 1 millón de personas distribuidas en una amplia zona de terreno, condiciones altamente interesantes para aplicar los principios de Generación Distribuida por medio del uso de la energía solar fotovoltaica
- El número de viviendas particulares habitadas se sitúa en el entorno de doscientas mil, con un promedio de 4.13 habitantes por vivienda, otro dato que apoya el uso de la energía fotovoltaica
- La red de electrificación presenta una cobertura superior al 99%, lo que indica que el problema de conexión de un sistema fotovoltaico a red es prácticamente inexistente
- Existe una considerable actividad industrial, con 1712 fábricas registradas en el entorno urbano y 462 en la zona conurbana. Este elevado valor nos permite señalar que la aplicación de un sistema como el propuesto, para aplicaciones de uso industrial, gozará de un elevado campo de acción
- El nivel de insolación es muy elevado, con un total de horas de Sol al año superior a las 2025 horas

Dado que los datos anteriores muestran que es una zona de interés para realizar este trabajo, se procedió a identificar la zona de estudio a través de los mapas geográficos de la región, de manera que se pudieran determinar las coordenadas geográficas de longitud y latitud con la precisión necesaria. En el caso de nuestro estudio, el Parque Industrial Toluca 2000 presenta unas coordenadas de latitud 19.38 N y longitud 99.65 W (figura 4.1)



4.5 Situación geográfica del Parque Industrial Toluca 2000 [4]

4.5.1 Tipo y tamaño de la superficie: mallado de la red

Una vez localizada la zona de trabajo es necesario identificar las superficies donde se van a colocar los paneles fotovoltaicos, que en nuestro caso son los tejados correspondientes a las naves industriales del mencionado Parque Industrial. El principal problema que se deriva del uso de coordenadas geográficas es su escasa resolución para un tipo de aplicación como el que nos ocupa, dado que las coordenadas generalmente proporcionan una resolución máxima de 1 minuto de arco, lo que equivale a una distancia de 1.85 km a nivel del Ecuador; por lo que para la latitud de Toluca, 20°, habrá que realizar una corrección en función de dicha latitud. A partir de la representación geográfica del plano ecuatorial y del que pasa por el paralelo del lugar (figura 4.6), podemos poner [5]–[7]:

$$r = R \cos \phi \quad (4.11)$$

Donde r es el radio del plano de la Tierra que pasa por el paralelo del lugar, R es el radio de la Tierra y ϕ la latitud del lugar.

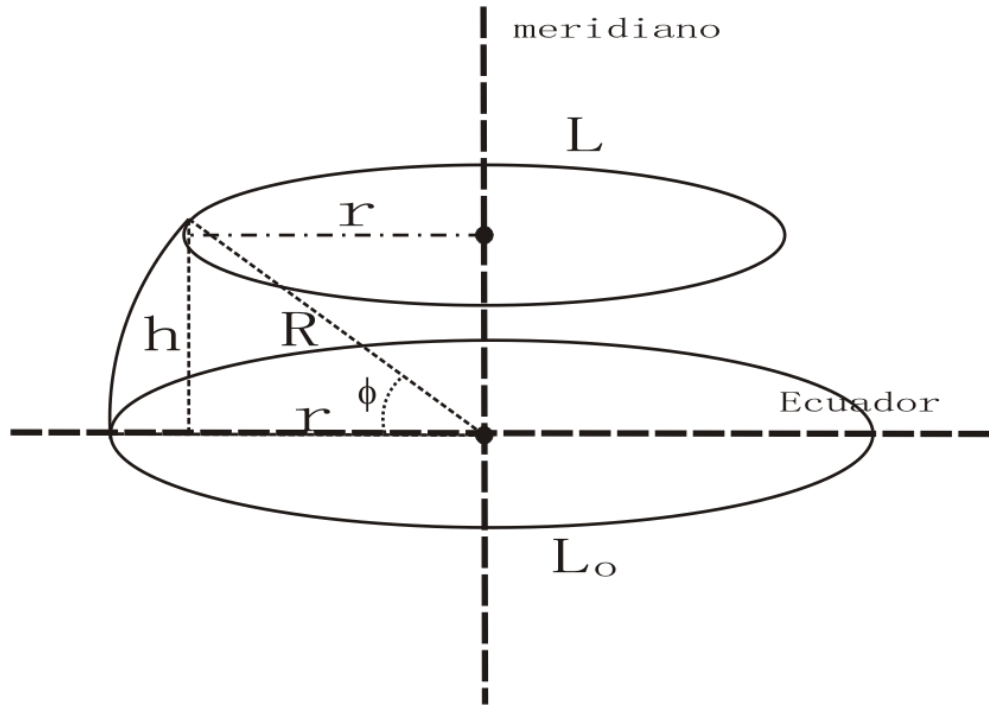


Figura 4.6 Representación esquemática de los planos geográficos (elaboración propia)

Las longitudes del plano ecuatorial y del que pasa por el paralelo de la localidad vienen dados por:

$$L = 2\pi r ; L_o = 2\pi R \quad (4.12)$$

Combinando las ecuaciones (4.11) y (4.12):

$$L = L_o \cos \phi \quad (4.13)$$

Siendo ϕ la latitud del lugar.

Por tanto, la resolución espacial para cada una de las circunferencias vendrá dada por:

$$x = \frac{L\varphi}{360} ; x_o = \frac{L_o\varphi}{360} \quad (4.14)$$

Donde φ es la resolución angular, que se considera constante independientemente del plano de referencia.

A partir de las ecuaciones anteriores la resolución espacial para la zona en estudio será:

$$x = x_o \cos \phi \quad (4.15)$$

Y si tenemos en cuenta que la resolución espacial para el plano ecuatorial es:

$$x_o = \frac{L_o\varphi}{360} = \frac{(4 \times 10^7)(1/60)}{360} = 1852m \quad (4.16)$$

La resolución para el plano de referencia correspondiente a la localidad en estudio viene dada por:

$$x = x_0 \cos \phi = 1852 \cos(20) = 1740m \quad (4.17)$$



Figura 4.7 Vista cenital del Parque Industrial Toluca 2000 (fuente: mapa base satélite de Google) [8]

Si nos centramos en la zona de trabajo, correspondiente al Parque Industrial en su conjunto, cuya imagen nos muestra la figura 4.7, que tiene un área de 2.307 km², y realizamos una representación pantográfica con rotación de ejes para determinar las dimensiones lineales del polígono industrial (figura 4.4), podemos observar que la longitud del polígono es de 32.488 u.m.a. y la anchura de 24.657 u.m.a. (unidades métricas arbitrarias).

Teniendo en cuenta el área del Parque Industrial, cuyo dato ha sido proporcionado por la municipalidad de Toluca, y considerando la representación pantográfica de la figura 4.4, dada por el polígono en negro, al cual se han asociado los dos rectángulos de color rojo, y cuyas dimensiones, de acuerdo con la representación pantográfica, resultan ser de 32.488 u.m.a. de longitud por 15.369 u.m.a. de anchura, para el rectángulo mayor, y de 9.288 u.m.a. de longitud por 10.596 u.m.a. de anchura para el rectángulo de menor tamaño, es posible determinar las dimensiones reales de cada una de las secciones del Parque representadas por los rectángulos de la figura 4.8



Figura 4.8 Representación pantográfica del Parque Industrial Toluca 2000 (elaboración propia)

Operando con los valores antes mencionados se obtiene un área para la representación pantográfica de 597.7 (uma)^2 , lo que indica que cada u.m.a. tiene un valor de 62.127 m. Utilizando los valores dados por la representación pantográfica de la figura 4.8 podemos comprobar que las dimensiones lineales de las dos secciones del polígono industrial son:

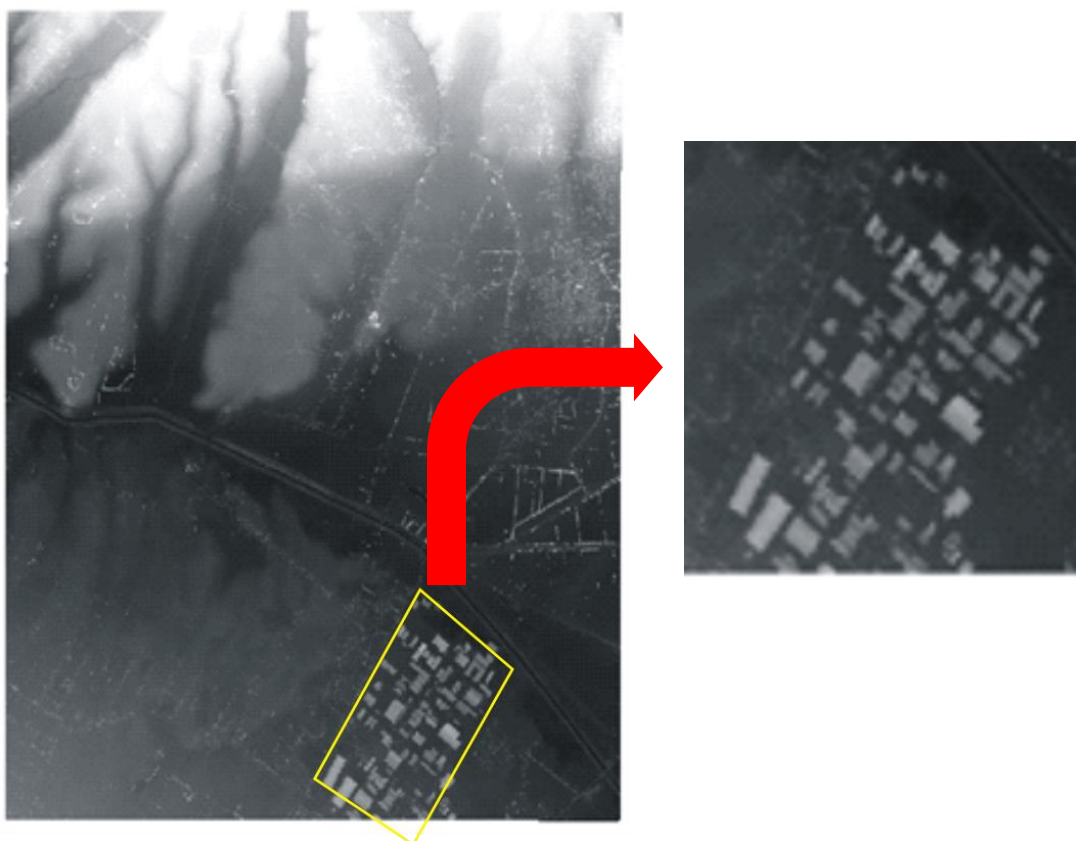
Polígono mayor: $L=2.018 \text{ km}$; $W=0.955 \text{ km}$

Polígono menor: $L=0.658 \text{ km}$; $W=0.571 \text{ km}$

Si utilizamos la resolución espacial proporcionada por las coordenadas geográficas, 1.74 km, podemos comprobar que es una cantidad que resulta demasiado grande para el tamaño de nuestro parque industrial. Por ello, es necesario recurrir a un método alternativo que proporcione una mayor resolución, del orden de magnitud del tamaño de los tejados de las naves industriales, o incluso mayor, si es posible. Teniendo en cuenta que las dimensiones de una nave industrial, en promedio, son de 40 metros de longitud y 20 metros de anchura, es preciso utilizar un sistema cuya resolución espacial sea, como mínimo, inferior a 20 m.

A partir de los datos proporcionados por la representación pantográfica de la zona de estudio, se ha determinado un factor de escala que permita obtener una resolución acorde con el tamaño de las naves de menor tamaño al tiempo que satisfacer los requisitos impuestos por el sistema de identificación dado por el propio sistema de representación, de manera que el mallado de la red pueda identificar spots del tamaño requerido y tenga la mayor precisión y exactitud posibles; en este sentido, nuestro sistema requiere de una identificación a través de imágenes que establezcan las proporciones entre longitud y anchura de cada uno de los spots tanto en sentido longitudinal como transversal.

Para resolver la identificación de los spots se ha recurrido a imágenes LIDAR, tal y como muestra la figura 4.9, donde se aprecia en la zona inferior el área correspondiente al Parque Industrial con cada una de las naves industriales que lo conforman.



*Figura 4.9 Imagen LIDAR de la zona de estudio: terreno Grid, escala 1:10000
(fuente INEGI) [9]*

Es fácil observar en la ampliación de la zona de estudio, a la derecha de la imagen, que las naves no tienen una disposición preferencial, estando algunas de ellas alineadas con la orientación preferente del parque industrial en tanto otras muestran un alineamiento de tipo transversal; esto obliga a que la resolución del mallado sea regular con la misma longitud y anchura para cada celda del mallado.

Si atendemos a la disposición longitudinal de las naves, el mallado debe cumplir la condición de incluir la anchura de todas aquellas naves que presentan dicha disposición, o en su práctica totalidad; el resultado de aplicar esta condición se muestra en el lado izquierdo de la figura 4.10.

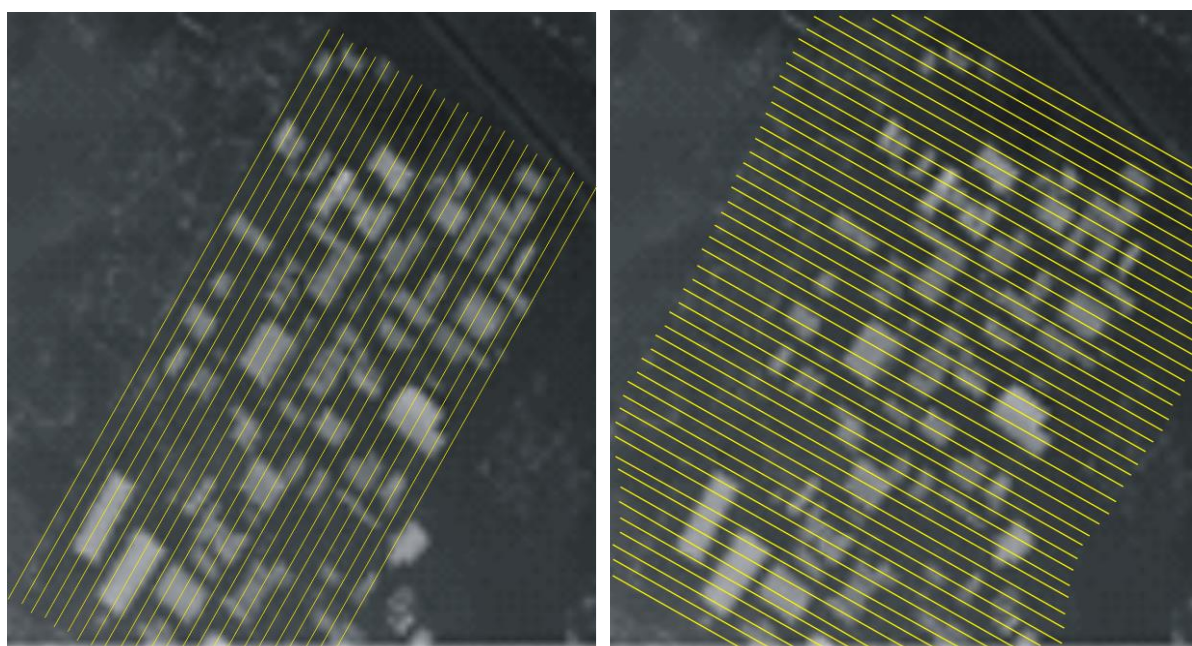


Figura 4.10 Mallado longitudinal (izda.) y transversal (dcha.) del área de trabajo (elaboración propia)

Teniendo en cuenta que la imagen de la figura 4.10 corresponde al rectángulo de mayor tamaño en la representación pantográfica de la figura 4.8, y que dicho rectángulo tiene una anchura de 955 m, si se quiere alcanzar una resolución de 20 m, que es la anchura promedio de una nave, el número de celdas deberá ser de 47.75, valor que se aproxima a 50 por razones prácticas.

Una observación detallada nos indica que la anchura de la práctica totalidad de las naves queda enmarcada dentro de este mallado, habiendo algunas que ocupan dos o más celdas, lo cual aumenta la precisión a la hora de realizar las simulaciones; por tanto, se puede dar por válido el mallado longitudinal.

Para el mallado transversal se procede de igual manera, obteniéndose una representación gráfica como la del lado derecho de la figura 4.10. En este caso el número de celdas se obtiene a partir de la longitud de la representación pantográfica, 2018 m, y de la longitud promedio de una nave industrial, que es de 40 m; por tanto, el número de celdas transversales es de 50.45, que podemos aproximar, igualmente, a 50 como en el mallado longitudinal.

La configuración previamente descrita daría lugar a un mallado de 50x50 celdas, con resolución longitudinal de 40 m y transversal de 20 m; sin embargo, se ha preferido aumentar la resolución siempre que las herramientas de apoyo del sistema SIG lo permitan; teniendo en cuenta que con dicha metodología se pueden alcanzar píxeles de hasta 5 m de resolución, el mallado se ha ampliado hasta 400 celdas en sentido longitudinal y 200 celdas en sentido transversal, lo que da lugar a un total de 8×10^4 celdas.

El estudio anterior del mallado sirve para analizar y justificar el uso de herramientas SIG dado el gran número de celdas que se obtienen, por lo que se opta por utilizar la resolución

alcanzada por la imagen LIDAR de la zona de estudio, además está dentro del tamaño que funciona para estudiar los techos de la zona industrial.

Como es evidente, para el manejo de una matriz de 80000 celdas, se ha precisado de un computador que permita el manejo de la información para cada celda sin prolongar excesivamente el ciclo de trabajo; por ello, se ha utilizado una estación de trabajo que cuenta con un procesador de alta velocidad, por encima de 3.5 GHz, con ocho núcleos dobles que permiten operar en paralelo, constituyendo así un sistema de hasta 16 núcleos de trabajo. El proceso ha sido apoyado en una memoria de 32 GB que agiliza los procesos de intercambio con el procesador.

4.6 Recopilación de la información

El proyecto de investigación ha dispuesto de acceso a diferentes fuentes documentales y recursos electrónicos, principalmente datos del INEGI (Instituto Nacional de Estadística y Geografía de México) [10]–[12], además de otras bases de datos cartográficos y documentos disponibles en otras bases de datos espaciales [13]–[16], datos referentes a la irradiancia solar y parámetros climáticos [17]–[19], recursos bibliográficos de la Universidad Complutense de Madrid [20]–[23], del Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas (CIEMAT) de Madrid (España), con acceso a portales temáticos y producción científica específica, utilización de bases de datos y aplicaciones informáticas, modelos y proyectos del Grupo de Tecnologías de la Información Geográfica y Energías Renovables (gTIGER) del CIEMAT, además de una gran base de referencias bibliográficas gestionadas con EndNote [24]–[30].

Para este proyecto la tecnología de información geográfica para el desarrollo de modelos geográficos y análisis espacial, fuentes de datos y sus tratamientos, ha utilizado, de forma preferente, las herramientas informáticas SIG para ser integradas en el software ArcGIS 10.4; asimismo, para el diseño de aplicaciones se han empleado el programa Python 3.5, que ofrece otras posibilidades para automatizar y facilitar nuestros procesos.

4.6.1 Edición y clasificación de los datos

Para llevar a cabo el proceso de simulación y modelado ha sido necesario, en primer lugar, definir el sistema de coordenadas geográficas con el que se va a trabajar, habiendo seleccionado el WGS 1984 UTM Zone 14N por ser el más comúnmente empleado.

A continuación, se ha procedido a geo-referenciar la imagen LIDAR para que coincida con las coordenadas de la zona de estudio.

Utilizando el mapa de la figura 4.9 se analizó y ubicó la zona de estudio que aparece en la figura 4.11; utilizando la herramienta ArcMap se extrajo y se calculó el área de esta superficie resultando ser de 2.307 km².

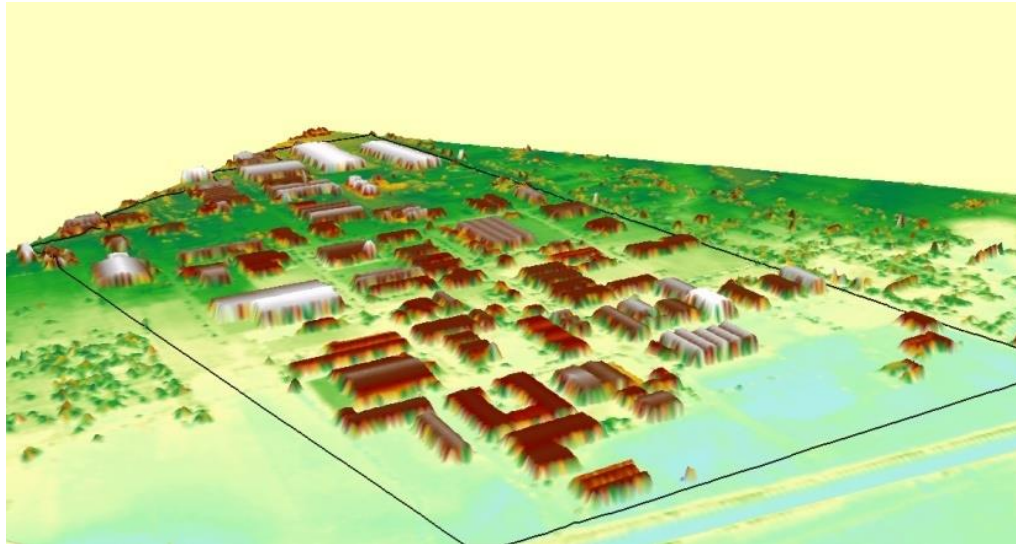


Figura 4.11 Modelo 3D Zona de estudio delimitada (elaboración propia)

Como se puede observar en la figura 4.11 la zona de estudio aparece representada en forma tridimensional, lo que nos permite no solamente calcular el área de la misma, sino también las características de los elementos que la conforman, tales como altura de las edificaciones, presencia de vegetación y objetos que pudieran generar sombra sobre la zona donde van a ser ubicados los paneles fotovoltaicos. La representación del análisis realizado sobre dicha zona de estudio se muestra en la figura 4.12

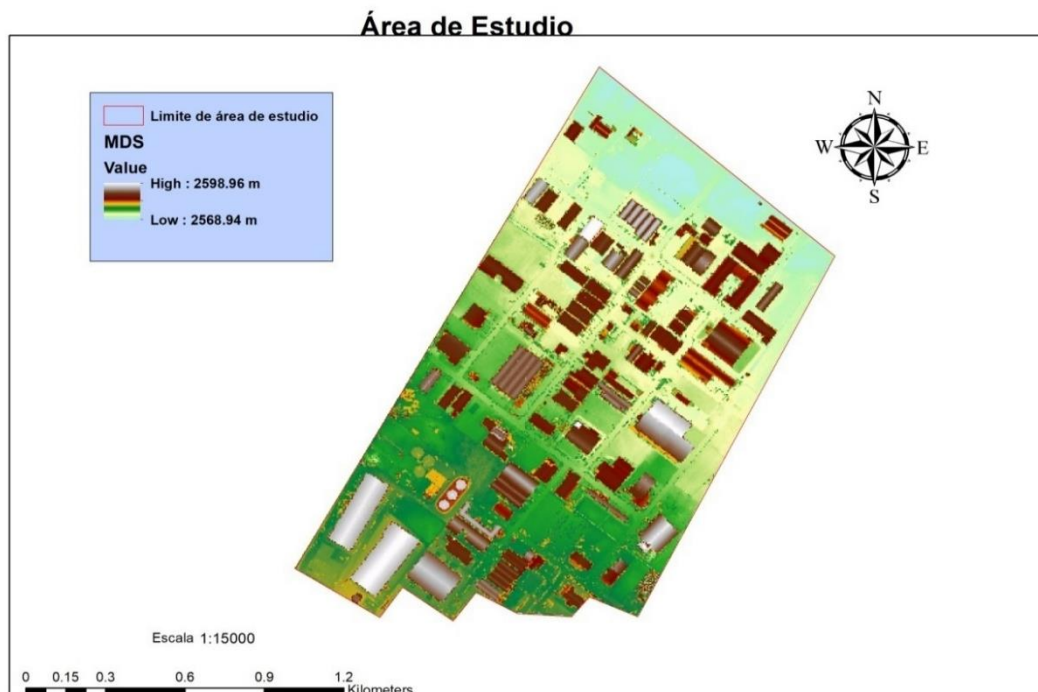


Figura 4.12 Modelo digital de superficies (MDS) y límite de área de estudio (Parque Industrial Toluca 2000) (elaboración propia)

Para simplificar la representación se ha recurrido a un mapa bidimensional donde cada una de las zonas diferenciadas aparece identificada por medio de un código de colores, el cual indica la elevación sobre el nivel del mar de la zona en cuestión. A partir de dichos valores, y teniendo en cuenta las dimensiones de cada zona, así como el área de estudio y la distancia existente entre cada dos zonas adyacentes, y conocida la posición del Sol, se puede determinar la existencia de efectos de sombreado sobre los tejados de las edificaciones, en nuestro caso las naves industriales.

4.7 Análisis de sombras

El factor más importante para crear un modelo de sombras para cualquier ubicación es la posición del Sol en el firmamento, para lo cual debemos conocer el acimut correspondiente a la dirección del Sol comprendida entre 0 y 360 grados, medida desde el hemisferio Norte en sentido de las manecillas del reloj; de este modo, un acimut de 270 grados correspondería a la dirección Oeste y un acimut 90 grados a la Este. El segundo componente de importancia es la altura solar, que es la inclinación de la fuente de iluminación por encima del horizonte, expresada en grados, donde 0 correspondería a la posición del horizonte y 90 grados al cenit [31].

Para la determinación de la presencia de sombras sobre cada uno de los tejados de las naves industriales se ha utilizado la función "Hillshade" albergado en 'Spatial Analysis Tools' del programa ArcMap; esta función utiliza las coordenadas geográficas de los techos, así como sus características geométricas, altura, tamaño e inclinación, para lo cual habrá que seleccionar el "raster" de entrada que sería el MDS para seguidamente introducir el valor del acimut y el valor de la altitud obtenidos de la tabla 4.1 Los datos de la tabla que son utilizados corresponden únicamente a aquellos valores del periodo para el que se van a calcular las sombras (10 a 14 horas) debido a que son los datos más relevantes [20]; además, se muestra el diagrama de flujo del programa creado para obtener el modelo de sombras anual indicado en la figura 4.13.

Tabla 4.1 Datos de la posición del Sol para calcular las sombras generadas en un horario entre las 10:00:00 y 14:00:00 horas (elaboración propia)

C	D	E	F	G	H	I	J
día	día y Hora	Hora	Hora Solar	Ángulo sol	Elevación	Cenital	Acimut
01/01/2017	10:00:00	10:00:00	8:18:29	55,3791667	21,31795725	68,68204275	125,602182
01/01/2017	11:00:00	11:00:00	9:18:29	40,3791667	32,11790107	57,88209893	135,247926
01/01/2017	12:00:00	12:00:00	10:18:29	25,3791667	40,89760544	49,10239456	148,539657
01/01/2017	13:00:00	13:00:00	11:18:29	10,3791667	46,41030155	43,58969845	166,083686
01/01/2017	14:00:00	14:00:00	12:18:29	-4,62083333	47,36477917	42,63522083	186,28507
02/01/2017	10:00:00	10:00:00	8:18:02	55,4916667	21,27637464	68,72362536	125,468232
02/01/2017	11:00:00	11:00:00	9:18:02	40,4916667	32,09916715	57,90083285	135,094207
02/01/2017	12:00:00	12:00:00	10:18:02	25,4916667	40,91054024	49,08945976	148,366451
02/01/2017	13:00:00	13:00:00	11:18:02	10,4916667	46,46318282	43,53681718	165,908907
02/01/2017	14:00:00	14:00:00	12:18:02	-4,50833333	47,4568619	42,5431381	186,146251
03/01/2017	10:00:00	10:00:00	8:17:35	55,6041667	21,23827693	68,76172307	125,328268
03/01/2017	11:00:00	11:00:00	9:17:35	40,6041667	32,08478598	57,91521402	134,934708
03/01/2017	12:00:00	12:00:00	10:17:35	25,6041667	40,92880314	49,07119686	148,188245

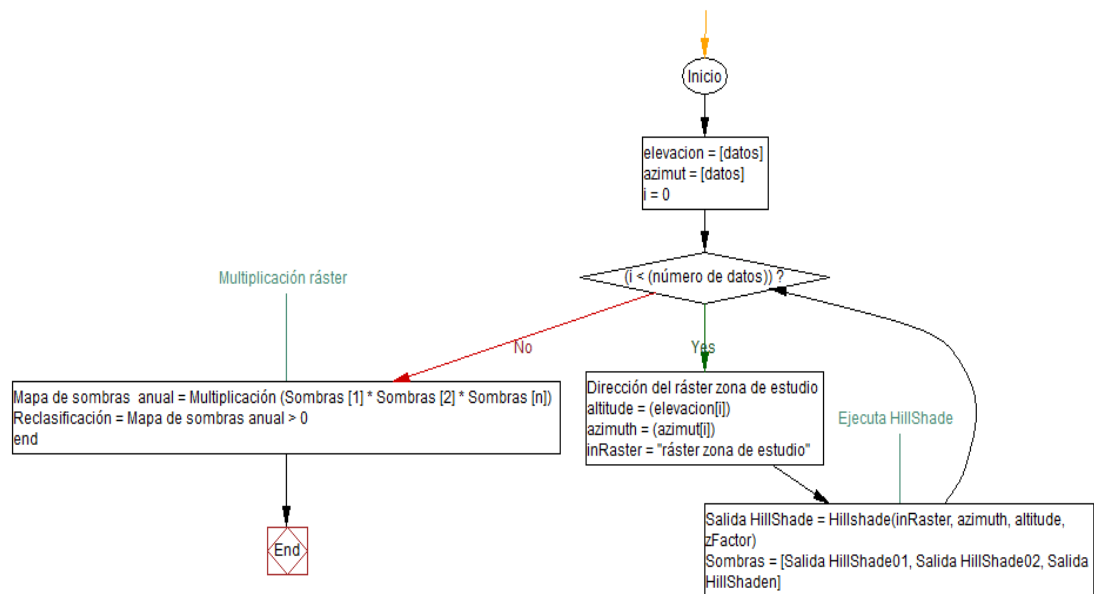


Figura 4.13 Diagrama de flujo del programa creado para calcular el modelo de sombras anuales combinado Python y ArcGIS. (elaboración propia)

Para establecer si un tejado está sombreando o no la función sombreado produce una representación 3D en escala de grises de la superficie del terreno, teniendo en cuenta la posición relativa del Sol para sombrear la imagen. Esta función permite visualizar el terreno en función de la fuente de luz que se le indique y de la pendiente y orientación de la superficie de elevación. Los valores de salida pueden variar de 0 a 255, donde 0 representa las áreas de sombra y 255 las más luminosas mostrado en la figura 4.14.

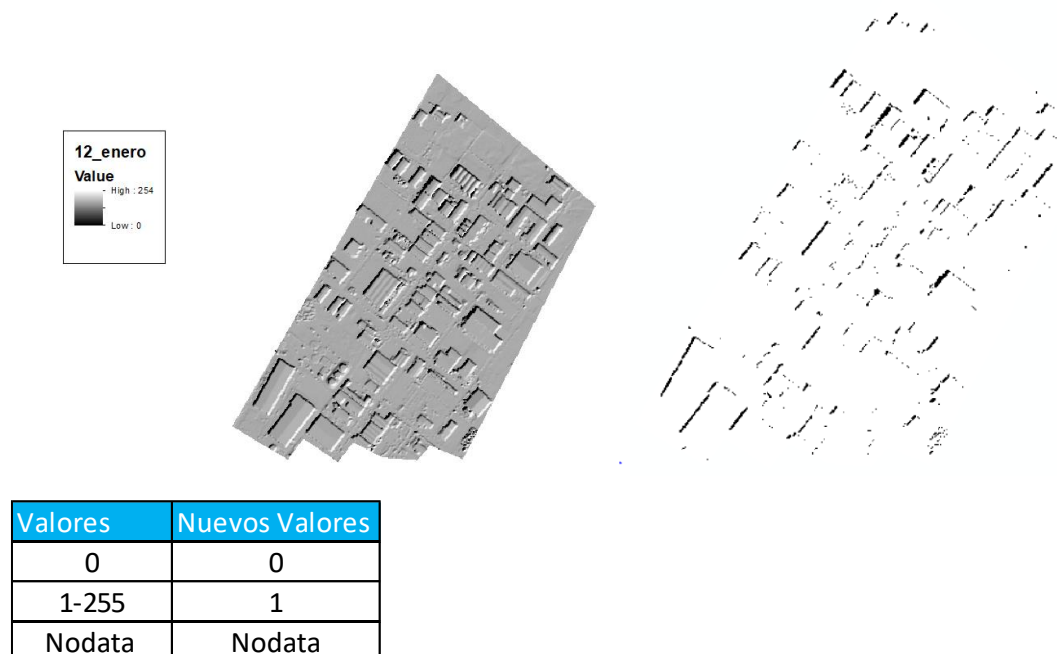


Figura 4.14 Ejemplo de generación de mapa el 1 de enero a las 12 horas (elaboración propia)

Para calcular todos los mapas de sombras se ha creado un programa en Python (ver Anexo 4), que utiliza un bucle para recorrer las filas de la tabla y extraer de cada fila los valores de acimut y altura para después llamar a la función Hillshade y así crear todos los mapas de sombras. El programa llama después a la función de cálculo ráster de Spatial Analyst para organizar la información, multiplicando todos los ráster obtenidos cada hora durante 1 año, obteniendo de este modo el mapa de sombras anual con los valores de pixel de 1 a 255. Posteriormente, para cada mapa se reclasifican las zonas, asignando un valor 1 a las que no se encuentran sombreadas y 0 a las que sí lo están, las cuales serán descartadas. La figura 4.15 muestra el resultado del proceso.

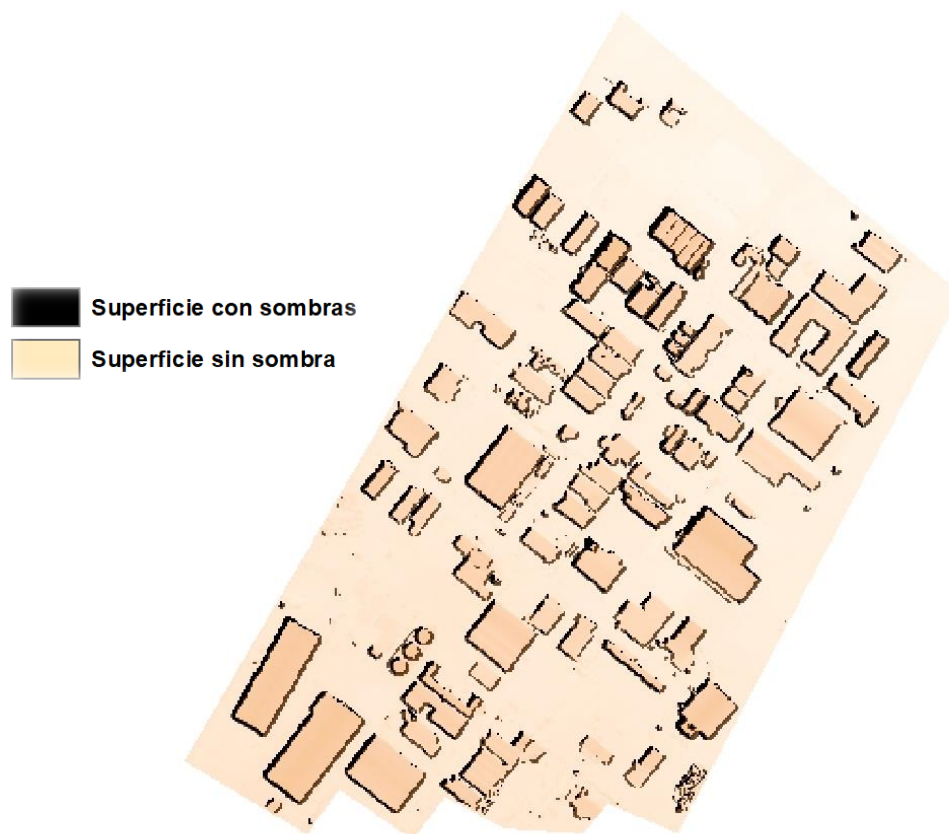
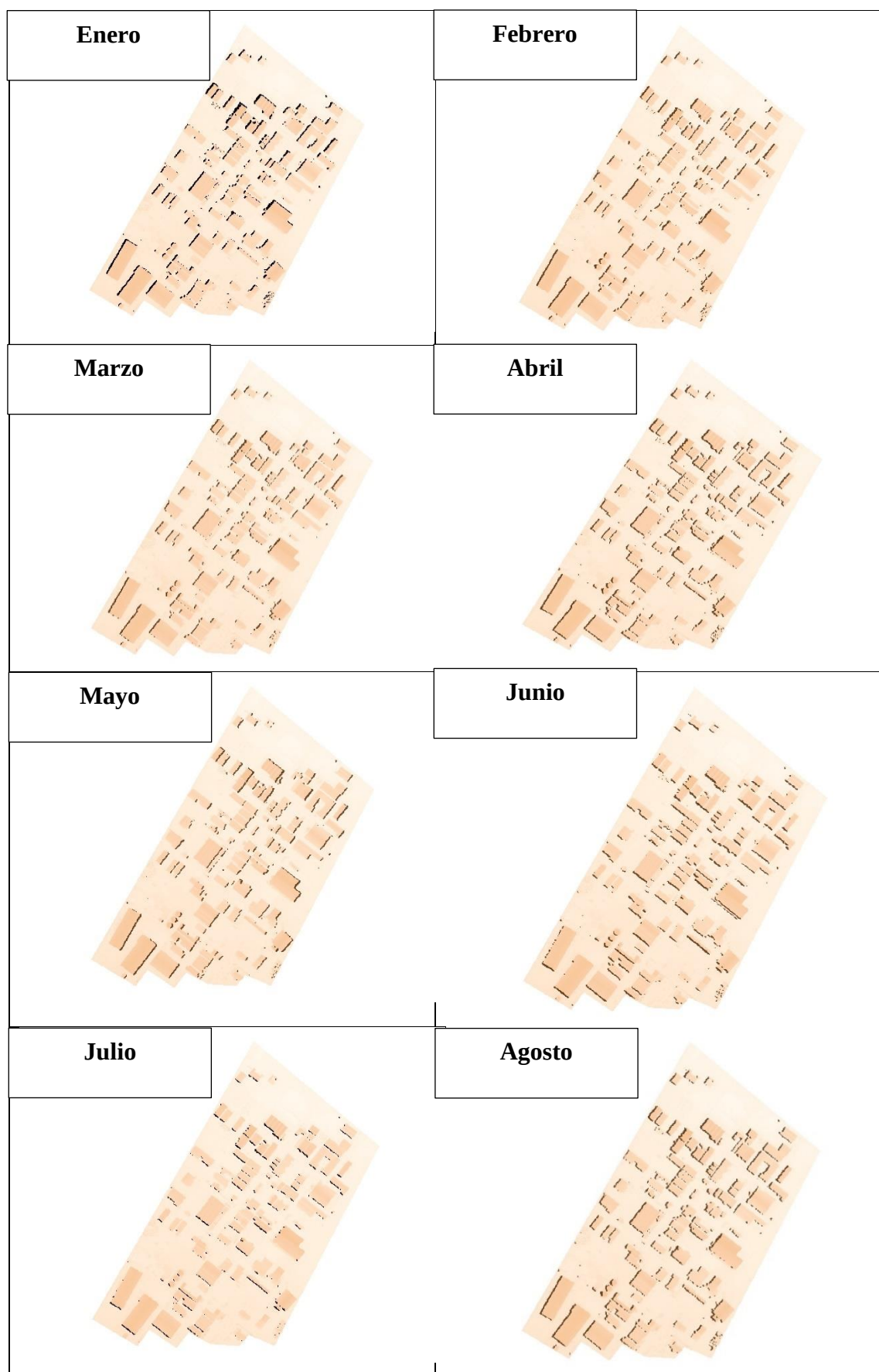


Figura 4.15 Distribución anual de sombras (elaboración propia)

La altura solar cambia a lo largo del año siendo mayor en verano y menor en invierno siendo estos valores diferentes en función del lugar geográfico donde se mida. Podemos observar el cambio de las sombras en los diferentes meses del año para este estudio mostrado en la figura 4.16.



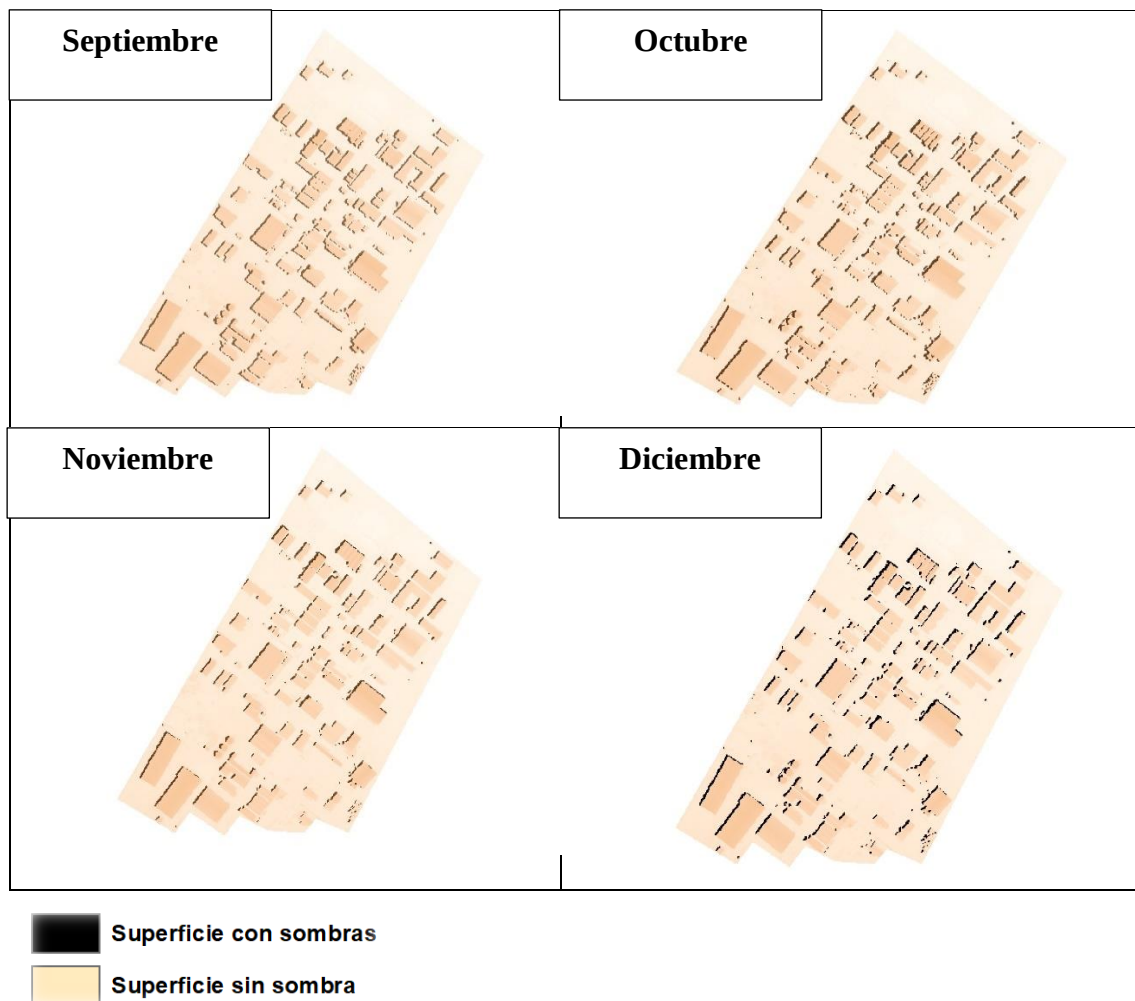


Figura 4.16 Distribución mensual de las sombras (elaboración propia)

Después de clasificar todos los edificios, la herramienta "Estadística Zonal" se utiliza para separar los resultados y marca un techo como "sombreado" si una fracción está sombreada y sin sombra para los techos que estén libres de sombras. Podemos ver en la figura 4.17 el resultado de la función "Sombreado".



Figura 4.17 Resultado de la aplicación de la herramienta “Sombreado” (Shading) (elaboración propia)

Utilizando los datos de la figura 4.15 que contiene los valores de salida comprendidos entre 0 y 255, donde 0 representa las áreas de sombra y 255 las más luminosas, de acuerdo a lo mostrado en la figura, si en un techo se encuentra un pixel con valor de 0 significa que tiene sombras y se muestra en el mapa (Con Sombra) y se descarta para instalar paneles en su superficie.

A continuación, se crea una nueva base de datos que contiene todos los datos de interés como la irradiancia global anual, el número de identificación del tejado, la superficie total, el perímetro del techo, la orientación, la superficie disponible, la pendiente, etc. Esta base de datos se utiliza para los cálculos de la potencia generada a partir de los algoritmos correspondientes.

4.8 Delimitación de las naves industriales

Al no haber información disponible del catastro que permitiera conocer los límites de cada una de las naves industriales que conforman el Parque Industrial Toluca 2000, se creó un conjunto de “archivos de forma” para cada uno de los techos de las naves industriales, para poder determinar su altura posteriormente, así como para asignar a cada techo un índice para poder identificarlo.

Para ello, se utilizó la función *Extrac Values to Points* que tiene como finalidad extraer valores de un archivo de imágenes en forma de trama ("raster") a una capa de puntos, y así obtener las alturas de todas las naves industriales en estudio (figura 4.12), para posteriormente obtener el promedio de las alturas de dichas naves que, en nuestro caso, corresponde a un valor de 12.15 metros; esta altura se utilizará después para el estudio y

análisis de la irradiancia solar sobre el área de trabajo, principalmente sobre los techos de las naves industriales.

La figura 4.18 nos muestra la zona de estudio con la identificación de cada nave extrayendo sus valores de altura en un punto para después sacar el promedio de todos los techos.

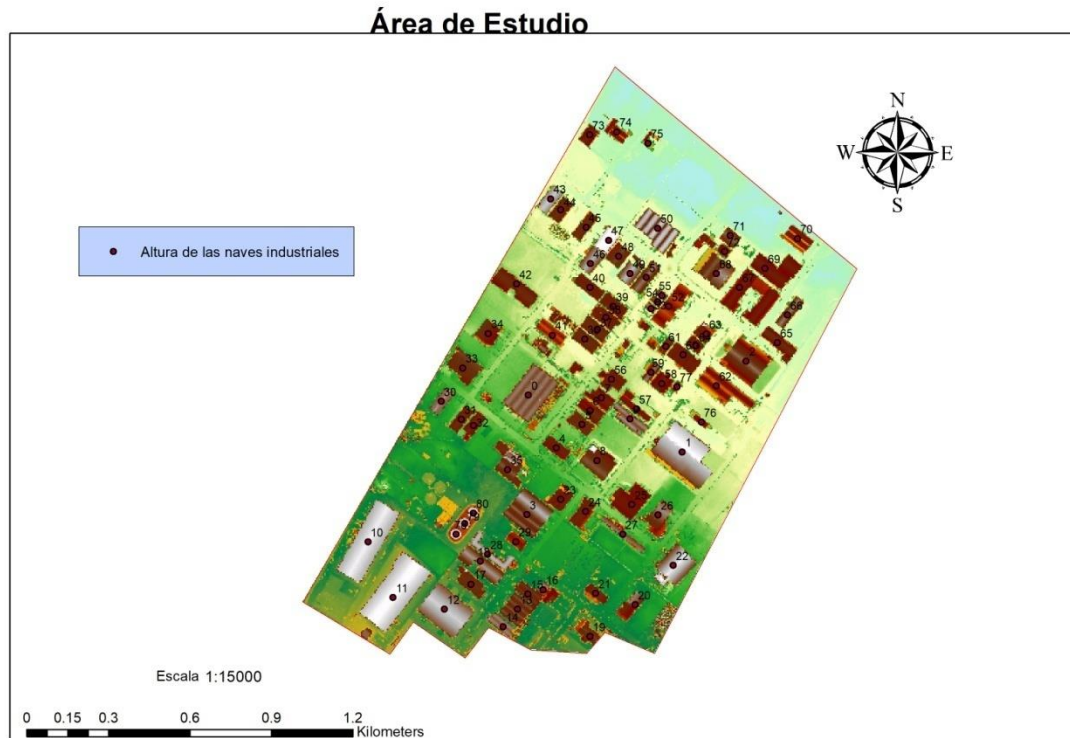


Figura 4.18 Representación gráfica bidimensional del modelo de altura de los techos de las naves industriales en el Parque Industrial Toluca 2000, con el código de identificación (elaboración propia)

4.9 Nivel de precisión y grado de ajuste

Una de las cuestiones fundamentales a la hora de simular el comportamiento de nuestra área de trabajo, desde el punto de vista del aprovechamiento energético de la irradiancia solar y su posterior conversión en energía eléctrica, es el nivel de precisión con que se puedan determinar las variables involucradas en el estudio, tanto en lo relativo a la cantidad de energía solar que llega a la superficie de los tejados de las naves industriales como de las propias características de los tejados, esto es, su superficie, orientación, altura, etc., lo que permitirá determinar la cantidad de energía eléctrica generada de manera precisa y eficaz.

Ya se ha comentado que el mallado de nuestra área de trabajo es una matriz de 80000 celdas cada una de ellas de 5 m x 5m con objeto de poder analizar el comportamiento de la irradiancia solar no sólo en el tejado de una nave industrial, sino también en las diferentes secciones de dicho tejado. Si bien es cierto que todos los paneles ubicados sobre un determinado tejado presentan las mismas características en cuanto a forma, tamaño, orientación e inclinación, y aunque las diferencias de intensidad de la irradiancia

solar sobre los diferentes puntos de un mismo tejado son prácticamente despreciables, una mayor resolución espacial en el mallado permite determinar los parámetros característicos de cada tejado de un modo más preciso y veraz. En efecto, si tenemos en cuenta que el proceso de simulación utiliza valores promedio procedentes de los datos individuales, cuanto mayor resolución se tenga en la determinación de los parámetros intervinientes mayor será la precisión con la que se obtengan los resultados de la simulación.

En este trabajo se van a utilizar imágenes de alta resolución de programas específicos derivados del sistema GIS, que alcanzan resoluciones espaciales de 5 x 5 m, tal y como se ha mencionado con anterioridad. Esto permite establecer un nivel de precisión aproximadamente equivalente al área de 10 paneles, lo que viene a representar en torno al 0.5% del promedio de paneles que se puede ubicar en un tejado.

Por otro lado, el ajuste en la resolución del modelo mediante el proceso de simulación pretende alcanzar valores superiores al 95% en el peor de los casos, trabajando, en promedio, con valores alrededor del 97%.

4.10 Modelización del número óptimo de paneles

En este apartado vamos a desarrollar un nuevo modelo para optimizar la instalación de un sistema de paneles fotovoltaicos en las azoteas y tejados de naves industriales. El modelo que se pretende desarrollar tiene como objetivo principal maximizar el número de paneles que pueden ser instalados en una superficie determinada caracterizada por su forma, tamaño, orientación e inclinación. El estudio se ha desarrollado para zonas tropicales, esto es, cuya latitud se encuentra entre los trópicos, pero se puede aplicar, igualmente, a otras regiones del planeta. El método se ha aplicado a un conjunto de 34 naves industriales cuyas características geográficas han sido determinadas utilizando herramientas del sistema SIG, lo que nos ha permitido mejorar la precisión y hacer más fiables los resultados. El modelo propuesto reduce el área del spot (entorno o lugar) de trabajo a un tamaño muy reducido, apenas 5m x 5m y obtiene una precisión superior al 98.5%. El modelo tiene en cuenta no sólo la forma y tamaño del panel fotovoltaico, sino también su inclinación y la orientación del tejado, permitiendo determinar el número máximo de paneles que se pueden colocar en la superficie del tejado de la nave industrial. Con el desarrollo de este modelo no solamente podemos establecer el número máximo de paneles sino también el factor de cobertura.

4.10.1 Modelado del área de trabajo

Para optimizar el área disponible es preciso conocer con suficiente precisión las coordenadas geográficas del área de trabajo. Como ya se ha mencionado, en nuestro caso nos hemos centrado en un polígono industrial de la ciudad de Toluca (México) cuyas coordenadas son WGS 1984 UTM Zone 14N [32] con una latitud de 19°26' N y una longitud de 99°39'W. Para la identificación de la zona de trabajo se ha utilizado la técnica de imágenes LIDAR aplicando la herramienta ArcMap. La figura 4.19 nos muestra la zona de estudio para el desarrollo del modelo.

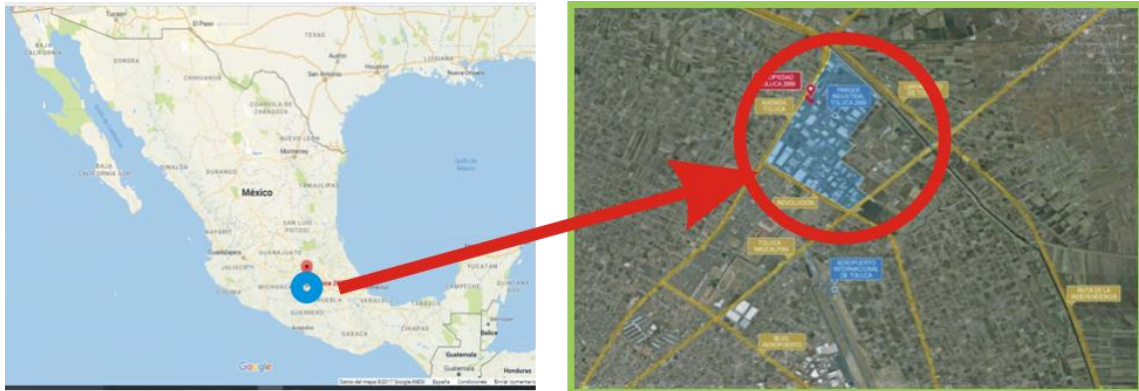


Figura 4.19 Situación geográfica de la zona de estudio (Toluca, México) [11]

La zona de trabajo se clasificó utilizando herramientas GIS y técnica LIDAR (figuras 4.20 y 4.21).

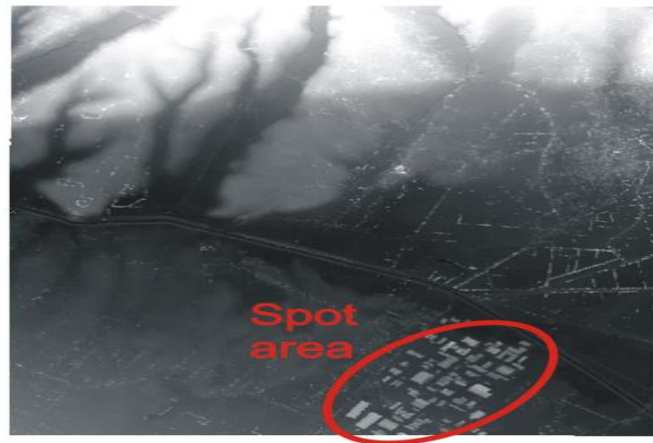


Figura 4.20 Imagen LIDAR del área de trabajo [9]

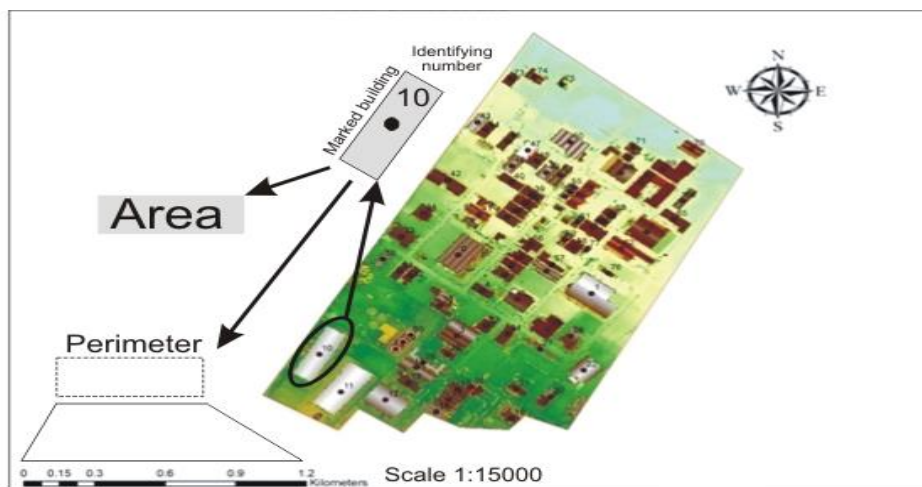


Figura 4.21 Area de trabajo [32]

4.10.2 Distribución de los paneles fotovoltaicos

La distribución de los paneles fotovoltaicos sobre una superficie determinada como la del tejado de una nave industrial precisa del conocimiento tanto de las dimensiones del panel como de las del propio tejado. Dado que las dimensiones del panel varían de un fabricante a otro, se hace necesario normalizar dichas dimensiones para poder modelizar su distribución; en nuestro caso se ha considerado que la relación entre la longitud y la anchura del panel es 2:1, una relación que se cumple, dentro de un pequeño margen de error, en la mayoría de los casos.

Por otra parte, la pendiente del tejado donde se ubican los paneles influye de manera directa en su distribución, por lo que es igualmente necesario determinar el margen de dicha pendiente a la hora de poder llevar a cabo el desarrollo del modelo; nuestro estudio ha considerado que, para el lugar de trabajo, la mayoría de los tejados tiene una pendiente entre 0° y 3° , valores que marcaran los límites para el modelo.

Asimismo, hay que tener en cuenta que la forma y tamaño del tejado condicionan la distribución de los paneles, por lo que, nuevamente, se ha tomado una relación 2:1 entre la longitud y anchura del tejado, relación que se cumple, con bastante aproximación, según se ha podido comprobar a partir de los datos obtenidos de la aplicación de las herramientas GIS al polígono industrial objeto de nuestro trabajo. Igualmente, se ha podido comprobar que la longitud media de una nave industrial es de 40 m, motivo por el cual se tomará dicha longitud como referencia para el modelo.

Otro factor que hay que considerar a la hora de desarrollar el modelo de distribución de paneles es la distancia mínima entre dos naves adyacentes; nuevamente, las herramientas SIG han permitido establecer un valor promedio de referencia, que ha resultado ser de 3 m. La figura 4.22 nos muestra un esquema de una nave industrial tomada como referencia para el desarrollo de nuestro modelo.

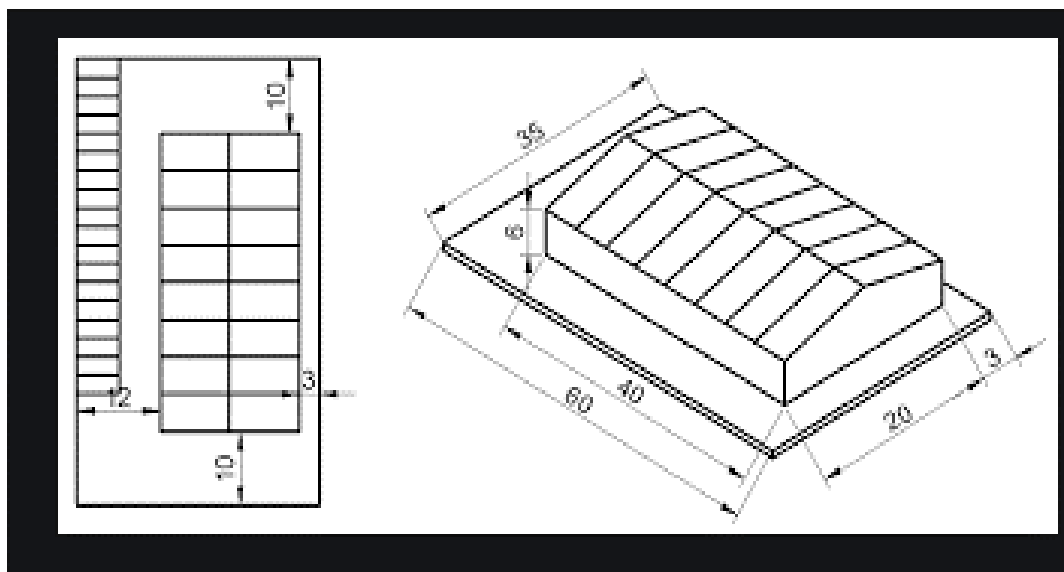


Figura 4.22 Representación esquemática de una nave industrial prototipo [33].

Si aplicamos relaciones matemáticas a nuestra nave prototipo se cumple:

$$L = \sqrt{2S} \quad ; \quad W = \sqrt{S}/2 \quad (4.18)$$

Donde L representa la longitud de la nave, W su anchura, y S su superficie.

Si tenemos en cuenta ahora los efectos de sombreado causados por unos paneles sobre otros cuando están inclinados un cierto ángulo β , la distancia mínima entre las bases de apoyo de dos paneles situados en dos filas consecutivas viene dada por [34]:

$$D = \frac{z}{\tan \theta} + \frac{z}{\tan \beta} = L_{FV} \left(\frac{\sin \beta}{\tan \theta} + \cos \beta \right) \quad (4.19)$$

Donde L_{FV} es la longitud del panel fotovoltaico, β el ángulo de inclinación, z la distancia vertical desde el borde superior del panel hasta la superficie de apoyo, y θ el ángulo de incidencia de la irradiancia solar sobre la superficie frontal del panel.

Dado que el ángulo de incidencia depende de la declinación de acuerdo a la expresión:

$$\theta = 90 - \phi - \delta \quad (4.20)$$

La distancia mínima entre paneles se puede expresar de la forma:

$$D = L_{PV} \left[\frac{\sin \beta}{\tan(90 - \phi - 23.5)} + \cos \beta \right] \quad (4.21)$$

Con objeto de optimizar el número de paneles en el tejado de cada nave se plantean las siguientes condiciones de contorno:

- Se considera que toda el área del tejado está disponible para la colocación de paneles
- Los paneles se distribuyen en filas y columnas cubriendo toda el área del tejado
- Las filas están separadas una distancia dada por la ecuación 4.21
- Las columnas se separan una distancia mínima para permitir las tareas de mantenimiento; se ha tomado esta distancia igual a 0.5 m
- El marco del panel queda incluido en las dimensiones del mismo

Modelado

Para el proceso de modelado se van a considerar dos situaciones diferentes, tejado y panel orientados hacia el Ecuador, y panel orientado hacia el Ecuador y tejado orientado con un acimut cualquiera.

A) Panel y tejado orientados hacia el Ecuador

Vamos a hacer uso de las herramientas SIG para determinar tanto las dimensiones de cada uno de los tejados de las 34 naves industriales del polígono en estudio como su orientación e inclinación. Mediante esta técnica hemos podido comprobar que la mayoría de las naves tiene una orientación SW. La tabla 4.2 nos indica el código de identificación de cada una de las naves, así como la superficie del tejado, en tanto la tabla 4.3 muestra la orientación de los tejados por medio de su acimut.

Tabla 4.2. Superficie del tejado de naves industriales del polígono en estudio (elaboración propia)

Código	1	2	3	4	5	6	7	8	12
Tejado	15575	6775	7475	3475	2550	1650	1725	1600	9275
Código	13	14	15	17	18	19	25	26	29
Tejado	3225	1375	17252	1625	2625	1050	4075	2400	650
Código	33	35	37	40	41	42	52	56	62
Tejado	6200	2650	1850	1425	16003	3850	2800	1550	6150
Código	64	68	69	70	71	72	75		
Tejado	850	13754	4950	2450	875	625	175		

Tabla 4.3. Orientación de los tejados de las naves industriales del polígono en estudio (elaboración propia)

Código	1	2	3	4	5	6	7	8	12
Acimut (°)	221	213	213	223	234	216	220	205	221
Código	13	14	15	17	18	19	25	26	29
Acimut (°)	219	221	222	227	218	214	221	208	208
Código	33	35	37	40	41	42	52	56	62
Acimut (°)	226	219	225	220	214	217	219	218	216
Código	64	68	69	70	71	72	75		
Acimut (°)	221	219	218	219	220	240	227		

Como se puede comprobar, la mayoría de los tejados presenta una orientación próxima al SW (225°), con un valor medio para el conjunto de 220°. La figura 4.19 muestra la representación de la Rosa de los vientos correspondiente al conjunto de naves industriales.

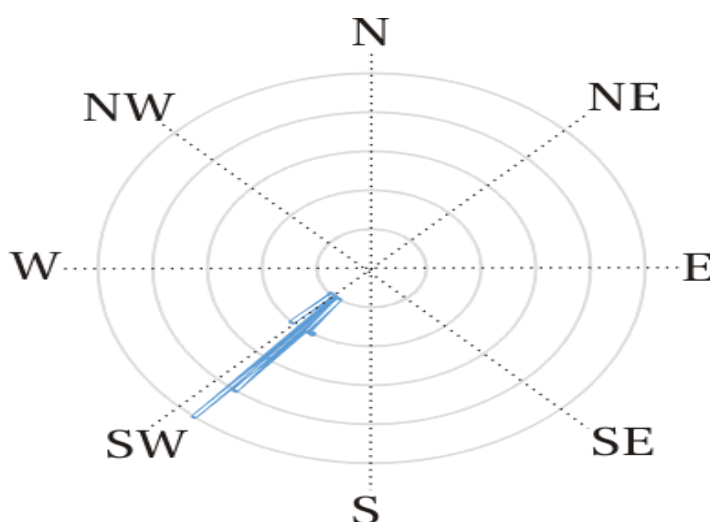


Figura 4.23 Rosa de los vientos del polígono industrial (elaboración propia)

Para la determinación del número de paneles se ha utilizado el programa Python [35], [36] siguiendo el diagrama de flujo que se muestra a continuación (figura 4.24).

La primera simulación del modelo se ha desarrollado para condiciones ideales en las que tanto el panel fotovoltaico como el tejado están orientados hacia el Ecuador. En tales condiciones podemos representar la distribución de los paneles tal y como indica la figura 4.25, donde se observan dos configuraciones diferentes, paneles con alineación longitudinal, es decir, paralelos a la longitud del propio tejado, y paneles situados transversalmente.

En esta primera simulación se ha supuesto que los paneles están ubicados sobre la horizontal con acimut 0° .

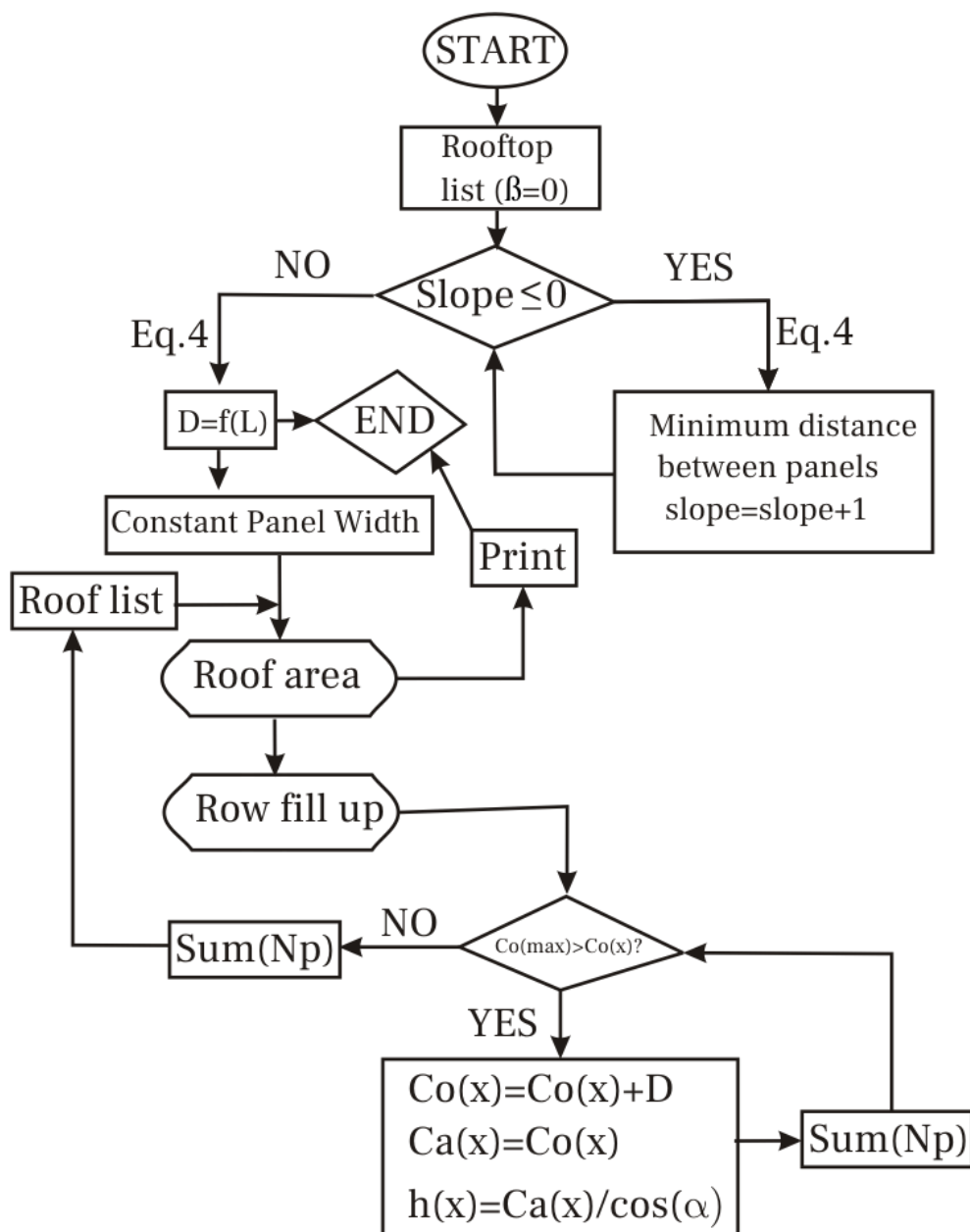


Figura 4.24 Diagrama de flujo del programa Python (elaboración propia)

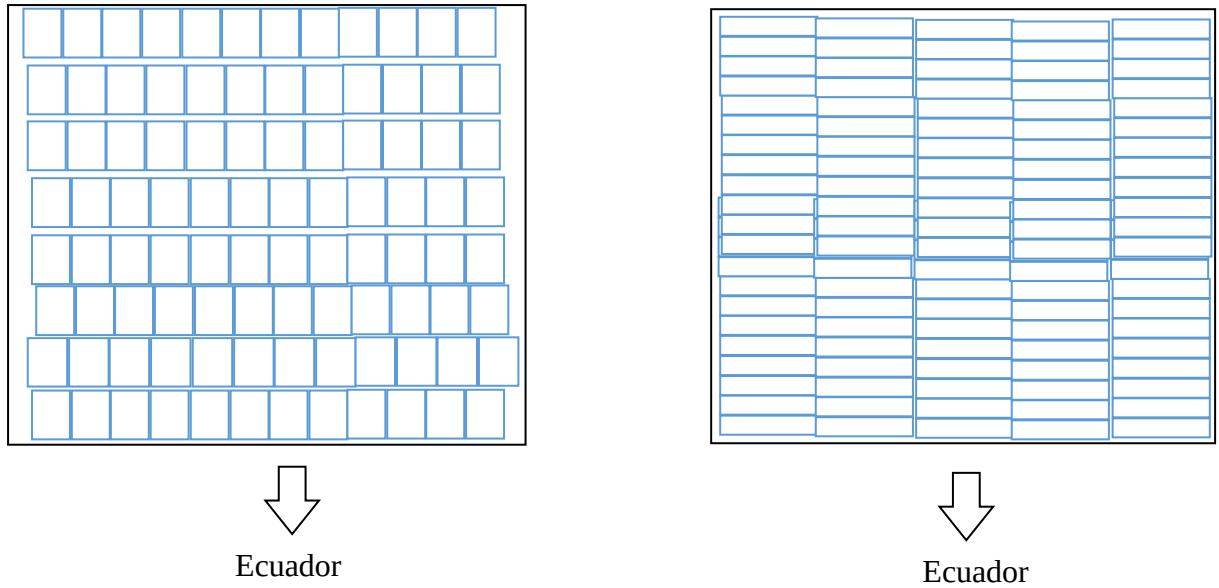


Figura 4.25 Configuración longitudinal (izda.) y transversal (dcha.) de paneles sobre la superficie del tejado (elaboración propia)

En estas condiciones el número de paneles situados sobre el tejado es máximo; este número se obtiene a partir de las dimensiones del tejado y del propio panel. Ahora bien, debido a que cada tejado tiene una superficie diferente ha sido necesario promediar el área del tejado para poder obtener un valor característico; este valor viene dado por la relación:

$$\langle N_p \rangle = N_p^o = \frac{1}{n} \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{A_p} \quad (4.22)$$

Donde n representa el número de tejados, S_i el área de cada uno de ellos, y A_p el área del panel.

Utilizando los datos de la tabla 4.2 se tiene que:

$$N_p^o = \frac{1}{34} \frac{108225}{1.7085} = 1863 \quad (4.23)$$

Que representa el valor característico del número de paneles promedio para nuestro polígono de trabajo.

En el caso que los paneles estén inclinados un cierto ángulo β , el número de paneles se reduce, al tener que estar separados la distancia indicada por la ecuación 4.21.

Aunque el ángulo de inclinación puede variar entre 0° y 90° , en la práctica el rango queda limitado entre la horizontal ($\beta=0^\circ$) y una inclinación igual a la latitud ($\beta=\Phi$), por lo que, en nuestro caso, la variación se circunscribe al rango ($0^\circ > \beta > 20^\circ$), ya que la latitud de la ciudad de Toluca es de $19^\circ 26'$ como se ha indicado anteriormente.

Si se pretende captar la irradiancia solar a lo largo de todo el día la orientación más conveniente para los paneles fotovoltaicos es apuntando directamente al Ecuador, que es la orientación que se ha adoptado en el proceso de modelado. Sin embargo, debido a que

las dimensiones del tejado no tienen que ser múltiplo entero de las dimensiones del panel fotovoltaico, y considerando que no se pueden colocar paneles que sobresalgan de los límites del perímetro exterior del propio tejado, la configuración longitudinal y la transversal dan lugar a un número diferente de paneles sobre el tejado. Aplicando esta condición al proceso de simulación, considerando las dimensiones del tejado y del panel fotovoltaico tomado como referencia, cuyas dimensiones son (1675 x 1001 x 31) mm [37], y utilizando el programa Python antes descrito, podemos obtener el máximo número de paneles que se podrán situar sobre la superficie del tejado característico, considerando éste como el de área promedio del conjunto, para inclinaciones del panel entre 0° y 20°. La figura 4.26 nos muestra los resultados de esta simulación.

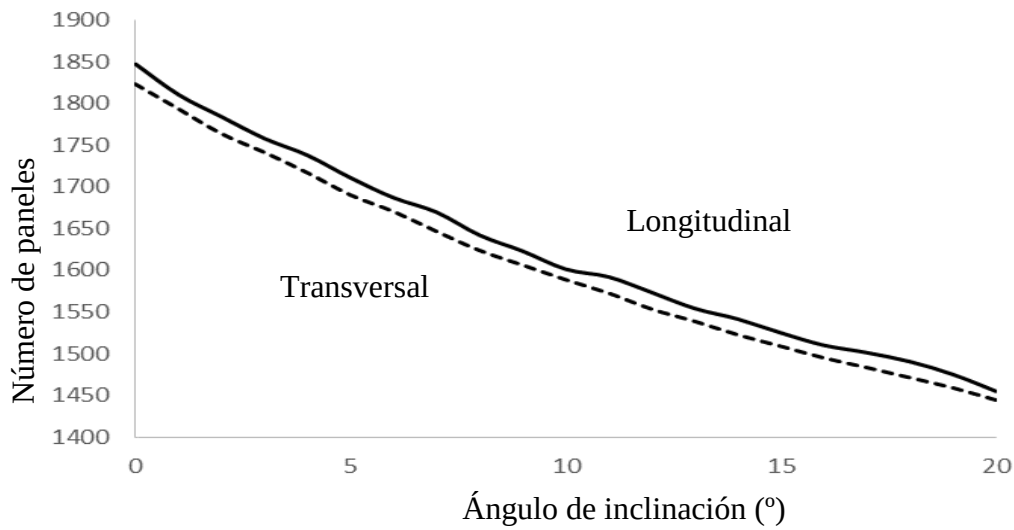


Figura 4.26 Número de paneles para condiciones ideales; tejado y panel orientados hacia el Ecuador (elaboración propia)

Podemos observar que el número de paneles se va reduciendo a medida que aumenta el ángulo de inclinación, lo que es debido al efecto de sombreado que incrementa la distancia entre paneles reduciendo su número.

Asimismo, es de destacar que la configuración longitudinal produce mejores resultados, con un mayor número de paneles, si bien la diferencia entre ambas configuraciones no es muy significativa, con una desviación promedio entre los valores de una y otra configuración del 1.1%, y una desviación máxima del 1.4%. En base a estos resultados podemos concluir que, aunque la configuración longitudinal resulta ser más ventajosa, el tipo de configuración no es crítico a la hora de situar los paneles sobre el tejado de las naves.

Con objeto de poder establecer una relación de dependencia entre el número de paneles y la inclinación de los mismos, se ha procedido a realizar un ajuste de tipo lineal para cada una de las configuraciones, obteniéndose los siguientes algoritmos:

$$N_p = \begin{cases} -18.552\beta + 1791.4 & (R^2 = 0.982) \text{ (longitudinal)} \\ -18.815\beta + 1811.5 & (R^2 = 0.982) \text{ (transversal)} \end{cases} \quad (4.24)$$

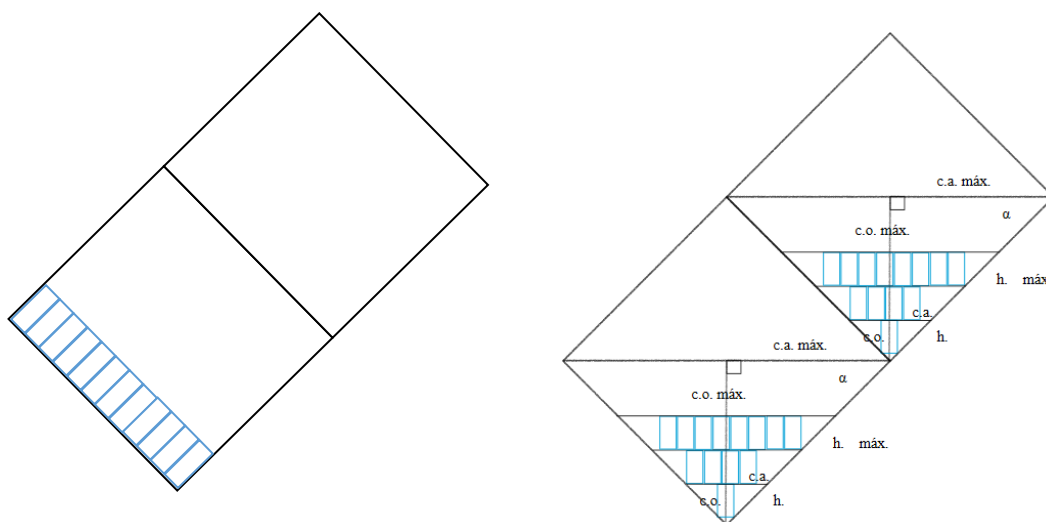
El alto valor del coeficiente de regresión obtenido para cada una de las dos regresiones lineales indica que la ecuación anterior nos permite determinar el número máximo de paneles que se pueden colocar sobre un tejado con bastante exactitud.

Si comparamos los valores obtenidos en el modelo con el valor de referencia proporcionado por la ecuación 4.24, observaremos que hay un elevado grado de concordancia; en efecto, comparando el valor de referencia con el de la ordenada en el origen para cada una de las dos rectas, inclinación nula, la desviación obtenida es de 2.1% para la configuración longitudinal y del 0.8% para la transversal; este elevado grado de concordancia permite asegurar la validez del método empleado.

B) Panel orientado hacia el Ecuador y tejado orientado con acimut

Considerando la distribución real de nuestro polígono industrial, donde la orientación preferente, tal y como se ha descrito con anterioridad, es de 220° , en valor promedio, y tomando como referencia la orientación SW para el polígono ($\gamma=225^\circ$), podemos plantear dos tipos de configuración para la colocación de los paneles sobre la superficie del tejado, tal y como se muestra en la figura 4.27.

En la configuración de la izquierda, donde los paneles adoptan la misma orientación que la superficie del tejado, se tiene una distribución idéntica a la obtenida para el caso ideal, por lo que, en función de si la configuración de los paneles es longitudinal, tal y como aparece en la figura, o transversal, el número máximo de paneles vendrá dado por las expresiones de la ecuación 4.24.



*Figura 4.27 Representación gráfica de la distribución de paneles fotovoltaicos en la superficie del tejado de una nave industrial orientada SW (elaboración propia)
Izquierda: paneles orientados SW; Derecha: paneles orientados hacia el Ecuador*

Ahora bien, si se adopta esta distribución la energía recibida por el conjunto de paneles a lo largo del día no corresponde al máximo, puesto que la posición óptima del Sol, relativa a la orientación de los paneles se corresponde a media tarde, lo que motiva que se desaproveche una gran cantidad de energía entre el orto y el mediodía solar; es más, en

el intervalo entre el orto y media mañana la cantidad de energía recibida es prácticamente nula o despreciable, por lo que esta distribución no resulta ser la más conveniente.

Adoptando la configuración mostrada en la sección derecha de la figura 4.27 podemos apreciar que los paneles, al estar orientados hacia el Ecuador, captarán el máximo de energía solar a lo largo del día; sin embargo, debido a la falta de ajuste entre su posición relativa y la geometría del tejado, existe una fracción de la superficie de este último que no queda cubierta por paneles fotovoltaicos, lo que nos obliga a determinar el factor de cobertura de superficie en función de las condiciones de operación.

Desde un punto de vista geométrico, la situación planteada corresponde a una rotación del plano representativo del panel fotovoltaico respecto a la superficie del tejado, dicha rotación es equivalente al ángulo dado por el acimut de la superficie del propio tejado. Utilizando herramientas GIS podemos obtener la orientación de cada una de las naves del polígono industrial, y por tanto su acimut, pudiendo así girar el plano de manera correcta.

La rotación del plano de referencia del panel fotovoltaico genera un “sobredimensionado” del mismo debido al efecto de “espacio libre” que se produce por los huecos no ocupados por los paneles fotovoltaicos a causa de la falta de ajuste entre paneles fotovoltaicos y tejado, y que dan lugar a una pérdida de energía recolectada.

Hemos utilizado un tratamiento matemático para obtener la reducción de espacio ocupado, para lo cual hemos supuesto que es el panel el que gira un ángulo γ , equivalente al acimut del tejado; en estas condiciones, el área del panel fotovoltaico, en coordenadas cartesianas en el plano de referencia viene dado por:

$$S_{FV} = L_{FV} W_{FV} = 4x_o y_o \quad (4.25)$$

Donde L_{FV} es la longitud del panel fotovoltaico y W_{FV} su anchura, siendo x_o, y_o las coordenadas cartesianas de los vértices asumiendo que el panel es rectangular.

Para el plano rotado un ángulo γ las coordenadas de los vértices son ahora (x_1, y_1) , (x_2, y_2) , (x_3, y_3) y (x_4, y_4) , tal y como se muestra en la figura 4.24

Las nuevas coordenadas pueden referirse a las originales mediante las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} x_1 &= x_o \cos \gamma + y_o \sin \gamma ; y_1 = y_o \cos \gamma - x_o \sin \gamma \\ x_2 &= x_o / \cos \gamma ; y_2 = y_o \cos \gamma + x_o \sin \gamma \\ x_3 &= y_o \sin \gamma - x_o \cos \gamma ; y_3 = y_o \cos \gamma - x_o \cos \gamma \cot \gamma \\ x_4 &= x_o / \cos \gamma ; y_4 = x_o / \sin \gamma \end{aligned} \quad (4.26)$$

De manera que el área del panel queda ahora definida de la siguiente forma:

$$S'_{FV} = L'_{FV} W'_{FV} = (x_1 - x_2)(y_2 - y_4) \quad (4.27)$$

Reemplazando las nuevas coordenadas, dadas por la ecuación (4.26), en la ecuación (4.27) se tiene:

$$S'_{FV} = (x_o \cos \gamma + y_o \sin \gamma + x_o / \cos \gamma)(x_o / \sin \gamma + y_o \cos \gamma + x_o \cos \gamma) \quad (4.28)$$

Por otro lado, $L_{FV}=2y_o$ y $W_{FV}=2x_o$, por lo que sustituyendo en la ecuación 4.18, la expresión del área del panel fotovoltaico queda ahora de la forma:

$$S'_{FV} = (1/4) \left[3LW + L^2 \sin \gamma \cos \gamma + W^2 \left(\frac{2 + \sin^2 \gamma \cos^2 \gamma}{\sin \gamma \cos \gamma} \right) \right] \quad (0 < \gamma < 90) \quad (4.29)$$

Expresión que proporciona la superficie efectiva de tejado utilizada por el panel fotovoltaico.

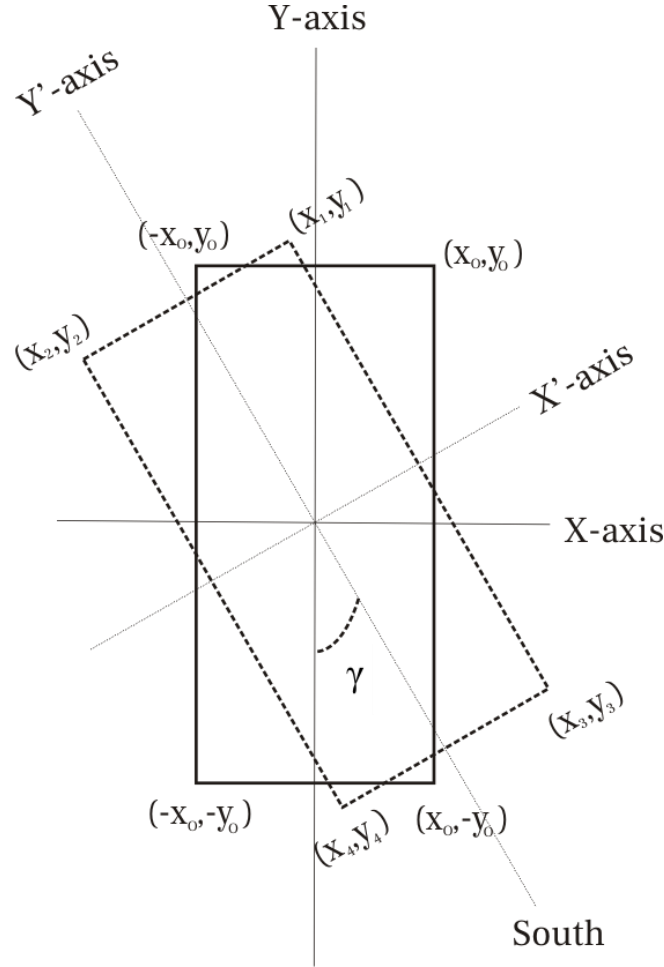


Figura 4.28 Representación gráfica del efecto de rotación en el plano del panel FV (elaboración propia)

Comparando las ecuaciones 4.25 y 4.29 podemos determinar el factor de cobertura superficial definido como la relación entre el área original, dada por la ecuación 4.25, y el área “sobredimensionada” proporcionada por la ecuación 4.29. Matemáticamente:

$$F_s = 1 - \frac{S_{FV}}{S'_{FV}} = 1 - \frac{LW}{(1/4) \left[3LW + L^2 \sin \gamma \cos \gamma + W^2 \left(\frac{2 + \sin^2 \gamma \cos^2 \gamma}{\sin \gamma \cos \gamma} \right) \right]} \quad (0 < \gamma < 90) \quad (4.30)$$

Operando en la ecuación 4.30:

$$F_s = 1 - \left[0.75 + \frac{L}{W} \sin \gamma \cos \gamma + \frac{W}{L} \left(\frac{2 + \sin^2 \gamma \cos^2 \gamma}{\sin \gamma \cos \gamma} \right) \right]^{-1} \quad (0 < \gamma < 90) \quad (4.31)$$

Expresión que permite determinar la fracción de superficie de tejado ocupada por la distribución de paneles fotovoltaicos como una función de las dimensiones del panel y del acimut del tejado sobre el que se sitúan.

Si consideramos un rango de acimut entre 5° y 75°, en intervalos de 5°, y asumimos que la relación entre la longitud y anchura del panel se mantiene en una proporción 2:1, que es bastante habitual en los paneles comerciales, obtenemos la siguiente evolución del factor de cobertura superficial (figura 4.29).

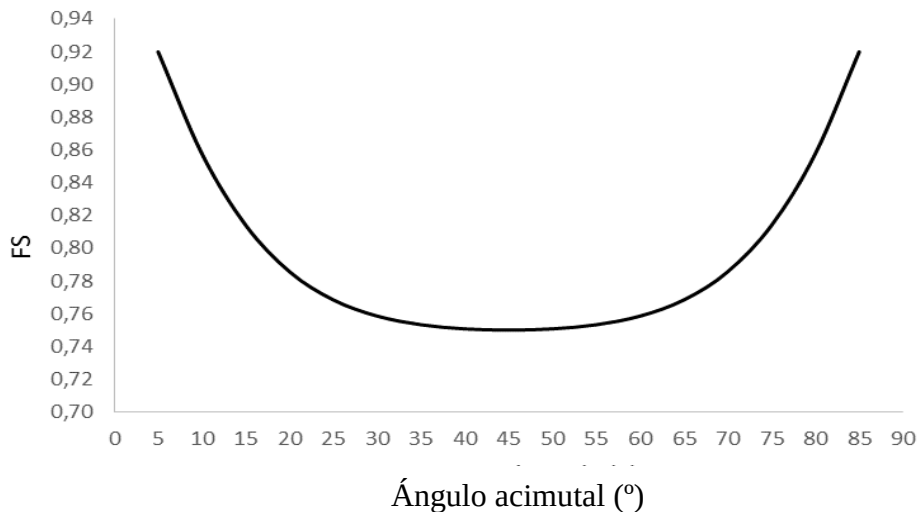


Figura 4.29 Variación del factor de cobertura superficial con el acimut del tejado (elaboración propia)

Se observa que el factor de cobertura superficial es mínimo para un ángulo acimutal de 45°, que coincide con la orientación del tejado, lo que concuerda con lo esperado, dado que para dicho ángulo el aprovechamiento de la superficie es igualmente mínimo. También se observa que el factor de cobertura es simétrico respecto a dicho ángulo, lo que es perfectamente coherente con la geometría del problema, toda vez que se trata de dos planos rectangulares girados entre sí.

Los resultados de la simulación muestran que el factor de cobertura varía entre un máximo de 0,92, para ángulos acimutales de 5° y 85°, hasta un mínimo de 0,76 para el mencionado ángulo de 45°. Esto nos permite deducir que el valor de la pérdida de superficie útil, y por tanto de energía solar capturada, presenta una variación relativa del 16% con relación a la situación ideal, y del 17.4% si consideramos el plano girado.

Aplicando el modelo de simulación a las nuevas condiciones se obtiene (figura 4.30)

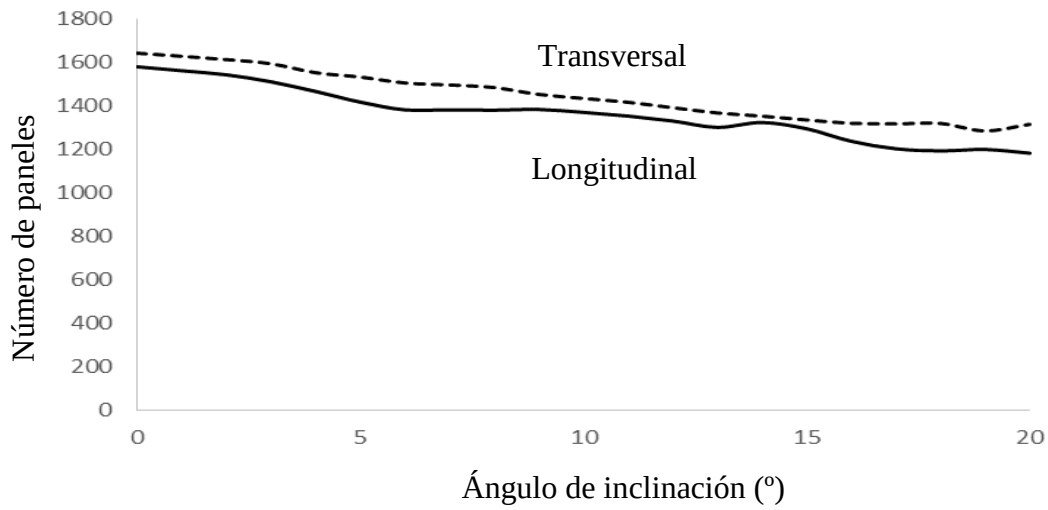


Figura 4.30 Evolución del número de paneles FV en un tejado orientado SW (panel FV orientado hacia el Ecuador) (elaboración propia)

La figura 4.30 muestra que, en la nueva situación, con el tejado orientado hacia el SW, la configuración de paneles fotovoltaicos transversal funciona mejor que la longitudinal, al contrario de lo que se obtenía en la situación anterior.

Ajustando nuevamente la evolución del número de paneles a una función lineal, se obtiene:

$$N_p = \begin{cases} -18.632\beta + 1633.7 & (R^2 = 0.9745) \quad (\text{transversal}) \\ -19.239\beta + 1555.3 & (R^2 = 0.9562) \quad (\text{longitudinal}) \end{cases} \quad (4.32)$$

Al igual que en el caso anterior, el coeficiente de regresión, aunque algo inferior al del caso ideal, es bastante bueno lo que nos permite seguir asegurando la validez del método propuesto.

La ecuación 4.32 tiene la ventaja de proporcionar una herramienta útil para poder determinar el número real de paneles fotovoltaicos que se pueden colocar sobre la superficie de un tejado, orientado 45° respecto al panel fotovoltaico, en función de la inclinación del panel.

Cálculo del número óptimo de paneles

La solución dada por la ecuación 4.32 es útil en tanto se den las condiciones para las cuales se ha desarrollado la simulación, pero no es válida si el acimut del tejado difiere del valor establecido en dicha simulación; por ello, se ha procedido a realizar un análisis más amplio combinando las ecuaciones 4.22, 4.31 y 4.32, lo que nos permitirá determinar el número óptimo de paneles teniendo en cuenta el acimut del tejado. De acuerdo con estas premisas, la relación que define el número de paneles es:

$$N_p = -18.632\beta + F_s N_p^o \quad (4.33)$$

En el caso de configuración longitudinal, y:

$$N_p = -19.239\beta + F_s N_p^o \quad (4.34)$$

Para el caso de configuración transversal.

Las ecuaciones 4.33 y 4.34 permiten determinar el número de paneles que se pueden colocar en el tejado de una nave industrial conocidas las dimensiones tanto del tejado como del panel, así como la inclinación de este último y la orientación del tejado, en el supuesto que los paneles fotovoltaicos se encuentren orientados hacia el Ecuador.

Con objeto de verificar la precisión del proceso de simulación que se ha seguido en el modelo, se ha procedido a determinar el error cometido en el cálculo del número de paneles; la función de error viene dada por la expresión:

$$\varepsilon(N_p) = \frac{a\Delta\beta + \beta\Delta a + F_s\Delta N_p^o + N_p^o\Delta F_s}{a\beta + F_s N_p^o} \quad (4.35)$$

Siendo $a = -19.239$ y:

$$\Delta N_p^o = N_p^o \left(\frac{\Delta \bar{S}_{roof}}{\bar{S}_{roof}} + \frac{\Delta S_{FV}}{S_{FV}} \right) \quad (4.36)$$

Donde $\bar{S}_{roof}$ es el valor promedio de la superficie de tejado del polígono en estudio.

Dado que el ángulo de inclinación y el factor de cobertura superficial varían, hemos tomado los valores máximos de estos dos parámetros en sus respectivos intervalos de operación con objeto de maximizar el error, lo que nos lleva a obtener el siguiente resultado:

$$\Delta N_p^o = 1863 \left(\frac{25}{108225} + \frac{0.01}{1.709} \right) = 11.3 \quad (4.37)$$

$$\varepsilon(N_p) = \frac{(19.329)(1) + (20)(0.001) + (0.920)(11.3) + (1863)(0.001)}{(19.329)(20) + (0.920)(1863)} = 0.015 = 1.5\% \quad (4.38)$$

Es de destacar el valor tan reducido del error porcentual cometido en el cálculo del número de paneles, lo que demuestra, una vez más, la validez del procedimiento utilizado.

De acuerdo con todo lo anterior, el procedimiento para el cálculo del número óptimo de paneles debe seguir el siguiente protocolo:

- Calcular el número de paneles basándose en consideraciones geométricas a partir de las dimensiones del tejado y del propio panel fotovoltaico
- En el caso que el método se aplique a un conjunto de naves industriales el cálculo realizado en el paso anterior corresponde al valor medio del conjunto de naves industriales
- Se utilizará el factor de cobertura superficial, F_s , para determinar el número de paneles orientados hacia el Ecuador que están situados sobre el tejado de una nave con acimut γ

- Se aplicará el factor de reducción en el número de paneles utilizando el correspondiente algoritmo, ecuaciones (4.34) y (4.35), en función del ángulo de inclinación del panel y del tipo de configuración utilizada, longitudinal o transversal
- Se determinará el error en el cálculo del número de paneles con objeto de establecer la máxima tolerancia en el número de paneles y, por tanto, en la energía captada por el conjunto del sistema fotovoltaico

4.11 Mejora de la energía generada en instalaciones fotovoltaicas sobre tejado utilizando herramientas SIG

La optimización de la energía generada por sistemas fotovoltaicos ubicados sobre tejados de edificaciones o naves industriales requiere de un proceso de simulación para modelizar el comportamiento y poder establecer las condiciones de operación que optimicen la generación de energía.

Una vez que se ha desarrollado un proceso de simulación enfocado en optimizar el número de paneles que se pueden ubicar sobre un tejado o azotea de una nave industrial, pasaremos a llevar a cabo un segundo proceso de simulación para optimizar la energía que generan dichos paneles. Utilizando el polígono industrial objeto de nuestro estudio se ha procedido a realizar la predicción de la irradiancia solar sobre el área de trabajo mediante la herramienta “Solar Area” para una resolución espacial de 5m x 5m (figura 4.31)

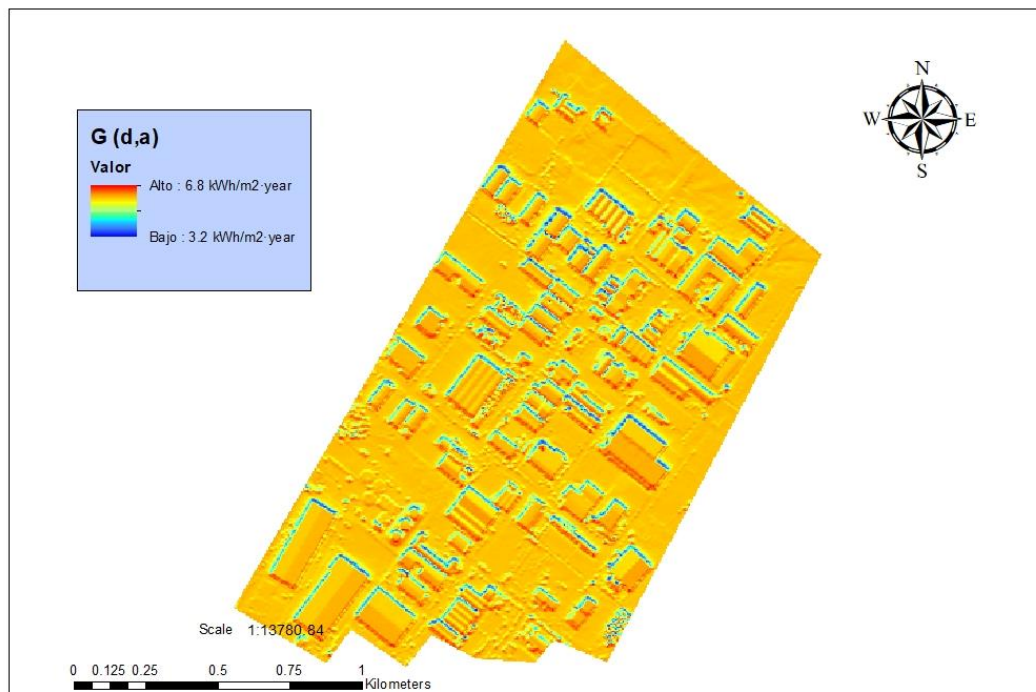


Figura 4.31 Irradiancia solar global diaria promedio anual sobre el área de trabajo (elaboración propia)

Entre los principales parámetros que permiten caracterizar el comportamiento de la irradiancia solar se encuentra el índice de cielo claro, así como el coeficiente de

irradiancia solar difusa, puesto que permiten conocer el valor de la irradiancia solar mediante los modelos correspondientes en aquellos casos en lo que no se disponga de datos durante el mínimo período de tiempo requerido.

Para obtener los valores de los dos coeficientes antes mencionados se ha utilizado una base de datos de 22 años resultando un coeficiente para irradiancia difusa de 0.24, lo que se muestra en buena concordancia con el valor estándar para días con cielo despejado, en los que el coeficiente $K_D=0.2$, en tanto el coeficiente de diafanidad o transparencia atmosférica ha resultado ser de 0.57, igualmente en concordancia con el valor estándar de referencia que se encuentra en el rango $0.6 < KT < 0.7$ [18], [38], [39].

La figura 4.32 nos muestra un detalle del valor de la irradiancia solar diaria en media mensual.

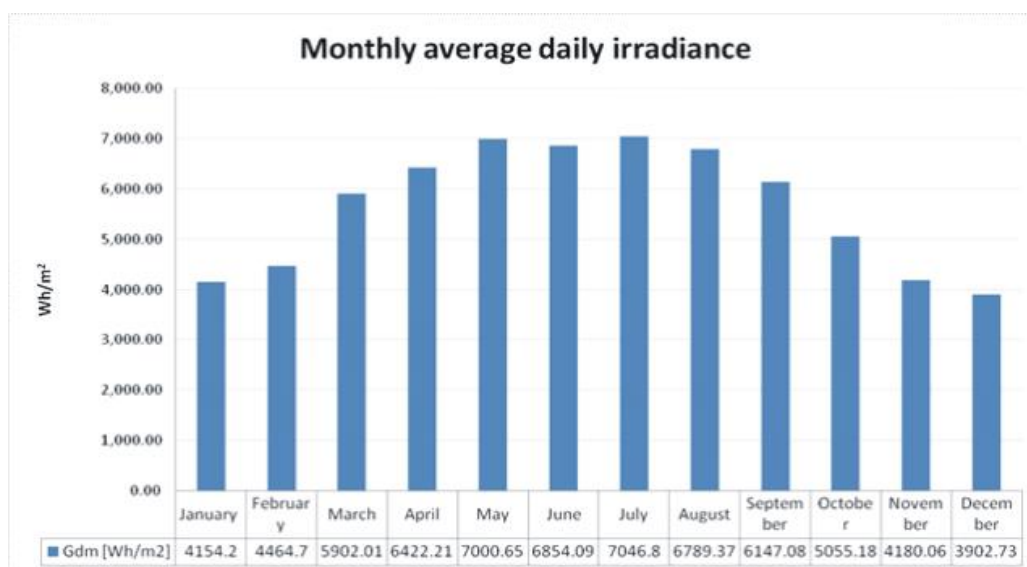


Figura 4.32 Media mensual de la irradiancia solar diaria sobre el área de trabajo, datos diarios de global de 22 años de satélite del modelo de la NASA [40] (elaboración propia)

4.12 Diseño del sistema fotovoltaico

A partir del estudio desarrollado previamente, que nos ha permitido optimizar el número de paneles que se pueden colocar sobre la superficie del tejado de una nave industrial cualquiera, en función de su tamaño, de la superficie del panel, de la inclinación de éste y de la orientación del tejado, podemos modelizar el comportamiento del sistema con vistas a mejorar la energía generada por el conjunto de paneles. Para ello, se ha utilizado el programa Python [36] de acuerdo con el siguiente diagrama de flujo (figura 4.33).

El modelo ha sido desarrollado para una superficie de tejado orientada inicialmente hacia el Ecuador, para posteriormente ir variando el acimut de la misma desde orientación Este hasta orientación Oeste en intervalos de 5° . Asimismo, la inclinación del panel fotovoltaico se ha ido modificando en intervalos de 1° desde la posición horizontal hasta alcanzar el valor máximo correspondiente a la latitud del lugar, 20° en nuestro caso.

Como condición de contorno inicial, se ha tomado como superficie de referencia el valor correspondiente al tejado de menores dimensiones de todos los identificados dentro del parque industrial, siendo este valor de 200 m².

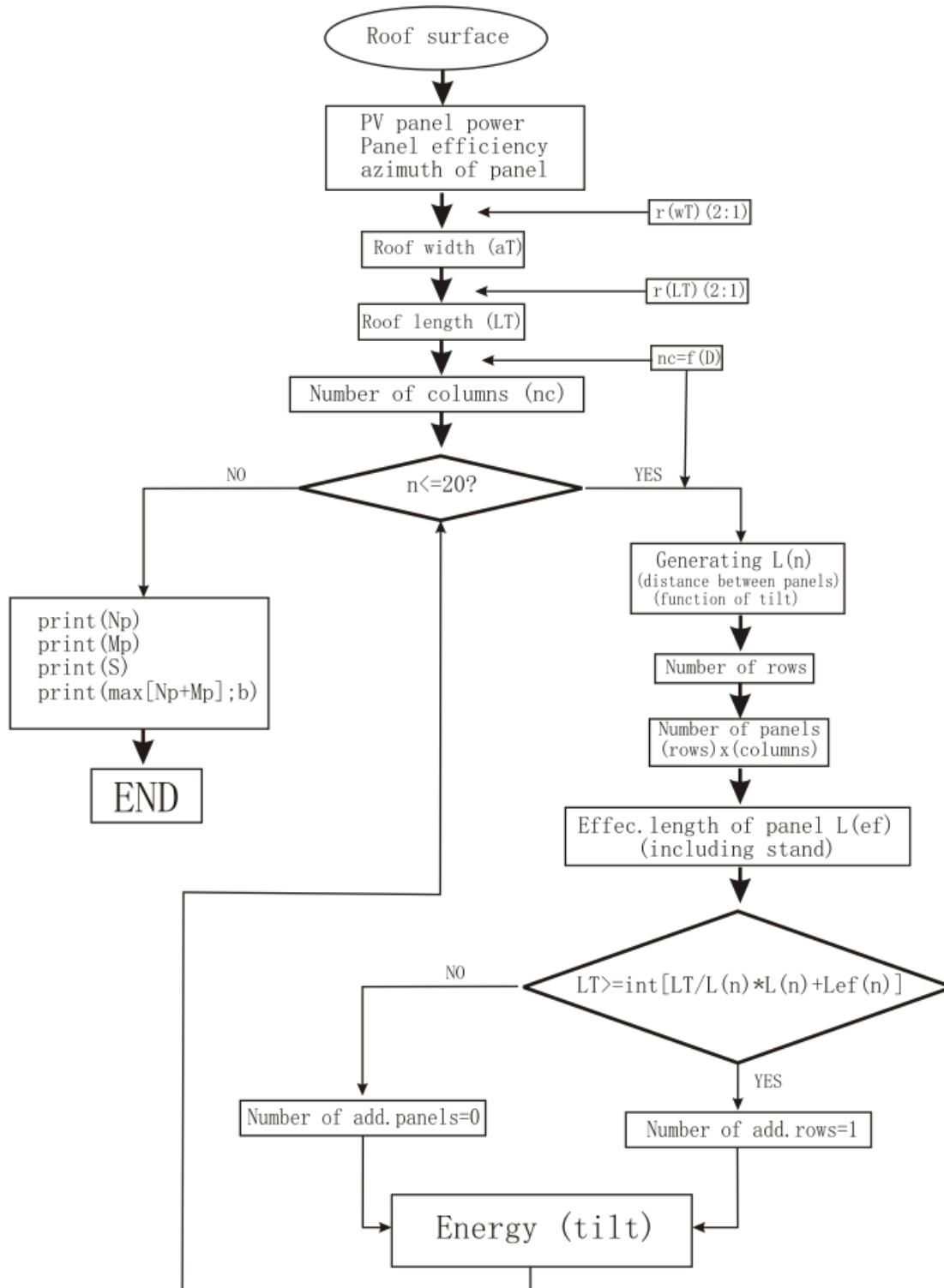


Figura 4.33 Diagrama de flujo para la modelización del sistema fotovoltaico (elaboración propia)

La figura 4.34 nos muestra los resultados de la energía media diaria obtenidos a partir del programa de simulación.

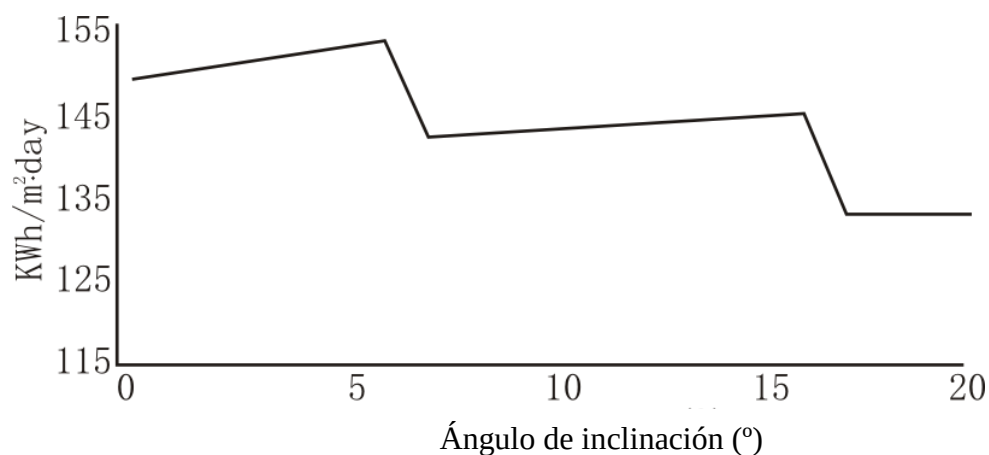


Figura 4.34 Energía generada para una superficie de referencia (valores simulados) (elaboración propia)

La observación de la figura 4.34 nos señala la existencia de tres intervalos diferentes en cuanto al comportamiento de la energía simulada, con un salto brusco entre cada uno de ellos, resultado de las condiciones impuestas en el programa de simulación. Al iniciar la simulación el número de paneles FV es elevado ya que al estar en posición transversal, con un ángulo de inclinación 0°, no se generan sombras entre ellos y la distancia entre filas es mínima; a medida que inclinamos los paneles estos generan sombra entre sus filas lo cual hace que el modelo aumente la distancia entre filas usando la fórmula de distancia mínima entre paneles, por ello el número de paneles se reducirá, sin embargo al inclinar los paneles se aprovecha mejor la energía del Sol en las horas de mayor irradiancia. Como se puede apreciar, el primer rango ocupa el intervalo entre 0° y 6°, el segundo entre 7° y 16°, y el tercero entre 17° y 20°.

Es de destacar que la evolución de la energía generada para cada uno de los rangos presenta una evolución lineal, con una pendiente más acusada cuanto menor es el ángulo de inclinación de los paneles. Este resultado es consecuente con lo esperado, dado que, para cada rango, al aumentar el ángulo de inclinación los rayos solares inciden con un menor ángulo sobre la superficie del panel, lo que aumenta la fracción útil de energía recolectada.

Asimismo, el hecho que aparezcan diferentes rangos, con un brusco salto entre ellos, es debido a la condición impuesta por la distancia de separación entre dos hileras consecutivas de paneles debido a los efectos de sombreo que se producen, y que da lugar a una variación discreta en el número de paneles y, por tanto, en el valor de la energía generada; estas variaciones discretas se producen justo para los valores con ángulo de inclinación de los paneles de 6° y 16°.

La tabla 4.4 muestra el resultado de la simulación en lo referente al número de paneles que se pueden colocar en la superficie de referencia en función de la inclinación de los paneles.

Tabla 4.4 Variación del número de paneles, N_p , con el ángulo de inclinación, β
(elaboración propia)

β	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N_p	188	189	190	190	191	191	192	169	169	169	169
β	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
N_p	169	169	169	169	169	169	148	148	148	148	

Cabe señalar que el número de paneles proporcionado por la simulación se mantiene constante para los intervalos de 7° a 16°, por un lado, y de 17° a 20° por el otro, no así en el primer rango, entre 0° y 6°, donde aparece una ligera variación en el número en función del ángulo de inclinación, con una tendencia creciente, aunque muy leve. Este hecho está en consonancia con lo mostrado en la Tabla 4.4, donde se aprecia que la energía aumenta de manera continua a medida que aumenta el ángulo de inclinación de los paneles. Sin embargo, la condición impuesta por la distancia mínima entre filas o hileras de paneles, representa una restricción al comportamiento mostrado en la tabla, tal y como se ha podido comprobar en el proceso de simulación llevado a cabo.

Los datos numéricos de la evolución de la energía generada con el ángulo de inclinación de los paneles pueden ser consultados en la siguiente tabla (ver tabla 4.5).

Tabla 4.5 Evolución en la generación de energía por el Sistema Solar Fotovoltaico en función del ángulo de inclinación de los paneles (elaboración propia)

		Rango ángulo de inclinación		
		0° - 6°	7° - 16°	17° - 20°
Energía generada (kWh/m²·day)	Max.	155.3	141.6	124.2
	Min.	147.0	137.6	124.2
Pendiente (kWh/m²·day·°)		1.383	0.444	0

La tabla 4.5 muestra tanto los valores máximo y mínimo para cada uno de los intervalos del ángulo de inclinación de los paneles como la pendiente correspondiente a dicho intervalo. Como se ha mencionado, la pendiente se reduce a medida que aumenta el valor del ángulo de inclinación, señalando que el efecto de la inclinación se va reduciendo de manera progresiva a medida que nos acercamos a la inclinación óptima dada, en general, por el valor de la latitud, 20° en nuestro caso.

Es igualmente destacable que el efecto de la inclinación de los paneles sobre la energía generada es nulo a partir de un valor determinado, en nuestro caso 17°, lo que indica que la condición de inclinación óptima equivalente a la latitud del lugar se ve modificada, al no corresponderse ya a un valor fijo, sino a un intervalo de valores.

Si comparamos los valores proporcionados por la simulación para cada uno de los rangos establecidos, tabla 4.6, tomando como valor característico del intervalo el valor medio del rango, se puede comprobar que la ganancia aumenta considerablemente cuando el panel se encuentra con inclinación baja, en tanto que para el rango de inclinación intermedia el porcentaje de ganancia no es tan elevado, pero sí significativo.

Tabla 4.6 Aumento en la generación de energía por el Sistema Solar Fotovoltaico con el rango de inclinación de los paneles (elaboración propia)

	Rango ángulo de inclinación		
	0° - 6°	7° - 16°	17° - 20°
Energía media generada (kWh/m²·día)	151.15	139.6	124.2
Ganancia (%)	21.7	12.4	0

El hecho que los resultados procedentes de la simulación muestren que la mejor distribución de los paneles es con ángulos bajos de inclinación, en contra de lo que pudiera esperarse, teniendo en cuenta el hecho que la inclinación óptima es la correspondiente a la latitud, para sistemas que van a operar durante todo el año, se debe a que dicha condición se establece para paneles individuales, donde no existe interferencia con ningún otro por efectos de sombreado; en cambio, cuando se trata de sistemas fotovoltaicos compuestos por un número elevado de paneles, dispuestos en filas o hileras, el efecto de sombreado cobra importancia, llegando a ser más relevante que el debido a la propia inclinación del panel. Podemos concluir, por tanto, que, tal y como se ha hecho en este trabajo, es necesario llevar a cabo un estudio detallado de la distribución geométrica de un conjunto de paneles fotovoltaicos antes de decidir cuál será la mejor forma de colocarlos sobre una superficie determinada con el fin de optimizar la energía generada.

Ahora bien, si consideramos que la energía generada por un conjunto de paneles depende, lógicamente, del número de los mismos, suponiendo que todos ellos sean del mismo tipo y características, es de esperar que a medida que varíe el número de paneles con el ángulo de inclinación lo haga la energía generada; sin embargo, en la práctica no se puede modificar el diseño de una instalación, por lo que el número de paneles que configura la misma debe ser previamente determinado. Si aplicamos este concepto a los resultados obtenidos en nuestro modelo mediante el proceso de simulación, nos encontramos que para el primer rango de inclinaciones, 0° a 6°, el número de paneles varía, aumentando con el ángulo de inclinación, lo que nos permitiría establecer el valor de forma previa según se estableciera un ángulo de inclinación u otro; esto, sin embargo, no sucede para los otros dos rangos, donde el número de paneles se mantiene constante en todo el intervalo, lo cual implica una desviación con relación a la energía generada si el comportamiento fuera del mismo tipo que el mostrado para el primer rango. Por ello, ha sido necesario llevar a cabo un proceso de ajuste correlacionando el valor predicho por la simulación, que llamaremos “teórico” con el que se obtendría si la evolución siguiera una tendencia dependiendo del ángulo de inclinación.

Con objeto de uniformizar el estudio, se ha aplicado este mismo criterio a todos los rangos, es decir se ha considerado que dentro de cada intervalo de ángulos de inclinación, el valor del número de paneles que se debe instalar es único y equivalente al proporcionado por el proceso de simulación; en esta situación, para el primer rango se ha tomado el promedio de todos los valores obtenidos, resultando un número de paneles de 190, en tanto para los otros dos rangos dicho número ha sido 169 para el segundo, y 148 para el tercero.

A partir de estos valores se ha procedido a correlacionar el valor de la energía que generaría un sistema manteniendo constante el número de paneles en cada rango, y el que

se obtendría si el número de paneles evolucionara con el ángulo de inclinación. Los resultados de dicho proceso se muestran en la figura 4.35.

La figura 4.35 nos muestra la evolución de la energía generada por un sistema de paneles situados en el tejado de una nave industrial, cuya superficie se fija como referencia, en función del número de paneles obtenido a partir del proceso de simulación para los diferentes rangos del ángulo de inclinación del panel. Para una mejor comprensión, se han representado los tres rangos de inclinación de panel obtenidos del proceso de simulación, de manera individual, lo que permite un análisis más detallado para cada caso al tiempo que mejora la precisión en la visualización de la energía generada al haberse modificado la escala del eje de ordenadas, que proporciona el valor de la energía generada, de acuerdo al rango de valores proporcionado por el programa de cálculo.

El valor “teórico”, línea discontinua, representa la energía generada a partir de un sistema en el que se mantiene fijo el número de paneles, siendo este número el proporcionado por el proceso de simulación para la optimización de la energía generada que se ha mencionado anteriormente. El valor “modelo”, línea continua, corresponde a la energía que generaría el mismo sistema de paneles fotovoltaicos que no tuviera la restricción de tomar como constante el número de paneles en todo el intervalo.

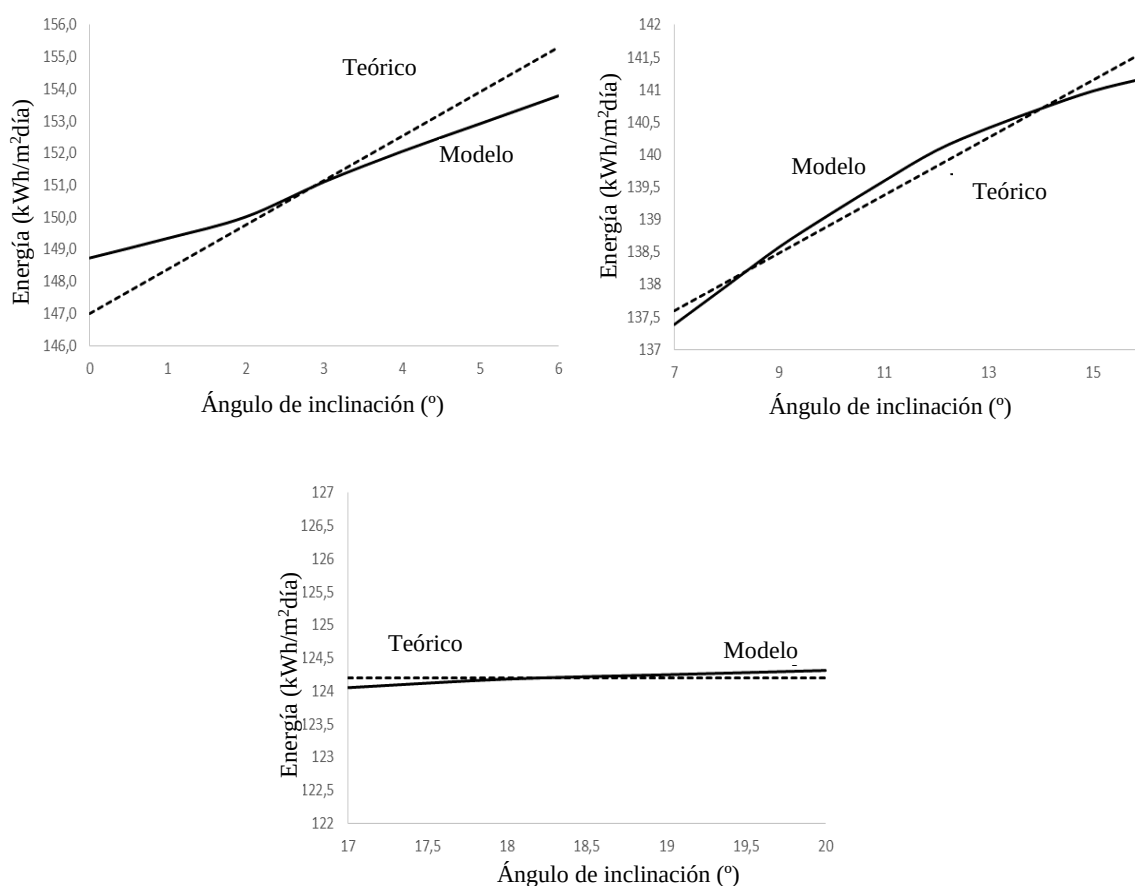


Figura 4.35 Energía generada en función del rango del ángulo de inclinación de paneles fotovoltaicos (teórico y modelo) (elaboración propia)

Se puede apreciar la diferencia entre el valor “teórico” y el del “modelo”, siendo mayor esta diferencia cuanto menor es el ángulo de inclinación, de acuerdo con los resultados esperados. Por otra parte, la desviación entre valor “teórico” y “modelado” no resulta ser muy grande, con un máximo para 0° del 1.1%.

A partir de los valores proporcionados por el modelo (m) y la simulación teórica (th), se procedió a realizar un ajuste mediante una correlación entre la energía generada y el ángulo de inclinación de los paneles, habiéndose obtenido los siguientes resultados:

a) Primer rango $0^\circ \leq \beta \leq 6^\circ$

$$\begin{aligned}\xi_1(th) &= 1.383\beta + 147 \quad R^2 = 1 \\ \xi_1(m) &= 0.8698\beta + 148.53 \quad R^2 = 0.9946\end{aligned}\quad (4.39)$$

b) Segundo rango $7^\circ \leq \beta \leq 16^\circ$

$$\begin{aligned}\xi_1(th) &= 0.444\beta + 134.49 \quad R^2 = 1 \\ \xi_1(m) &= 0.4261\beta + 134.7 \quad R^2 = 0.9747 \\ \xi_1(m) &= 4.733 \ln \beta + 128.19 \quad R^2 = 0.9971\end{aligned}\quad (4.40)$$

c) Tercer rango $17^\circ \leq \beta \leq 20^\circ$

$$\begin{aligned}\xi_1(th) &= 4 \times 10^{-13} \beta + 124.2 \quad R^2 = 1 \\ \xi_1(m) &= 0.0849\beta + 122.63 \quad R^2 = 0.9657 \\ \xi_1(m) &= -0.0163\beta^2 + 0.6893\beta + 117.06 \quad R^2 = 0.9943\end{aligned}\quad (4.41)$$

La predicción “teórica” sigue una línea recta, como era de esperar, con un ajuste perfecto ($R^2=1$), lo que es lógico ya que se trata de una situación en la que la energía es directamente proporcional al número de paneles, dentro del rango de inclinación del panel, según refleja la figura 4.34. Por el contrario, el modelo desarrollado trata de representar la situación en la que la energía evoluciona en función no sólo de la inclinación de los paneles, sino también del número de ellos que conformen la configuración del sistema fotovoltaico.

El ajuste de los valores obtenidos a partir del modelo a una recta, como en el caso “teórico”, no ha producido los mismos buenos resultados en cuanto al grado de ajuste, pudiendo considerarse suficientemente bueno para ángulos en el rango bajo, con un coeficiente de regresión del 99.5%, en tanto que para los otros dos rangos el nivel de ajuste desciende hasta el 97%. Debido a ello se ha procedido a ensayar con ajustes de tipo logarítmico y polinómico de segundo grado, habiéndose mejorado el grado de ajuste hasta el 99.5%. Estos altos niveles de ajuste nos permiten concluir que el proceso de modelado presenta una predicción muy próxima al valor “teórico”, lo que da validez al modelo.

Puesto que los paneles fotovoltaicos pueden ser instalados según una configuración longitudinal o transversal, que dan como resultado un número de paneles diferente [23], ha sido necesario aplicar el método previamente descrito a las dos configuraciones mencionadas. Se han utilizado 34 naves industriales, si bien se han considerado para la presentación de resultados las dos naves que se encuentran en los puntos opuestos, $I_d=1$

e $I_d=75$, que corresponden, respectivamente, a los valores máximo y mínimo del área de tejado.

Los resultados de este estudio se muestran en las figuras 4.36 y 4.37.

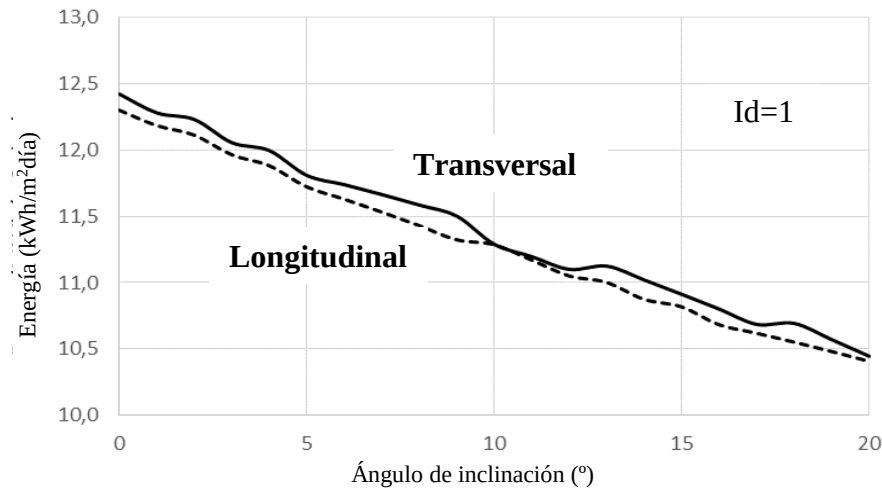


Figura 4.36 Simulación de energía generada por el sistema fotovoltaico para el tejado de mayor superficie (elaboración propia)

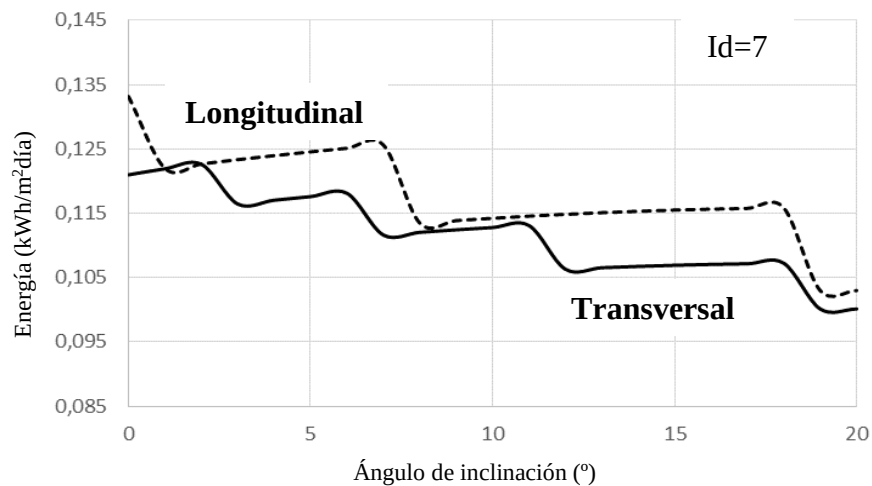


Figura 4.37 Simulación de energía generada por el sistema fotovoltaico para el tejado de menor superficie (elaboración propia)

Se observa que la configuración transversal genera una mayor cantidad de energía cuando la superficie del tejado es grande ($I_d=1$) mientras que la situación se invierte para tejados de menores dimensiones ($I_d=75$). Así pues, cuando se vayan a cubrir tejados de grandes dimensiones la configuración del sistema fotovoltaico con paneles colocados en sentido transversal, con la dimensión más larga apoyada en el suelo, parece la más conveniente, en tanto que cuando se trate de tejados pequeños es más adecuado colocar los paneles en sentido longitudinal, esto es, con su dimensión más larga en sentido vertical. Esto es

debido a que para tejados grandes el factor de cobertura superficial es mayor con paneles en configuración transversal, mientras que para tejados pequeños esta configuración da lugar a un menor factor de cobertura que la configuración longitudinal.

El análisis de los resultados mostrados por las figuras anteriores indica que el máximo de energía generada corresponde a un ángulo de inclinación nulo, independientemente del caso que se analice, debido a que el efecto de sombreo aumenta a medida que lo hace el ángulo de inclinación, especialmente con bajos valores de la altura solar, siendo este efecto de mayor intensidad en tejados de grandes dimensiones donde el número de paneles instalados es mayor.

El valor de la energía generada por un sistema fotovoltaico instalado en un tejado se incrementa si se puede añadir una fila adicional de paneles de forma que su sombra caiga fuera de los límites de la superficie del tejado. Esta situación se puede establecer matemáticamente por medio de la siguiente expresión:

$$L_{roof} \geq N_p D + L_z \quad (4.42)$$

Donde L_{roof} es la longitud del tejado, es decir su dimensión más larga, N_p el número de paneles instalados, D la distancia entre filas consecutivas y L_z la proyección de la longitud del panel sobre el plano horizontal.

La distancia D viene dada por:

$$D = L_{FV} \left[\frac{\sin \beta}{\tan(90 - \phi - 23.5)} + \cos \beta \right] \quad (4.43)$$

Siendo L_{FV} la longitud del panel, β su ángulo de inclinación, y ϕ la latitud del lugar.

La condición impuesta por la ecuación 4.42 incrementa el número de paneles y, por consiguiente, la cantidad de energía generada. Aplicando esta condición a nuestro modelo obtenemos:

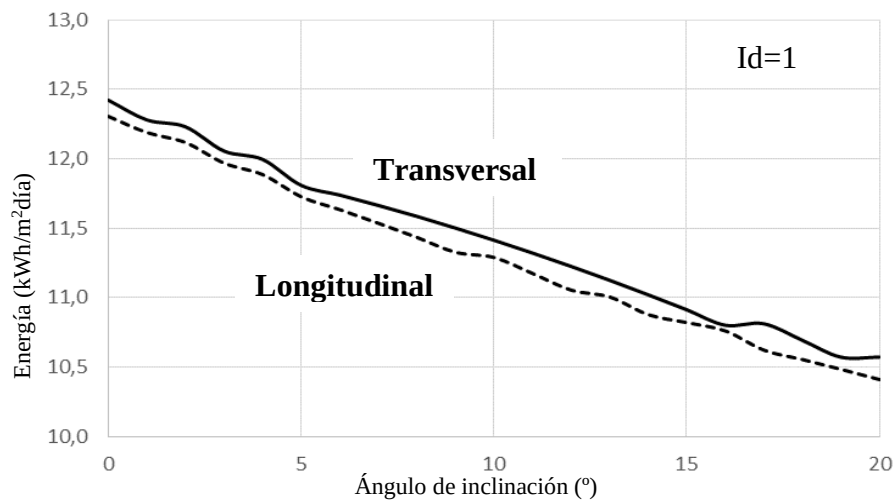


Figura 4.38 Simulación de energía generada por el sistema fotovoltaico para el tejado de mayor superficie con fila adicional de paneles (elaboración propia)

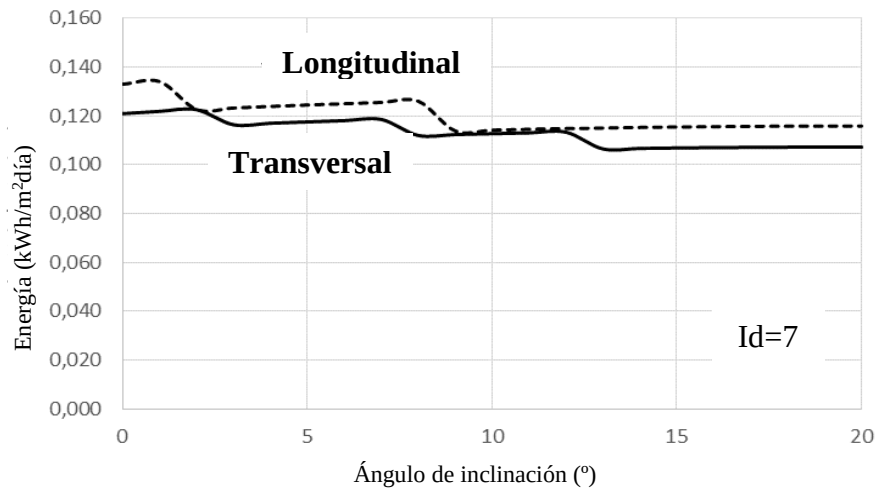


Figura 4.39 Simulación de energía generada por el sistema fotovoltaico para el tejado de menor superficie con fila adicional de paneles (elaboración propia)

Como sucedía en el caso sin fila adicional de paneles, la energía máxima se alcanza para un ángulo de inclinación nulo, lo que resulta lógico dado que la fila adicional no influye sobre el efecto de sombreado que se genera por la inclinación de los paneles, al quedar la sombra, como se ha mencionado, fuera de los límites del área del tejado.

El comportamiento del sistema es muy similar al que tenía el sistema sin fila adicional, con la configuración transversal funcionando mejor en grandes superficies y con la longitudinal dando mejores resultados en tejados de pequeño tamaño.

Con objeto de conocer el incremento producido en la energía generada por la incorporación de una fila adicional de paneles, se han comparado los sistemas con y sin fila adicional para el mismo tamaño de superficie de tejado y para el mismo tipo de configuración de los paneles fotovoltaicos. Los resultados de dicha comparación se muestran en las figuras 4.40 a 4.43

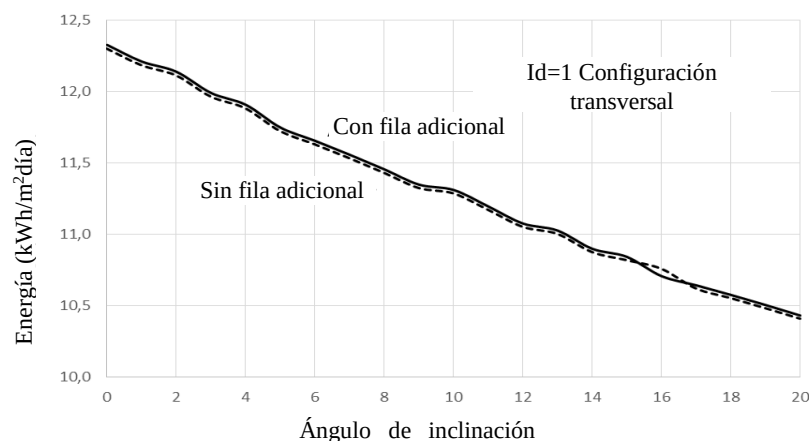


Figura 4.40 Simulación de energía generada por el sistema fotovoltaico para el tejado de mayor superficie con y sin fila adicional de paneles (configuración transversal) (elaboración propia)

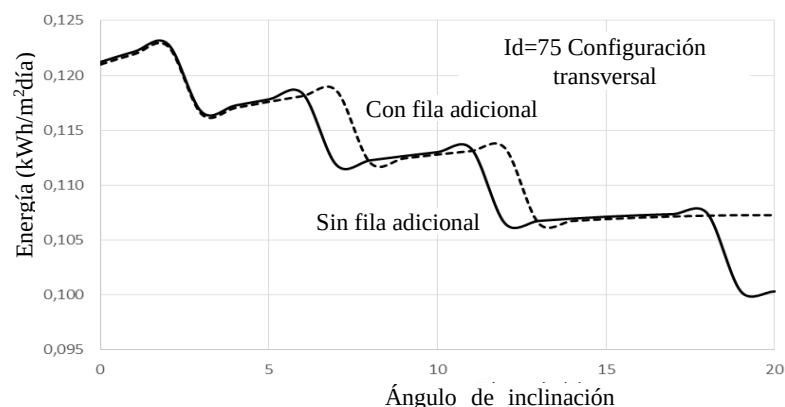


Figura 4.41 Simulación de energía generada por el sistema fotovoltaico para el tejado de menor superficie con y sin fila adicional de paneles (configuración transversal) (elaboración propia)

Como se puede apreciar para la configuración transversal tanto para el tejado de mayor tamaño como para el más pequeño el sistema fotovoltaico con fila adicional proporciona más energía, lo que resulta completamente lógico al haberse aumentado el número de paneles; sin embargo, la diferencia resulta poco apreciable, en torno al 0.2%, salvo en el caso de superficies de tejado pequeñas y ángulos de inclinación de panel específicos, 6° y 12°, por lo que es cuestionable si la incorporación de un nueva filas de paneles puede resultar beneficiosa desde un punto de vista de rentabilidad económica.

En lo relativo a la configuración longitudinal el análisis de la comparación nos indica que la ganancia de energía es apreciablemente mayor, alrededor del 1.5% para tejados de gran superficie, y del 5% para tejados de pequeño tamaño, tal y como muestran las figuras 4.42 y 4.43.

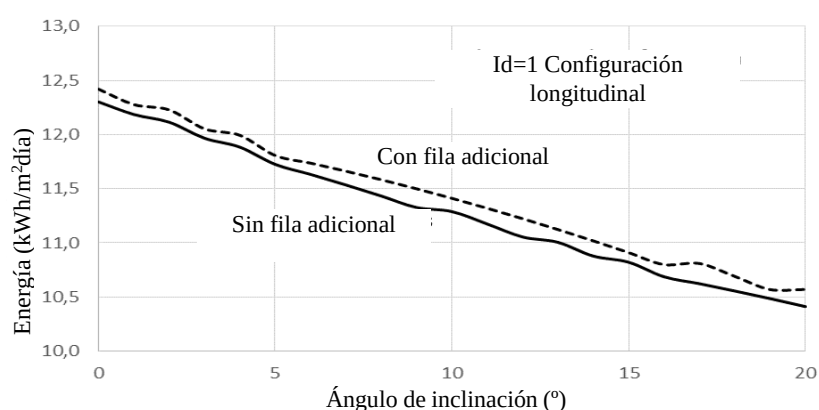


Figura 4.42 Simulación de energía generada por el sistema fotovoltaico para el tejado de mayor superficie con y sin fila adicional de paneles (configuración longitudinal) (elaboración propia)

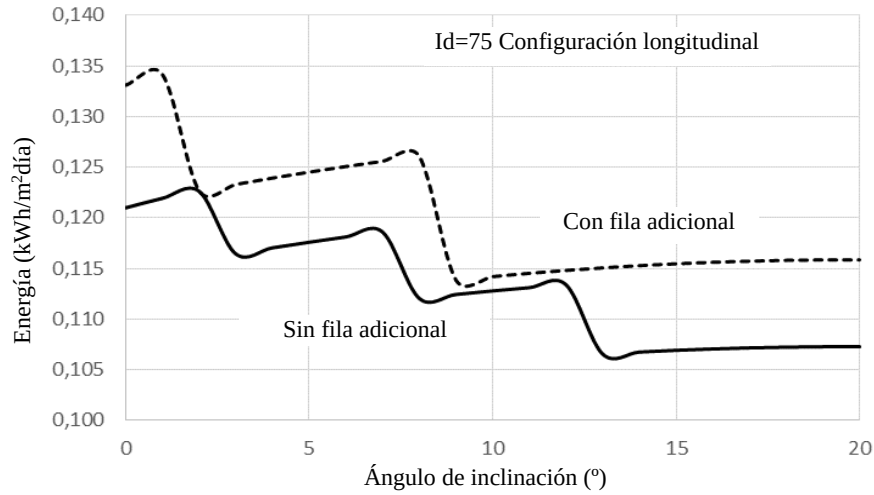


Figura 4.43 Simulación de energía generada por el sistema fotovoltaico para el tejado de menor superficie con y sin fila adicional de paneles (configuración longitudinal) (elaboración propia)

Como conclusión del análisis llevado a cabo podemos decir que la adición de una fila de paneles no aporta grandes ventajas, en lo relativo a la ganancia de energía para una configuración de tipo transversal, independientemente del tamaño de la superficie del tejado donde se ubique el sistema fotovoltaico, por lo que la conveniencia de su instalación es cuestionable; en cambio, si la configuración es del tipo longitudinal, la ganancia de energía es apreciable, entre 1.5% y 5% para tejados de gran y pequeño tamaño, lo que permite deducir que la inversión adicional puede ser recuperada en un tiempo relativamente breve.

4.13 Modelo para el cálculo de la energía solar fotovoltaica

Para obtener la energía fotovoltaica generada por cada tejado la base de datos creada se combina con los valores obtenidos del modelo de irradiancia solar utilizando el programa ArcGIS. Para ello, se fijan las condiciones óptimas de operación que corresponden a acimut cero, superficie orientada al Ecuador, e inclinación tal que se maximice la energía solar recibida, prevaleciendo la producción en invierno y favoreciendo la generación en verano [41]. La inclinación que permite cumplir estos requisitos viene dada por:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69|\varphi| \quad (4.44)$$

Siendo φ la latitud del lugar

La irradiancia solar sobre plano inclinado se puede determinar a partir del valor sobre la horizontal mediante la relación [41]:

$$G_a|_{\beta_{opt}} = \frac{G_a|_o}{1 - a\beta_{opt} - b\beta_{opt}^2} \quad (4.45)$$

Siendo $a=4.46 \times 10^{-4}$ y $b=1.19 \times 10^{-4}$

$G_a|_{\beta_{opt}}$ y $G_a|_0$ representan la irradiancia anual óptima sobre plano inclinado y la irradiancia sobre plano horizontal, respectivamente.

Por otro lado, debido a la ubicación de los paneles fotovoltaicos sobre el tejado de una nave industrial, en una zona sujeta a la influencia de agentes atmosféricos, especialmente la deposición de polvo sobre su superficie, es necesario tener en cuenta las pérdidas de potencia que dicho efecto genera, para lo cual utilizaremos la siguiente ecuación:

$$\frac{G_{ef,a}(\beta_\alpha)}{G_a(\beta_{opt})} = g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3 \quad (4.46)$$

Y donde los coeficientes g_i se pueden obtener a partir de la relación:

$$g_i = g_{i1}|\alpha|^2 + g_{i2}|\alpha| + g_{i3} \quad (4.47)$$

Siendo α la altura solar. Los valores de los coeficientes g_{ij} vienen dados en la tabla 4.7

Tabla 4.7 Coeficientes g_{ij} [29]

g_{ij}	$i=1$	$i=2$	$i=3$
$j=1$	8×10^{-9}	3.8×10^{-7}	-1.218×10^{-4}
$j=2$	-4.27×10^{-7}	8.2×10^{-6}	2.892×10^{-4}
$j=3$	-2.5×10^{-5}	-1.034×10^{-4}	0.9314

El valor máximo de la irradiancia global diaria anual corresponde a un ángulo de inclinación de los paneles de 17.01°. Para el cálculo de la irradiancia global diaria media anual sobre superficie limpia se utilizan las ecuaciones 4.44 y 4.45 mientras que para superficie cubierta de polvo se emplean las ecuaciones 4.44 y 4.46

A partir de las ecuaciones anteriores, una vez determinada la superficie de cada tejado mediante la aplicación de la herramienta “*Calculate Geometry*”, y el número óptimo de paneles que pueden ubicarse en dicha superficie utilizando la herramienta “*Joint Count*”, se puede determinar la potencia fotovoltaica empleando los datos proporcionados por el programa GIS que aparecen en la figura 4.44.

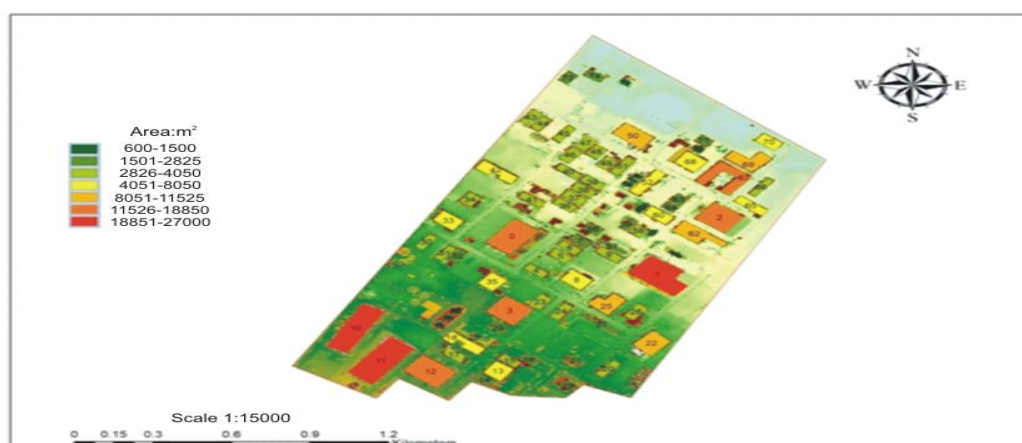


Figura 4.44 Área de los tejados (elaboración propia)

Los resultados del cálculo de la potencia fotovoltaica se muestran en las siguientes tablas, tanto para orientación SE como SW.

Tabla 4.8 Valores de la potencia fotovoltaica para orientación SE (elaboración propia)

I_d	Área tejado [m ²]	G_{da} [Wh/m ²]	$G_{da} (\beta_{opt})$ [Wh/m ²]	$G_{da} (\beta_{opt})$ (sucio) [Wh/m ²]	Número de paneles	P_{inst} (W _p)
0	7600	5691.77	5941.416	5852.277	3102	775500
10	11000	5669.958	5918.647	5829.851	4967	1241750
11	13450	5719.474	5970.335	5880.763	6159	1539750
20	2250	5686.779	5936.206	5847.146	922	230500
21	700	5477.605	5717.858	5632.073	269	67250
22	4375	5862.378	6119.507	6027.698	1987	496750
23	975	5740.939	5992.742	5902.833	350	87500
23	975	5740.939	5992.742	5902.833	635	158750
24	1525	5725.943	5977.088	5887.415	365	91250
30	1200	5928.041	6188.050	6095.211	487	121750
31	1500	5914.183	6173.584	6080.963	604	151000
32	1100	5951.277	6212.305	6119.103	453	113250
37	3000	5700.119	5950.131	5860.863	1329	332250
43	1325	5890.537	6148.901	6056.649	550	137500
44	1475	5824.391	6079.854	5988.639	612	153000
45	1625	5796.276	6050.506	5959.73	668	167000
46	1975	5886.493	6144.680	6052.492	838	209500
58	1250	5768.735	6021.757	5931.413	516	129000
60	1975	5658.866	5907.069	5818.446	736	184000
61	1450	5925.807	6185.718	6092.915	594	148500
67	5850	5813.52	6068.506	5977.461	2476	619000
68	1125	5737.395	5989.042	5899.189	480	120000
73	925	5879.038	6136.898	6044.827	364	91000
SUMA	68625	132990.463	138823.541	136740.79	29463	7365750

Leyenda: I_d : código de identificación del tejado, G_{da} : Irradiancia solar global diaria media anual, β_{opt} : inclinación óptima del panel, P_{inst} : potencia fotovoltaica instalada.

Análogamente, para orientación SW:

Tabla 4.9 Valores de la potencia fotovoltaica para orientación SW (*elaboración propia*)

I_d	Área tejado [m ²]	G_{da} [Wh/m ²]	$G_{da}(\beta_{opt})$ [Wh/m ²]	$G_{da}(\beta_{opt})$ (sucio) [Wh/m ²]	Número de paneles	P_{inst} (W _p)
1	15575	5725.662	5976.794546	5887	7139	1784750
2	6775	5910.726	6169.975615	6077	3052	763000
3	7475	6010.029	6273.634132	6180	3124	781000
4	3475	5811.507	6066.404783	5975	1329	332250
5	2550	5836.843	6092.852042	6001	1019	254750
6	1650	5967.166	6228.891123	6135	664	166000
7	1725	5875.091	6132.777633	6041	745	186250
8	1600	5814.863	6069.90798	5979	646	161500
12	9275	5781.491	6035.072255	5945	4202	1050500
13	3225	6001.149	6264.364647	6170	1172	293000
14	1375	5959.304	6220.684289	6127	481	120250
15	1725	6055.817	6321.430433	6227	600	150000
17	1625	5837.628	6093.671473	6002	706	176500
18	2625	5940.69	6201.253862	6108	1083	270750
19	1050	5757.768	6010.308743	5920	408	102000
25	4075	5694.41	5944.171806	5855	1724	431000
26	2400	5752.693	6005.01115	5915	1043	260750
29	650	5754.733	6007.140626	5917	264	66000
33	6200	5675.276	5924.198572	5835	2798	699500
35	2650	5968.035	6229.798238	6136	1110	277500
37	1850	5912.997	6172.346223	6080	781	195250
40	1425	5635.185	5882.349146	5794	535	133750
41	1600	5672.703	5921.512718	5833	597	149250
42	3850	5954.766	6215.947248	6123	1607	401750
52	2800	5698.366	5948.30132	5859	1128	282000
56	1550	5830.048	6085.759008	5994	572	143000
62	6150	6035.089	6299.793285	6205	2555	638750
64	850	5976.453	6238.585459	6145	287	71750
68	1375	5859.002	6115.982955	6024	587	146750
69	4950	5831.02	6086.77364	5995	2072	518000
70	2450	6124.949	6393.594623	6298	959	239750
71	875	5860.789	6117.848335	6026	351	87750
72	625	5994.609	6257.537797	6164	224	56000
75	175	6098.964	6366.469899	6271	64	16000
SUMA	108225	199615.821	208371.1456	205243	45628	11407000

4.14 Análisis de resultados

Los resultados muestran que la potencia global instalada para la orientación SW es de 11.41 MW, en tanto que para la orientación SE tan sólo se generan 7.37 MW. Esto nos indica que la situación no es simétrica, siendo la orientación SW la preferente en caso de tener que seleccionar una de las dos.

Si consideramos que la superficie total utilizada para el polígono industrial es de 2.307 km², la densidad de potencia resulta ser de 187.7 kW/ha, valor que se encuentra dentro del rango recomendado para instalaciones industriales, que es de 150-250 kW/ha [42]. Sin embargo, este dato no se corresponde con el valor real, dado que la superficie efectiva de tejados cubierta por los paneles fotovoltaicos es mucho menor, tal y como se indica en las tablas 4.8 y 4.9. Si utilizamos el área de tejado en lugar del área del polígono, obtenemos los siguientes resultados:

$$\begin{aligned}\sigma_{SE} &= (P_{SE}/S_{SE}) = (7365750/68625) = 107.3 \text{ W / m}^2 = 1073 \text{ kW / ha} \\ \sigma_{SW} &= (P_{SW}/S_{SW}) = (11407000/108225) = 105.4 \text{ W / m}^2 = 1054 \text{ kW / ha}\end{aligned}\quad (4.48)$$

Estos valores no son, pese a todo, comparables con los valores de referencia, puesto que estos últimos corresponden a un plano horizontal y para un día solar centrado en el mediodía, mientras que los datos obtenidos en nuestro estudio han sido determinados para plano inclinado y orientación SE o SW; por tanto, es necesario llevar a cabo un proceso de conversión para poder comparar los valores obtenidos con los de referencia para condiciones estándar, para lo cual emplearemos las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}\sigma_{SE}|_{ref} &= \left(1/\bar{R}_b\right) \sigma_{SE} \cos \gamma = 43.4 \text{ W / m}^2 = 434 \text{ kW / ha} \\ \sigma_{SW}|_{ref} &= \left(1/\bar{R}_b\right) \sigma_{SW} \cos \gamma = 42.6 \text{ W / m}^2 = 426 \text{ kW / ha}\end{aligned}\quad (4.49)$$

Basándose en estos resultados podemos estimar la generación de energía en la zona seleccionada. El valor que se obtiene permite determinar la reducción de demanda energética que el polígono industrial tendrá de la red de suministro eléctrico. Para el cálculo de la energía se ha utilizado el tiempo solar efectivo dado por:

$$t = \frac{2 \cos^{-1} \left[-\tan \delta \tan (\varphi - \beta) \right] - |\gamma|}{15} \quad (4.50)$$

Donde la declinación viene dada por la conocida expresión:

$$\delta = -23.45 \cos \left[\frac{360}{365} (n + 10) \right] \quad (4.51)$$

Siendo n el día del año juliano y γ el acimut de la superficie del tejado.

Aplicando las expresiones anteriores para inclinaciones de 5°, 10°, 15°, 30° y 45°, es posible obtener el factor de corrección de la potencia generada, cuyos valores se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.10 Factor de corrección de potencia para irradiancia solar media anual para planos inclinados con orientación SE o SW (Toluca, México) (elaboración propia)

<i>Inclinación (°)</i>	5	10	15	30	45
<i>Factor</i>	0.499	0.500	0.501	0.505	0.508

Estos valores pueden ser ajustados a una función lineal del tipo:

$$f = 2 \times 10^{-4} \beta + 0.4978 \quad (4.52)$$

Que da un coeficiente de regresión $R^2=0.9994$

Sin embargo, y con objeto de simplificar el análisis, se puede observar que el factor de corrección de potencia se mantiene prácticamente constante en todo el intervalo, pudiéndose considerar un valor medio representativo $f=0.503$. Aplicando este valor a la densidad de potencia generada obtenemos:

$$\begin{aligned} \sigma_{SE}|_{eff} &= f \sigma_{SE}|_{ref} = (0.503)(43.4) = 21.83 \text{ W / m}^2 = 218.3 \text{ kW / ha} \\ \sigma_{SW}|_{eff} &= f \sigma_{SW}|_{ref} = (0.503)(42.6) = 21.43 \text{ W / m}^2 = 214.3 \text{ kW / ha} \end{aligned} \quad (4.53)$$

Valores que continúan estando dentro del rango de referencia para condiciones estándar de operación.

Nomenclatura

A: área.

$AIS_{\theta,\alpha}$: ángulo de incidencia dividida entre la superficie interceptora y un sector del cielo determinado con un centroide en los ángulos acimutal y cénit

$AI_{\theta,\alpha}$: ángulo de incidencia entre el eje normal para la superficie y el centroide del sector del cielo

B_{tot} : irradiancia directa

$B_{\theta,\alpha}$: irradiancia directa de la zona del mapa solar

D: distancia mínima entre las bases de apoyo de dos paneles situados en dos filas consecutivas; distancias entre filas consecutivas.

D_{tot} : irradiancia difusa

Dur : duración de tiempo para el análisis

f: función lineal.

FS: factor de cobertura superficial.

Ga: La irradiancia solar sobre plano inclinado.

Gda: Irradiancia solar global diaria media anual.

G_{tot} : Irradiancia global

Id: número de identificación.

KD: coeficiente para irradiancia difusa.

KT: coeficiente de diafanidad o transparencia atmosférica.

L: longitud; longitudes del plano ecuatorial.

L0: longitudes que pasa por el paralelo de la localidad.

LFV: longitud del panel fotovoltaico.

Lroof: longitud del tejado.

Lz: proyección de la longitud del panel sobre el plano horizontal.

$m(\theta)$: longitud de ruta óptica relativa que mide como una parte en relación con la distancia de ruta del cénit

m: modelo.

n: día del año juliano; número de tejados

Nop: número de paneles promedio para nuestro polígono de trabajo.

N_p : número de paneles.

p: paneles.

P_{dif} : proporción del flujo de irradiancia global normal difundido
 P_{inst} : potencia fotovoltaica instalada.
 r : el radio del plano de la Tierra que pasa por el paralelo del lugar.
 R : radio de la Tierra.
 R^2 : coeficiente de regresión.
 R_{glb} : irradiancia global perpendicular
 S : superficie.
 S_{const} : flujo solar fuera promedio fuera de la atmósfera (constante solar)
 $SD_{\theta, \alpha}$: tiempo representado por sector del cielo
 $SG_{\theta, \alpha}$: es la fracción de espacio para el sector del mapa solar
 $SG_{\theta, \alpha}$: porción de cielo visible o fracción de espacio para el sector del cielo
 S_{roof} : valor promedio de la superficie de tejado del polígono en estudio.
 th : simulación teórica.
 W : anchura.
 $W_{\theta, \alpha}$: es la porción de la irradiancia difusa que se origina en una parte del cielo en concreto
 x_o, y_o : coordenadas cartesianas de los vértices.
 z : distancia longitudinal desde el borde superior del panel hasta la superficie de apoyo.
 α : altura solar.
 β : ángulo de inclinación.
 γ : acimut de la superficie.
 δ : declinación.
 ε : error.
 θ : ángulo de incidencia de la irradiancia solar sobre la superficie frontal del panel.
 ξ_1 : energía generada y el ángulo de inclinación de los paneles.
 σ : densidad de potencia.
 φ : la resolución angular.
 ϕ : latitud del lugar.

Referencias

- [1] “Cómo se calcula la radiación solar—Ayuda | ArcGIS for Desktop.” https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/how-solar-radiation-is-calculated.htm#ESRI_SECTION1_DCC8AAAE78B04447BF217D78FC0A4F8F (accessed Nov. 30, 2021).
- [2] ESRI, “Comprender el análisis de interpolación—Ayuda | ArcGIS for Desktop,” 2020. <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/understanding-solar-radiation-analysis.htm> (accessed Dec. 19, 2021).
- [3] “Modelar la radiación solar—Ayuda | ArcGIS for Desktop.” <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm> (accessed Dec. 02, 2021).
- [4] “Parque Industrial Toluca 2000 - Google Maps.” <https://www.google.com/maps/place/Parque+Industrial+Toluca+2000/@19.3816348,-99.5773694,17z/data=!4m9!1m2!2m1!1stoluca+2000!3m5!1s0x85d274f27a33627b:0x48ab27076c07827a!8m2!3d19.3832981!4d-99.5791605!15sCgt0b2x1Y2EgMjAwMFoNIgt0b2x1Y2EgMjAwMJIBDWJ1c2luZXNzX> (accessed Nov. 13, 2021).
- [5] J. Espiago, “CARTOGRAFÍA PARA LA GEOGRAFÍA FUNDAMENTOS.” Servicio de Cartografía de la Universidad Autónoma de Madrid, 2006.
- [6] J. Santamaría-Peña, *La Cartografía y Las Proyecciones Cartográficas*. Universidad de la Rioja, 2011.
- [7] S. B. Moreno, “EDITORIAL UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA Fundamentos de cartografía matemática 2ª edición”, Accessed: Oct. 06, 2021. [Online]. Available: www.lalibreria.upv.es
- [8] “inmuebles24,” 2018. <https://www.inmuebles24.com/propiedades/terreno-industrial-en-venta-en-parque-industrial-50965161.html>
- [9] “Biblioteca digital de Mapas.” <https://www.inegi.org.mx/app/mapas/?tg=1015> (accessed Apr. 19, 2021).
- [10] “Espacio y datos de México.” <https://www.inegi.org.mx/app/mapa/espacioydatos/default.aspx?ag=151060001> (accessed Apr. 16, 2021).
- [11] “Instituto Nacional de Estadística y Geografía de México (INEGI),” 2017. <http://www.inegi.org.mx> (accessed May 04, 2018).
- [12] Instituto Nacional de Estadística y Geografía, “Inventario Nacional de Viviendas,” 2015, [Online]. Available: <https://www.inegi.org.mx/app/mapa/INV/Default.aspx?ll=18.393473802517168,-93.34105914115906&z=16>
- [13] “Economical potential use of renewable energies | EPURE Project | FP3 | CORDIS | European Commission.” <https://cordis.europa.eu/project/id/RENA940054/es> (accessed Aug. 31, 2021).

- [14] Natural Earth, "Free vector and raster map data @ naturalearthdata.com," 2013. <https://www.naturalearthdata.com/> (accessed Aug. 31, 2021).
- [15] "OpenStreetMap." <https://www.openstreetmap.org/#map=6/40.007/-2.488> (accessed Aug. 31, 2021).
- [16] C. R. Group and U. of Sevilla, "Global Climate Monitor," 2020. <https://www.globalclimatemonitor.org/> (accessed Aug. 31, 2021).
- [17] NASA, "POWER Data Access Viewer," *Multiple Data Access Options*, 2018. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (accessed May 07, 2021).
- [18] P. D. Paul W. Stackhouse, Jr., "NASA Surface meteorology and Solar Energy," 2016, p. 1, 2016, [Online]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?&email=rets@nrcan.gc.ca&step=1&p=&lat=17.138391&submit=Submit&lon=-62.625300>
- [19] European Commission, "JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission," *Photovoltaic Geographical Information System*, 2017. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP
- [20] A. M. M. Ávila, J. D. Bravo, and J. G. Puebla, "Modelo geográfico para la estimación del potencial fotovoltaico en tejados. Caso de estudio: Miraflores de la Sierra," Universidad Complutense de Madrid, Madrid, 2014. doi: 25543.
- [21] P. Montecino, "Estudio sobre la evaluación del potencial fotovoltaico en el Polígono Industrial de Coslada," 2016.
- [22] S. W. Tasha; Sommer, *Sig de la a a la z : diccionario ilustrado de los sistemas de informacion geografica*. [Place of publication not identified] : Esri Press, 2015.
- [23] "SIG | Buscar | Universidad Complutense de Madrid." <https://ucm.on.worldcat.org/v2/search?lang=es&clusterResults=off&stickyFacetsChecked=on&queryString=SIG> (accessed Aug. 31, 2021).
- [24] S. Ullah, S. Silvestre, and J. Domínguez, "Characterization of PV technology over roofs and their constraints for a geographical analysis," UPC, Barcelona, 2013.
- [25] J. Domínguez Bravo, "Breve Introducción a la Cartografía y a los Sistemas de Información Geográfica," CIEMAT, Madrid, 2000.
- [26] A. M. Martín and J. Dominguez, "Solar radiation interpolation," in *Green Energy and Technology*, 2019. doi: 10.1007/978-3-319-97484-2_8.
- [27] J. Dominguez, "Estimación del potencial fotovoltaico en polígonos industriales," no. October, 2017, doi: 10.13140/RG.2.2.29752.85765.
- [28] A. Verso, A. Martin, J. Amador, and J. Dominguez, "GIS-based method to evaluate the photovoltaic potential in the urban environments: The particular case of Miraflores de la Sierra," *Sol. Energy*, vol. 117, pp. 236–245, 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.04.018.
- [29] A. M. M. Ávila, J. D. Bravo, and J. A. Guerra, "EVALUACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO DE MIRAFLORES DE LA SIERRA (MADRID) MEDIANTE TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN GEOGRÁFICA," *Futur. Efic. Proy. y Actual. Energética*, no. 27, p. 4, 2016,

- [Online]. Available: <http://futureenergyweb.es/digital-versions/2016-01/index.html#72/z>
- [30] B. G. Domínguez, J. D. Bravo, and M. S. Cambroner, “LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE PANELES SOLARES EN TEJADOS MEDIANTE AUV.,” Universidad Complutense de Madrid, Madrid, 2014.
 - [31] “Cómo funciona Sombreado—Ayuda | ArcGIS for Desktop.” https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/how-hillshade-works.htm#ESRI_SECTION1_DB785D323778466E8E364ED4353871F9 (accessed May 18, 2021).
 - [32] F. Segura-Muñoz, C. Armenta-Déu, and J. Domínguez-Bravo, “Rooftop layout optimization for PV installation using GIS,” no. 1.
 - [33] D. Élez-Reche, “Trabajo Fin de Grado Diseño de Estructura Básica de Nave Industrial.”
 - [34] O. P. Lamigueiro, “ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica,” 2020. Accessed: May 27, 2021. [Online]. Available: <https://github.com/oscarperpinan/esf>
 - [35] “Welcome to Python.org.” <https://www.python.org/> (accessed Feb. 23, 2021).
 - [36] “The Python Language Reference — Python 3.9.2 documentation.” <https://docs.python.org/3/reference/index.html> (accessed Feb. 23, 2021).
 - [37] “Sunmodule SW 250 poly.” https://www.monsolar.com/pdf/Ficha_tecnica_panel_solar_solarworld_poly_250.pdf (accessed Apr. 23, 2021).
 - [38] “ArcGIS,” 2017. <http://resources.arcgis.com> (accessed May 10, 2017).
 - [39] NASA, “NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables Parameters for Solar Cooking :,” pp. 1–21, 2015.
 - [40] NASA, “NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables Parameters for Solar Cooking : Applications :,” 2007. <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&email=skip@larc.nasa.gov&step=1&p=&lat=19.37833&submit=Submit&lon=-99.56639> (accessed Feb. 13, 2017).
 - [41] C. Agustin and S. German, “Instalaciones Solares Fotovoltaicas,” p. 32, 2012.
 - [42] Secretaría de Economía, “Norma Mexicana Nmx-R-046-Scfi-2011 Parques Industriales – Especificaciones (Cancela a La Nmx-R-046-Scfi-2005). Industrial Parks - Specifications,” *D. Of. la Fed.*, p. 6, 2011.

Anexo 4

```
#Programa que llama la hoja de datos de Excel, después toma
#los valores de la hoja de elevacion y acimut, para usarlos
#con la instrucción de Hillshade y los guarda en una carpeta
#específica, hace esto para todos los valores de la "Hoja1"
# Import system modules
import arcpy
from arcpy import env
from arcpy.sa import *
import time
import xlrd
filepath = "C:\\\\Users\\\\Tablas\\\\tablasombra01.xlsx"
openfile = xlrd.open_workbook(filepath)
sheet = openfile.sheet_by_name("Hoja1")
# Set environment settings

j=0
i=0
# Set loca variables
for i in range(sheet.nrows):
    #while (i<len(ele)):
        env.workspace = r"C:\\Users\\Toluca_Paneles\\Default.gdb"
        altitude = (sheet.cell_value(i,2))
        azimuth = (sheet.cell_value(i,3))
        inRaster = "zona_estudio"
        modelShadows = "SHADOWS"
        zFactor = 1

# Check out the ArcGIS Spatial Analyst extension license
arcpy.CheckOutExtension("Spatial")

# Execute HillShade
outHillShade = Hillshade(inRaster, azimuth, altitude, modelShadows, zFactor)
nombre = r"C:\\Users\\Toluca_Paneles\\sombras\\deft0"+str(j)
outHillShade.save(nombre)
#time.sleep(1)
print(j)
j=j+1

imprime finalizado
print ("Finalizado")
```

Capítulo 5. Aprovechamiento de la energía

5.1 Introducción

El mejor uso de los sistemas fotovoltaicos tiene lugar en las inmediaciones de los centros de consumo de energía ya que en dicha situación las pérdidas se minimizan; por eso la colocación de paneles fotovoltaicos en la parte superior de los edificios industriales puede representar una buena solución para suministrar electricidad a la industria a un coste mínimo. Incluso si la fuente de alimentación no cubre el total de los requisitos energéticos, representa una reducción significativa de la dependencia de los combustibles fósiles lo que conlleva una contribución importante a la reducción de las emisiones de carbono y la preservación del medio ambiente.

Para optimizar el uso de los tejados se quiere elaborar un método que permita al usuario colocar los paneles FV de manera que cubran el máximo área posible con mínima o nula interferencia entre paneles; esto solo es posible a través de un modelado ya que cada azotea muestra características específicas como el tamaño, orientación y forma.

El uso de paneles FV en los tejados de los edificios industriales requiere un perfecto conocimiento del lugar ya que determina la superficie disponible, lo cual nos ayuda a determinar la cantidad de energía que puede suministrar la instalación fotovoltaica. Las imágenes de los satélites geoestacionarios proporcionan información para grandes áreas; en los últimos años la resolución de las imágenes han mejorado en gran medida, tanto en el espacio como en el tiempo, desde una resolución temporal de 30 minutos y varios kilómetros [1], a una resolución espacial de solo 1 km y una resolución temporal de 15 minutos [2]; sin embargo, para mayores resoluciones es necesario usar Sistemas de Información Geográfica (GIS). Usando herramientas GIS podemos fácilmente trabajar con resoluciones de 5 metros por pixel con ayuda de la tecnología LIDAR [3], la cual es más adecuada para superficies pequeñas como la de los tejados de las naves industriales.

5.2 Evaluación de la energía efectiva

5.2.1 Pérdidas por ángulo de inclinación

Como se ha estudiado en el capítulo 2 referente a la irradiación solar sobre un plano inclinado, la energía que incide en una superficie se aprovecha transformándola en energía pero no solo depende de la energía incidente sino también del ángulo entre la superficie y el Sol; cuando la superficie absorbente y la luz solar son perpendiculares es cuando se recibe la mayor cantidad de energía pudiendo estudiar este fenómeno analíticamente.

Análisis teórico

La generación de energía, para características específicas de paneles fotovoltaicos, depende del nivel de irradiación solar que se define por la expresión clásica: $G = G_0 \cos \theta$ (5.1), donde G_0 es la irradiación solar sobre la superficie horizontal y θ es el ángulo de incidencia que viene dado por la ecuación 5.2:

$$\begin{aligned}\cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega\end{aligned}\quad (5.2)$$

Donde δ la declinación, ϕ es la latitud de la locación, β representa el ángulo de inclinación del plano receptor con respecto a la superficie horizontal, γ es el ángulo acimutal.

Para una ubicación específica, la latitud está configurada, por lo que el ángulo ϕ permanece constante; si los paneles fotovoltaicos están orientados al Ecuador, que es el óptimo para recoger la máxima energía en un día, $\gamma=0$, y debido a que estamos tratando con un día entero, el ángulo horario promedio, ω , es nulo; por lo tanto, la ecuación (5.2) se transforma en:

$$\cos \theta = C_1 (\sin \delta \cos \beta + \cos \delta \sin \beta) + C_2 (\cos \delta \cos \beta - \sin \delta \sin \beta) \quad (5.3)$$

Donde $C_1 = \sin \phi$; $C_2 = \cos \phi$

La ecuación 5.3 indica que la irradiación solar evoluciona con la época del año a través del valor de declinación, δ ; sin embargo, para aplicaciones a largo plazo como un período anual, el valor de declinación se puede promediar dando como resultado un valor nulo; por lo tanto, la ecuación (5.3) se convierte en:

$$\cos \theta = C_1 \sin \beta + C_2 \cos \beta \quad (5.4)$$

y la irradiación solar global sobre los paneles FV puede ser expresada como:

$$G = G_o (C_1 \sin \beta + C_2 \cos \beta) \quad (5.5)$$

Siendo G_o el valor de la irradiación perpendicular a la superficie del panel fotovoltaico.

Combinando esta última expresión con los resultados mostrados en la figura 4.26 podemos obtener la evolución de la irradiación solar global sobre el conjunto fotovoltaico en función de la inclinación de los paneles fotovoltaicos, por lo tanto, la generación de energía y la energía obtenida.

Teniendo en cuenta una eficiencia específica para el panel fotovoltaico, η_{FV} , la energía generada por un parque solar en la parte superior del techo del edificio se obtiene de:

$$P = N_p \eta_{FV} G = N_p \eta_{FV} G_o (C_1 \sin \beta + C_2 \cos \beta) \quad (5.6)$$

Donde N_p es el número máximo de paneles.

Aplicando la ecuación 5.6 para un área específica disponible en el techo S_{eff} :

$$P_{eff} = S_{eff} N_p \eta_{FV} G_o (C_1 \sin \beta + C_2 \cos \beta) \quad (5.7)$$

Usando el factor de cobertura, F_s , que representa la porción de superficie utilizada para la instalación fotovoltaica:

$$P_{eff} = SF_s N_p \eta_{FV} G_o (C_1 \sin \beta + C_2 \cos \beta) \quad (5.8)$$

Donde S representa toda la superficie del techo del edificio:

La energía obtenida por los módulos FV viene dada por:

$$\xi_{eff} = L_d SF_s N_p \eta_{FV} G_o (C_1 \sin \beta + C_2 \cos \beta) \quad (5.9)$$

L_d es la duración del día solar, la cual depende de la localidad y del día del año:

$$L_d = \frac{2}{15} \cos^{-1} (-\tan \phi \tan \delta) \quad (5.10)$$

Para un año entero, el promedio de la declinación es el resultado de: $L_d = 12h$; por lo tanto, la energía efectiva en un año está dada por:

$$\xi_{eff} = 12 SF_s N_p \eta_{FV} G_o (C_1 \sin \beta + C_2 \cos \beta) \quad (5.11)$$

Usando la energía efectiva del número de paneles, N_{eff} :

$$\xi_{eff} = 12 S N_{eff} \eta_{FV} G_o (C_1 \sin \beta + C_2 \cos \beta) \quad (5.12)$$

El valor máximo del número efectivo de paneles FV corresponde al máximo del factor de cobertura, por lo que el posicionamiento horizontal es el óptimo ya que $F_s = 1$. Sin embargo, los paneles inclinados recogen más energía porque reciben irradiación solar en un ángulo de incidencia más bajo, y se mejora la respuesta eléctrica de los paneles fotovoltaicos [4]. Por lo tanto, tenemos que lograr un equilibrio entre el aumento de la energía recolectada para los paneles inclinados y la disminución de su número efectivo.

Aplicando la ecuación 5.12 para las dos configuraciones, paneles en posición transversal e inclinada, tenemos:

$$r_\xi = \frac{\xi_{eff}|_\beta}{\xi_{eff}|_h} = \frac{N_\beta}{N_h} \frac{(C_1 \sin \beta + C_2 \cos \beta)}{C_2} = \frac{N_\beta}{N_h} (\sin \beta \tan \phi + \cos \beta) = F_\beta \frac{N_\beta}{N_h} \quad (5.13)$$

El parámetro r_ξ representa la relación de energía obtenida de una configuración inclinada a una horizontal.

La ecuación 5.13 muestra que el coeficiente de relación de energía, r_ξ , depende del factor de corrección F_β , así como de la relación numérica de los paneles fotovoltaicos. El factor F_β evoluciona con la latitud de la ubicación e inclinación de los paneles fotovoltaicos. La Figura 5.1 muestra la evolución del factor F_β para latitudes y ángulos de inclinación de 0° a 60° .

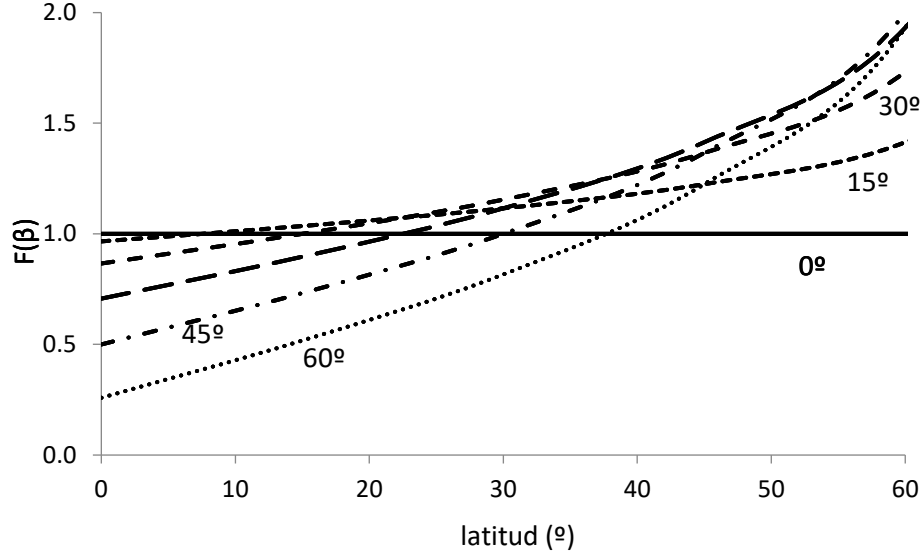


Figura 5.1 Factor de corrección para la relación los paneles FV (elaboración propia)

La Figura 5.1 muestra que la relación de los paneles fotovoltaicos se modifica en un factor entre 0.26 y 2 dependiendo del valor de latitud y el ángulo de inclinación. Para valores por encima de la relación N_h/N_β la configuración inclinada funciona mejor y viceversa. Dado que la relación N_h/N_β depende del tamaño y la forma de los techos de los edificios, el valor de r_ξ no se puede determinar a menos que se conozca la relación N_h/N_β . Para obtener esta relación hemos utilizado la expresión para el número de paneles fotovoltaicos que se pueden instalar en los techos de los edificios [5]:

$$N_p = \begin{cases} -18.552\beta + 1791.4 & (R^2 = 0.982) \text{ (transversal)} \\ -18.815\beta + 1811.5 & (R^2 = 0.982) \text{ (longitudinal)} \end{cases} \quad (5.14)$$

La ecuación 5.14 permite determinar el número de paneles fotovoltaicos en función del ángulo de inclinación para los dos posicionamientos de los paneles, transversal y longitudinal. Por lo tanto, combinando las ecuaciones 5.13 y 5.14 podemos obtener la relación de energía para la configuración inclinada a horizontal de la matriz fotovoltaica.

Analizando la ecuación 5.13 observamos que la mejor configuración depende del valor r_ξ como se indica en la ecuación 5.15:

$$r_\xi \begin{cases} > 1 \rightarrow \text{inclinado} \\ = 1 \rightarrow \text{indiferente} \\ < 1 \rightarrow \text{horizontal} \end{cases} \quad (5.15)$$

Combinado las ecuaciones 5.13 y 5.15:

$$\frac{N_\beta}{N_h} \begin{cases} > (\sin\beta \tan\varphi + \cos\beta) \rightarrow \text{inclinado} \\ = (\sin\beta \tan\varphi + \cos\beta) \rightarrow \text{indiferente} \\ < (\sin\beta \tan\varphi + \cos\beta) \rightarrow \text{horizontal} \end{cases} \quad (5.16)$$

5.3 Influencia del clima y la meteorología

La ecuación 5.16 se altera si tenemos en cuenta los efectos del clima en el rendimiento del panel fotovoltaico; en efecto, si asumimos un cierto nivel de lluvia en el área de estudio, se deben tener en cuenta los efectos que la capa de agua depositada sobre la superficie del panel fotovoltaico tiene sobre la absorción de la irradiación solar.

El nivel de precipitación no es homogéneo a lo largo de todo el año con una distribución mensual que varía en función de la ubicación. Sin embargo, si tenemos en cuenta el valor medio anual, podemos determinar el espesor de la capa de agua como:

$$e = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (RF)_i \quad (5.17)$$

Donde $(RF)_i$ es el nivel de precipitación media mensual.

La irradiación solar se absorbe parcialmente al pasar a través de una capa de agua; por otra parte, se sabe que la reducción de la irradiación solar evoluciona exponencialmente con el espesor de la capa de agua según la ley de Lambert-Beer [6][7].

$$G_z(\lambda) = G_o e^{-\kappa(\lambda)z} \quad (5.18)$$

G_z es el nivel de irradiación solar a una profundidad de agua z , y κ el coeficiente de extinción para una longitud de onda dada, λ .

El coeficiente κ se obtiene de la expresión:

$$\kappa = 100 \left(1 - \frac{I_z}{I_o} \right) \quad (5.19)$$

I_o e I_z son la irradiancia normal directa sobre la superficie y a una profundidad del agua de z .

La ecuación 5.18 se puede desarrollar en serie de Taylor tal y como se muestra en la ecuación 5.20:

$$G_z(\lambda) = G_o \left(1 - \kappa(\lambda)x + \frac{1}{2} \kappa^2(\lambda)x^2 - \frac{1}{6} \kappa^3(\lambda)x^3 + \dots \right) \quad (5.20)$$

En caso de absorción de irradiación solar por la capa de agua, el coeficiente de extinción depende de la calidad del agua; comúnmente se adoptan tres tipos de calidad del agua, agua pura, agua de lago de baja productividad y agua de lago de alta productividad. El coeficiente de extinción para el tipo de agua antes mencionado es comúnmente aceptado como en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Coeficiente de extinción para diferentes tipos de agua [7]

<i>Tipo de agua</i>	<i>Coeficiente de extinción κ</i>
Agua pura	0.22
Agua de lago poco productiva	0.49
Agua de lago muy productiva	0.80

Para valores bajos del coeficiente κ , podemos aplicar la serie de Taylor descartando los términos de segundo orden y superior, convirtiendo así la evolución exponencial en una dependencia lineal de la profundidad del agua. La figura 10.2 muestra la evolución de la relación G/G_0 .

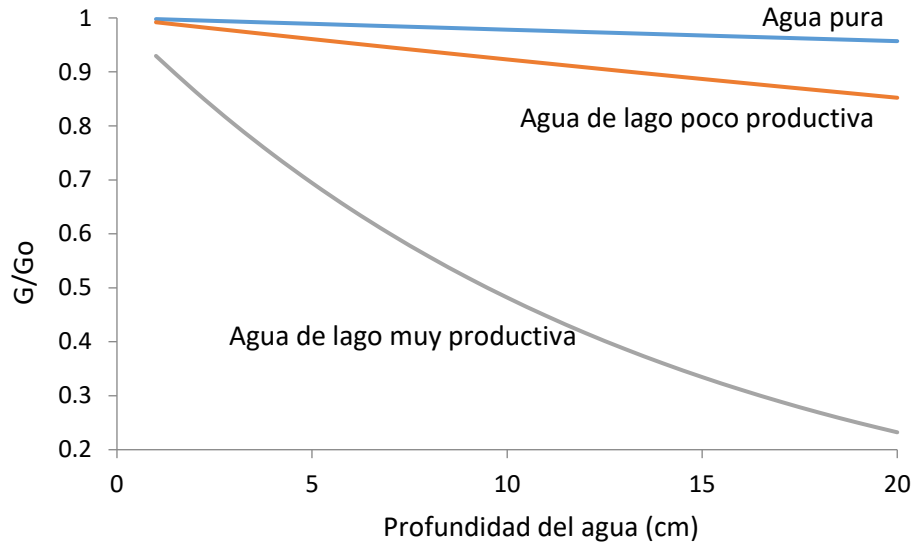


Figura 5.2 Evolución de la relación de irradiación solar con la profundidad del agua para diferentes tipos de agua (elaboración propia)

Se puede observar que para el agua pura y el agua del lago de baja productividad la irradiación solar disminuye linealmente con la profundidad del agua, mientras que para el agua del lago de alta productividad la dependencia es exponencial.

Debido a la atenuación de la irradiación solar con la profundidad del agua la ecuación 5.13 ya no es válida, teniendo en este caso:

$$r_{\xi}^w = \frac{1}{r_G} \frac{N_{\beta}}{N_h} (\sin \beta \tan \varphi + \cos \beta) \quad (5.21)$$

Con $r_G = G/G_0$. El superíndice w indica la influencia de la capa de agua.

La ecuación 5.21 indica que la relación de energía de los paneles fotovoltaicos inclinados a horizontales aumenta con el efecto de profundidad del agua.

5.3.1 Proceso de simulación

Para resolver esta situación hemos desarrollado un proceso de simulación para un sitio específico, configurando la latitud y considerando un año entero. La latitud seleccionada es de 19° . Para esta latitud, $C_1=0.326$ y $C_2=0.946$. La irradiación solar global promedio anual se calcula a partir de la evolución de la irradiación solar directa sobre una superficie, aplicando luego la corrección del ángulo de incidencia para determinar la irradiación solar global sobre la superficie específica (ver figura 5.3).

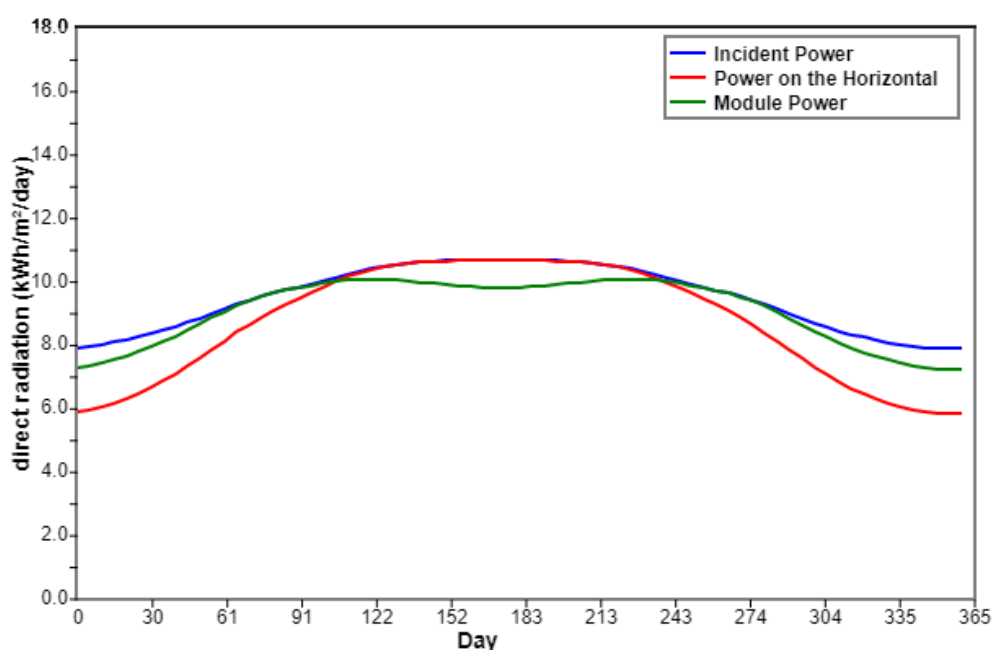


Figura 5.3 Evolución de la irradiación solar sobre plano inclinado y horizontal para la ubicación seleccionada en latitud 19° [8].

La superficie disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos ha sido elegida en el techo de un conglomerado industrial donde el tamaño y la forma de cada edificio cambian; por lo tanto, hemos utilizado la superficie global como un lugar único. Esta superficie global se ha obtenido aplicando técnicas SIG al conglomerado industrial [9]. Utilizando los valores así obtenidos y aplicando el proceso de simulación obtenemos los siguientes resultados para la matriz de paneles fotovoltaicos inclinados y horizontales.

Tabla 5.2 Número máximo de paneles fotovoltaicos sobre los techos del conglomerado industrial (valores simulados) (elaboración propia)

Configuración del modelado FV	Número de paneles
Horizontal	51113
Inclinado (posición Longitudinal)	44828
Inclinado (posición Transversal)	47204

Dado que la mejor configuración, entre los dos modelos de paneles inclinados, es el posicionamiento transversal de los paneles fotovoltaicos, solo operamos con esta configuración descartando el posicionamiento longitudinal. Usando valores de la tabla 5.2 y aplicando la ecuación 5.21, obtenemos:

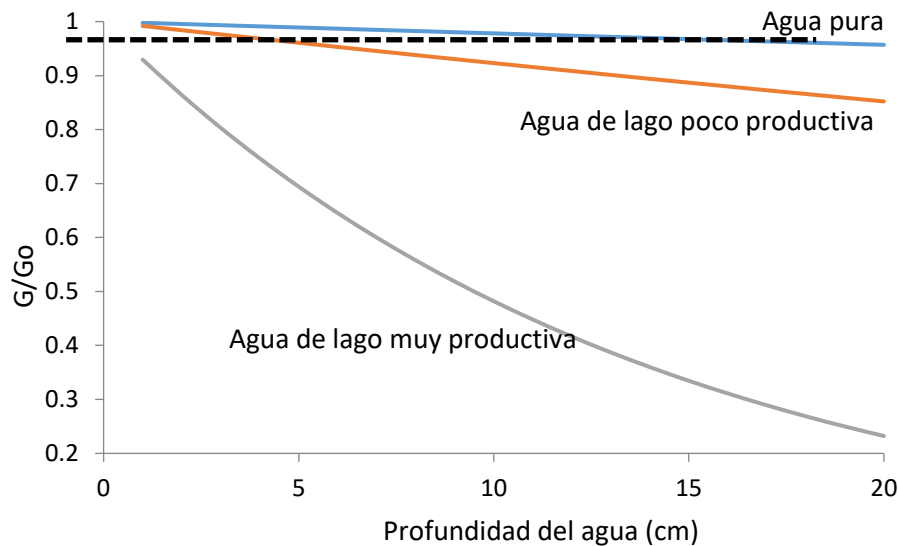


Figura 5.4 Incidencia de la capa de agua en el rendimiento del conglomerado FV (elaboración propia)

La línea discontinua marca el factor de compensación de la energía recibida por un campo fotovoltaico con paneles sobre la horizontal con respecto a la recibida por el mismo campo con paneles inclinados el ángulo óptimo, y posicionados de manera que se pueda colocar el máximo número posible de los mismos; así pues, cuando se está por encima de la línea discontinua la configuración que proporciona mayor energía es una configuración horizontal, mientras que si los valores están por debajo, esto indica que es mejor la configuración inclinada.

5.3.2 Efectos de la pluviosidad: aplicación a la ciudad de Toluca

Podemos observar que la temporada de lluvia en la zona designada para el modelo dura aproximadamente 6.3 meses, del 29 de abril al 7 de noviembre, figura 5.5; asimismo, se puede apreciar que esta lluvia cae mayormente durante el día como podemos ver en la figura 5.6.

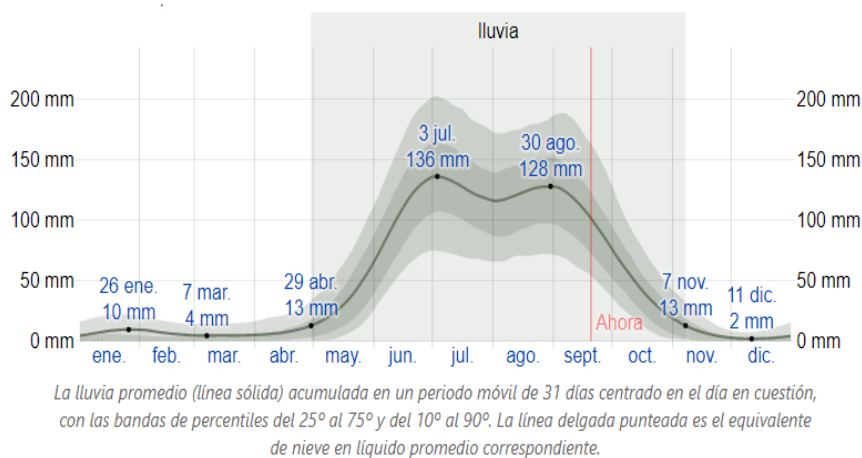


Figura 5.5 Datos históricos del promedio mensual de lluvia en Toluca de Lerdo [10]

La tabla 5.3 nos indica el nivel de precipitación mensual para la ciudad de Toluca.

Tabla 5.3. Precipitación media mensual (mm) en Toluca [10]

Ene	Feb	Mar	Abr	Mayo	Junio	Julio	Ago	Sep	Oct	Nov	Dec
0	0	0	13	31	67	136	128	128	75	18	0

Los meses de Julio a Septiembre, donde hay más nivel de precipitación han sido representados gráficamente en la figura 5.6.

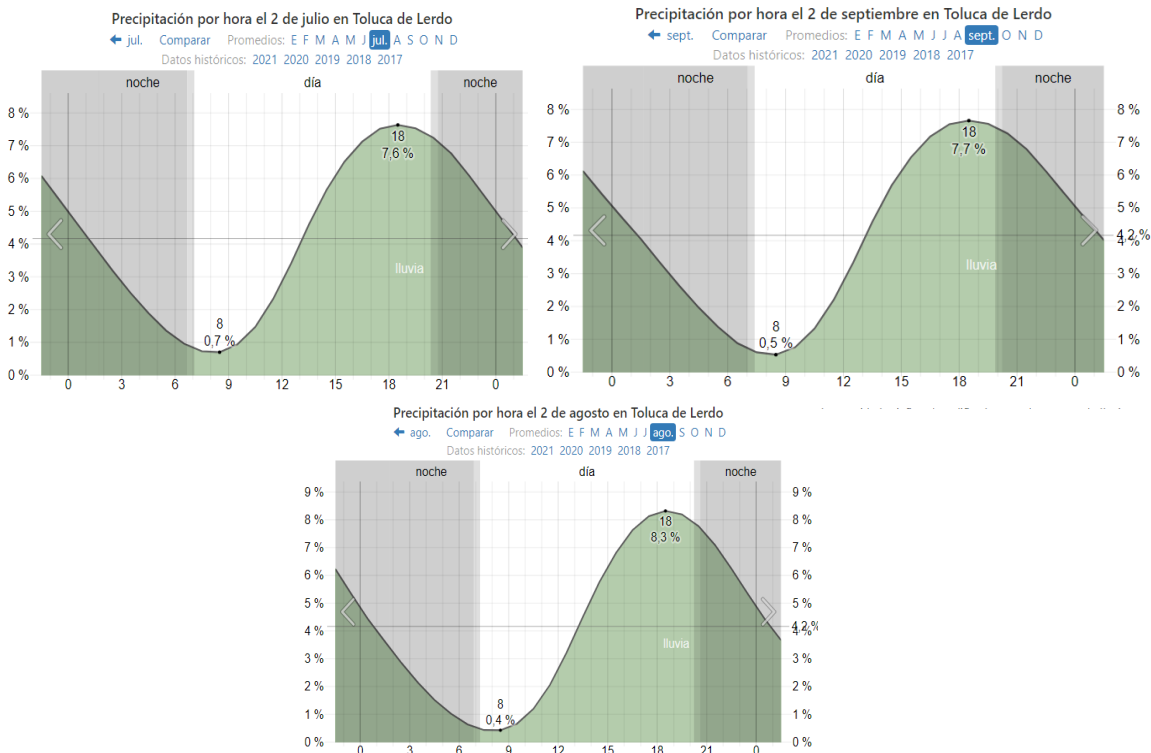


Figura 5.6 Datos de precipitación horaria en Toluca: día típico en época de lluvias.
Meses: Julio, Agosto y Septiembre [10]

5.3.3 Absorción de la irradiación solar por el agua

Teniendo en cuenta la cantidad de lluvia (figura 5.5) que cae durante la temporada de lluvias, alrededor de 6 meses, con un promedio de 75 mm acumulados diarios, puede ocurrir que los paneles que estén apoyados horizontalmente sobre los techos se encuentren cubiertos por una lámina de agua que reduce el nivel de irradiación solar que incide sobre la cara frontal de los paneles fotovoltaicos; este fenómeno puede dar lugar a una importante reducción de la potencia y energía generadas por el sistema fotovoltaico, por lo cual es preciso estudiar el fenómeno con detenimiento. Para ello, es preciso señalar que la radiación fotosintética activa (PAR) es la que se encuentra comprendida entre 400 y 700 nm, y se encuentra en el rango de la luz visible. La radiación PAR disminuye en el agua exponencialmente con la profundidad según la ley de Lambert-Beer [6][7], tal y como se ha mencionado anteriormente, lo que es conocido como atenuación de la luz,

ocurrida por la cantidad de la energía lumínica que se absorbe al atravesar una capa de agua, o se dispersa en su camino a través de dicha capa [6][11].

Partiendo de los datos de pluviosidad, utilizando la ecuación (5.18), y empleando los datos de la tabla 5.1, extraídos de muestras de lago muy poco productivo, y de un lago muy productivo [11], podemos llegar a los siguientes resultados mostrados en las tablas 5.4, 5.5 y 5.6.

Tabla 5.4 Pérdida de irradiación solar en función del nivel de pluviosidad para agua pura (elaboración propia)

<i>Mes</i>	<i>Pluviosidad media mensual (mm)</i>	<i>Pérdidas irradiación solar (%)</i>	<i>F_{β} (configuración transversal)</i>	<i>F_{β} (configuración longitudinal)</i>
Enero	0	0	1.11	1.17
Febrero	0	0	1.11	1.17
Marzo	0	0	1.11	1.17
Abril	13	1	1.10	1.16
Mayo	31	2	1.09	1.15
Junio	67	5	1.06	1.12
Julio	136	11	1.00	1.06
Agosto	128	10	1.01	1.07
Septiembre	128	10	1.01	1.07
Octubre	75	6	1.05	1.11
Noviembre	18	2	1.09	1.15
Diciembre	0	0	1.11	1.17
Promedio		4	1.07	1.13

Tabla 5.5 Pérdida de irradiación solar en función del nivel de pluviosidad para agua de lago poco productiva (elaboración propia)

<i>Mes</i>	<i>Pluviosidad media mensual (mm)</i>	<i>Pérdidas irradiación solar (%)</i>	<i>F_{β} (configuración transversal)</i>	<i>F_{β} (configuración longitudinal)</i>
Enero	0	0	1.11	1.17
Febrero	0	0	1.11	1.17
Marzo	0	0	1.11	1.17
Abril	13	0	1.11	1.17
Mayo	31	1	1.10	1.16
Junio	67	3	1.08	1.14
Julio	136	6	1.05	1.11
Agosto	128	6	1.05	1.11
Septiembre	128	6	1.05	1.11
Octubre	75	4	1.07	1.13
Noviembre	18	1	1.10	1.16
Diciembre	0	0	1.11	1.17
Promedio		2	1.09	1.15

Tabla 5.6 Pérdida de irradiación solar en función del nivel de pluviosidad para agua de lago muy productiva (elaboración propia)

Mes	Pluviosidad media mensual (mm)	Pérdidas irradiación solar (%)	F_{β} (configuración transversal)	F_{β} (configuración longitudinal)
Enero	0	0%	1.11	1.17
Febrero	0	0%	1.11	1.17
Marzo	0	0%	1.11	1.17
Abril	13	2%	1.09	1.15
Mayo	31	6%	1.05	1.11
Junio	67	12%	0.99	1.05
Julio	136	23%	0.88	0.94
Agosto	128	22%	0.89	0.95
Septiembre	128	22%	0.89	0.95
Octubre	75	14%	0.97	1.03
Noviembre	18	4%	1.07	1.13
Diciembre	0	0%	1.11	1.17
Promedio		9%	1.02	1.08

5.4 Energía solar diaria

La cantidad de energía generada por un campo solar fotovoltaica depende, entre otros factores, del nivel de energía solar recibida, la cual depende, a su vez, de la irradiación solar; como ésta varía a lo largo del día se recurre a un proceso matemático que permita calcular la energía diaria, por medio de un parámetro conocido como *hora sol pico (PSH)*.

La energía diaria se puede calcular por medio de la expresión, tomando como referencia $G_{max}=1000$:

$$\xi_{day} = S \int_{day} I(t)dt = SG_{max,h}(PSH) \rightarrow PSH = \frac{\int_{day} I(t)dt}{1000} \quad (5.22)$$

Para la ciudad de Toluca tenemos:

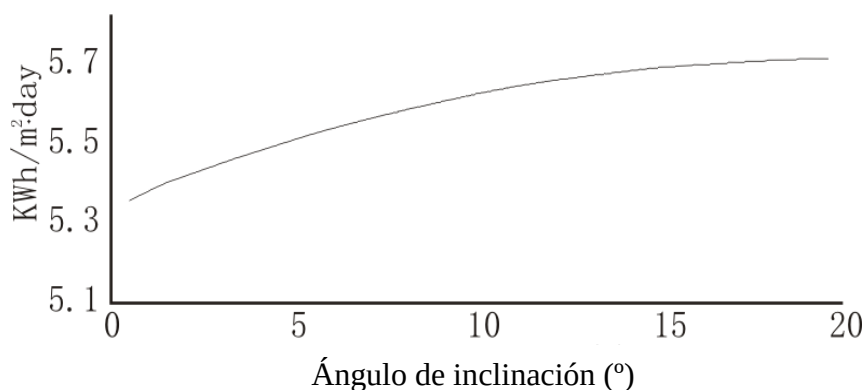


Figura 5.7 Energía solar diaria media anual para la zona de Toluca (elaboración propia)

5.5 Evaluación de energía efectiva

El análisis previo ha tenido por objeto determinar si la mejor configuración de los paneles fotovoltaicos es horizontal o inclinado, y si dentro de esa última es mejor el posicionamiento transversal o longitudinal de los paneles, todo ello desde el punto de vista de la cantidad de energía recogida por el campo solar fotovoltaico, si bien este aspecto no es el único a la hora de decidir cuál de las configuraciones posibles es la óptima; para ello hay que tener en cuenta, además, los aspectos económicos.

5.5.1 Estudio de viabilidad económica

En este apartado se va a llevar a cabo un análisis de la situación desde el punto de vista económico, basándose en los diferentes modelos propuestos y la viabilidad de los mismos.

Teniendo en cuenta la superficie global disponible, así como el tipo de configuración adoptada, paneles sobre la horizontal o inclinados, el número de paneles que se pueden instalar sobre dicha superficie vendrá dado por el factor de ocupación antes definido, de modo que para un modelo de panel determinado, con una superficie y potencia pico dadas, 2.12 m² y 250 Wp, respectivamente, se tiene:

Tabla 5.7 Energía diaria generada por el campo solar (elaboración propia)

<i>Configuración</i>	<i>Nº techos</i>	<i>Área campo solar [m2]</i>	<i>Número de Paneles</i>	<i>Potencia instalada [kWp]</i>	<i>Energía [kWh/m2 día] [MWh/m2 día]</i>	
horizontal	34	108225	51113	12778.25	68778.08	68.778
inclinada, posicionamiento longitudinal	34	108225	44828	11207	64106.46	64.106
inclinada, posicionamiento transversal	34	108225	47204	11801	67504.27	67.504

5.5.2 Energía producida en 25 años

Considerando que hoy en día, la vida media de los paneles fotovoltaicos ronda los 25 años, y teniendo en cuenta que la pérdida de potencia media anual es del 0.7%, de acuerdo con la mayoría de los fabricantes [12], la energía total producida a lo largo de los 25 años de vida útil del panel viene dada por la gráfica de la figura 5.8, donde los valores se han determinado aplicando la relación:

$$\xi = \sum_{i=1}^{25} \xi_i = \sum_{i=1}^{25} \sum_{j=1}^{365} (PSH)_j (1 - f_L^i) \quad (5.23)$$

Y donde el parámetro f_L representa el coeficiente de pérdidas anual.

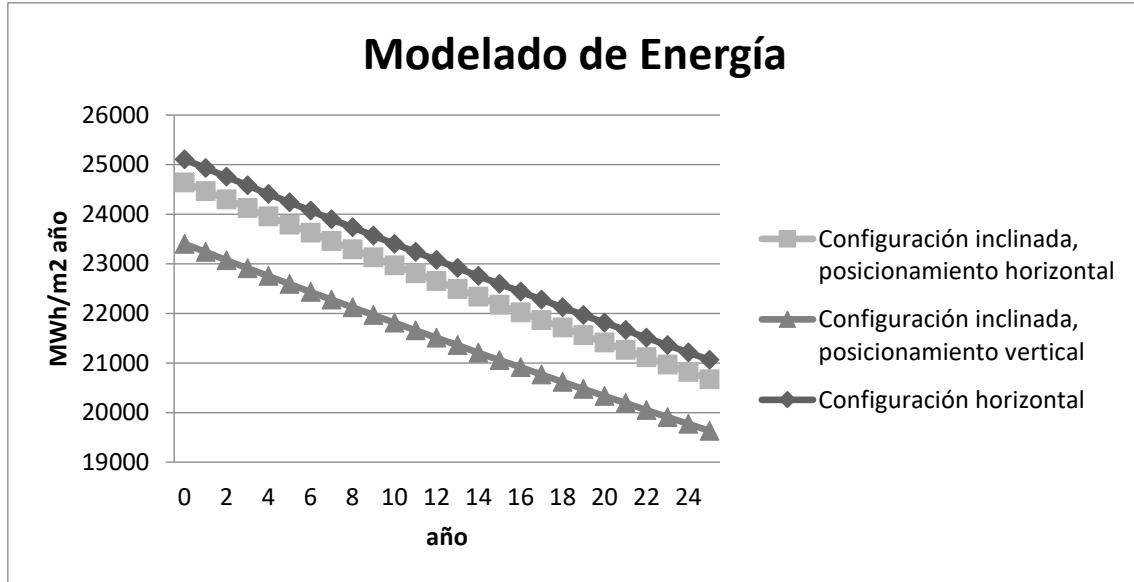


Figura 5.8 Modelado de producción de energía en 25 años (elaboración propia)

En el caso de introducir el efecto de absorción de la irradiancia solar a causa de la pluviosidad, se tiene (figura 5.9):

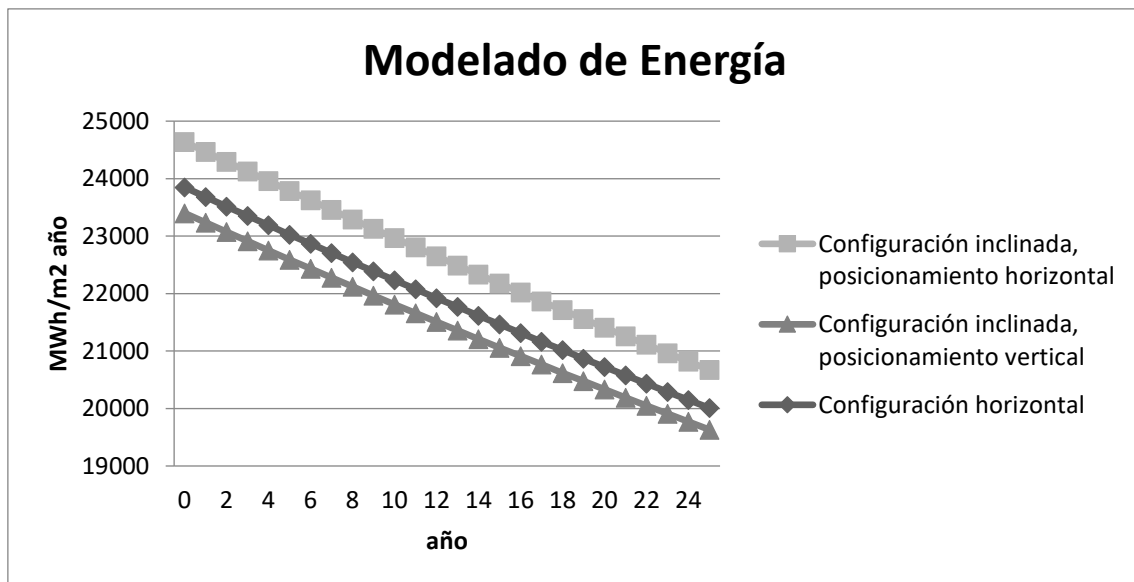


Figura 5.9 Modelado de producción de energía en 25 años incluyendo el efecto de la pluviosidad (elaboración propia)

5.5.3 Análisis económico

En este apartado se va a desarrollar un análisis económico de una instalación modelo basada en los cálculos llevados a cabo mediante el proceso de simulación para el campo solar prototipo en la localidad de Toluca (México). El tipo de panel utilizado en el estudio será el que se ha seleccionado previamente, con una superficie frontal de 2.12 m² y una potencia nominal de 250 Wp. El estudio se ha realizado para superficies de tejado de un polígono industrial orientado al Suroeste, que es la configuración geográfica que mejor responde a la situación real del campo solar utilizado como base del análisis.

Debido a la zona de influencia económica el estudio se ha realizado en dólares USA, si bien entre paréntesis se indica el valor convertido a euros en el momento de elaborar este estudio, por lo que dicho valor puede fluctuar en función del momento.

Para calcular la cuestión económica para este proyecto usaremos el modelo económico de utilidad eléctrica, con el que podemos calcular cuál es el coste de la energía a lo largo del total de la vida productiva de los paneles solares, que es de 25 años, para lo cual utilizaremos la ecuación siguiente:

$$CE = \frac{[C_c F_{RC} + C_{OM}]}{\xi} \quad (5.24)$$

Siendo, C_c el coste de la inversión, F_{RC} el factor de recuperación del capital, C_{OM} , los costes de operación y mantenimiento, y ξ la energía anual generada.

Para obtener el factor de recuperación de capital utilizaremos la formula siguiente:

$$F_{RC} = \begin{cases} r / [1 - (1+r)^{-n}] \rightarrow r \neq 0 \\ 1/n \rightarrow r = 0 \end{cases} \quad (5.25)$$

Donde n es el número de años de explotación del campo solar y r la tasa de interés.

Así pues, para rentabilizar la instalación es preciso que la energía generada se venda a un precio dado por:

$$c = \left(C + \sum_{j=1}^n i_j \right) / \left(\sum_{j=1}^n G_j \right) \quad (5.26)$$

Siendo C los costes de generación, incluyendo operación y mantenimiento, i los intereses devengados a lo largo del período de amortización de la instalación, y G la energía solar recibida.

Dado que los costes de generación varían a lo largo del tiempo, viéndose afectados por subidas y bajadas del precio de mercado, así como de los servicios de operación y

mantenimiento, es preciso definir este parámetro en función de dichas subidas y bajadas, las cuales se ven reflejadas por la inflación; por tanto:

$$C_j = C(1+i)^j \quad (5.27)$$

Donde i corresponde a la tasa de inflación anual y j representa el número del año de operación.

De acuerdo con esto, la ecuación (5.26) debe reformularse de la siguiente manera:

$$c = \left[\sum_{j=1}^n (C_j + i_j) \right] / \left(\sum_{j=1}^n G_j \right) \quad (5.28)$$

Seguidamente, y con objeto de simplificar el análisis, se ha incluido un ejemplo aclaratorio, aplicado específicamente a la situación real en estudio, sobre la zona de trabajo de un polígono industrial en la ciudad de Toluca (México).

5.5.4 Estudio económico aplicado

Se aplicará el modelo antes mencionado de *Utilidad eléctrica*. Se considera que se va a financiar el 80% de la inversión inicial, que representa un porcentaje habitual en este tipo de instalaciones. Asimismo, se estima que la tasa de interés anual es del 2.50%, habiéndose obtenido este valor como promedio de los últimos años y en base a predicciones a futuro de acuerdo a los indicadores económicos y tendencias de mercado. Aplicando este valor a un tiempo de uso de 25 años, se obtiene:

$$F_{RC} = 0.025 / [1 - (1 + 0.025)^{-25}] = 0.054 \quad (5.29)$$

Tabla 5.8 Costes de inversión, operación y mantenimiento (elaboración propia)

	<i>Inst.</i>	<i>O&M</i>	<i>Panel</i>	<i>M.O.</i>	<i>M.O.</i>	<i>Soporte</i>	<i>Soporte</i>	<i>Limp.</i>
<i>Coste</i>	1.72 \$/Wp	2.21	128.55	54.16 <i>(inc)</i>	43.33 <i>(hor)</i>	52.30 <i>(inc)</i>	41.84 <i>(hor)</i>	1.00 \$/m ² <i>(bim)</i>

Leyenda:

O&M: Operación y mantenimiento

M.O.: Mano de obra

Inc: Panel inclinado

Hor: Panel horizontal

Limp.: Limpieza

Bim: Bimensual

Teniendo en cuenta los datos de la tabla 5.8, los costes para cada una de las configuraciones serían:

Tabla 5.9 Costes para las diferentes configuraciones (elaboración propia)

<i>Configuración</i>	<i>Área de los Techos [m2]</i>	<i>Coste Instalación \$1.72 / W</i>	<i>Coste paneles \$128.55/u.</i>	<i>Mano de obra (\$43.32/panel)</i>	<i>Soportes (\$41.84-\$48.84/panel)</i>	<i>Costos directos (\$)</i>	<i>M&O año (\$)</i>	<i>Capital Inicial Necesario (\$)</i>	<i>Inversión inicial (20% C.I.N.) (\$)</i>
Horizontal, con limpieza	108225	21927	6570576	2214624	2138568	10923768	370111	11293879	2258776
Horizontal, con efecto de lluvia, con limpieza	108225	21927	6570576	2214624	2138568	10923768	370111	11293879	2258776
horizontal sin efecto de lluvia, sin limpieza, sin suciedad*	108225	21927	6570576	2214624	2138568	10923768	113011	11036779	2207356
horizontal con efecto de lluvia, sin limpieza, sin suciedad*	108225	21927	6570576	2214624	2138568	10923768	113011	11036779	2207356
inclinada, pos. longitudinal	108225	19231	5762639	2185096	2110054	10057789	99115	10156904	2031381
inclinada, pos. transversal	108225	20251	6068074	2300912	2221892	10590878	104368	10695246	2139049

Los precios de los soportes para la configuración horizontal serán (\$41.8/panel), mientras que para la configuración inclinada serán (\$48.74/panel).

Para los casos donde no se agregan los gastos de limpieza (sin limpieza) significará que el panel no tiene suciedad (sin suciedad*), lo cual no es un caso real ya que al ser una superficie horizontal tendría una acumulación de polvo y suciedad que existe en el ambiente.

En función de los datos obtenidos para cada uno de los supuestos anteriores, podemos establecer la ganancia y el precio al que se deberá vender la energía generada.

5.5.5 Ganancia económica

Para conocer el precio de venta de la energía, hay que conocer el precio marginal local horario en el nodo correspondiente, del cual depende, por lo que debemos consultar el historial de precios marginales; tomando como referencia el precio marginal promedio de energía eléctrica para Toluca de \$ 0.068 dólares por kW/h [12], se tiene:

Tabla 5.10 Resultados económicos (elaboración propia)

<i>Configuración</i>	<i>Años de Facturación</i>	<i>Coste de energía por años (\$)</i>	<i>Venta Energía (\$)</i>	<i>Ganancia Económica (\$)</i>
horizontal, con limpieza	25 Años	29848262.92	40709270.27	10861007.35
horizontal, con efecto de lluvia, con limpieza	25 Años	29848262.92	27139513.52	-2708749.40
horizontal sin efecto de lluvia, sin limpieza, sin suciedad*	25 Años	22996556.77	40709270.27	17712713.50
horizontal con efecto de lluvia, sin limpieza, sin suciedad*	25 Años	22996556.77	27139513.52	4142956.74
inclinada, posición longitudinal	25 Años	21041933.79	37944175.18	16902241.39
inclinada, posición transversal	25 Años	22157210.73	39955314.65	17798103.92

Nomenclatura

γ : ángulo acimutal; ángulo horario.

ξ_{eff} : energía obtenida por los módulos fotovoltaicos.

η : eficiencia.

Bim: Bimensual.

C: costes de generación incluyendo operación y mantenimiento.

COM: costes de operación y mantenimiento.

e: espesor de la capa de agua como.

fL: coeficiente de pérdidas anual.

FRC: factor de recuperación del capital.

FS: factor de cobertura.

F β : factor de corrección.

G: energía solar recibida; irradiación solar.

G_o: irradianción solar sobre superficie horizontal.

h: configuración horizontal.

Hor: Panel horizontal.

i: intereses devengados a lo largo del período de amortización de la instalación; tasa de inflación anual.

I: irradiancia.

I₀: irradiancia normal directa sobre la superficie.

Inc: Panel inclinado.

j: número del año de operación.

L_d: duración del día solar.

Limp: Limpieza.

M.O: Mano de obra.

n: número de años de explotación del campo solar.

N_p: el número de paneles fotovoltaicos en función del ángulo de inclinación para los dos posicionamientos de los paneles, horizontal e inclinado; número máximo de paneles.

O&M: Operación y mantenimiento.

P: energía generada por un parque solar en la parte superior del techo del edificio.

P_{eff} : energía generada para una área específica disponible por un parque solar en la parte superior del techo del edificio.

PSH: hora sol pico.

r : tasa de interés.

RF: el nivel de precipitaciones anuales.

r_{ξ} : representa la relación de energía obtenida de una configuración inclinada a una horizontal.

S: la superficie total del techo del edificio.

Seff: área específica disponible en el techo.

w: indica la influencia de la capa de agua.

z: profundidad de agua.

β : ángulo de inclinación del plano receptor con respecto a la superficie horizontal; configuración inclinada.

δ : declinación.

κ : coeficiente de extinción.

λ : longitud de onda.

ξ : energía anual generada.

ϕ : latitud de la locación.

Referencias

- [1] A. Duguay-Tetzlaff *et al.*, “Meteosat land surface temperature climate data record: Achievable accuracy and potential uncertainties,” *Remote Sens.*, vol. 7, no. 10, pp. 13139–13156, 2015, doi: 10.3390/rs71013139.
- [2] S. De Proceso, “Estación de Recepción de Imágenes del Satélite Meteosat Segunda Generación : Arquitectura Informática y Software de Proceso,” no. January, p. 2010, 2010.
- [3] “ArcGIS,” 2017. <http://resources.arcgis.com> (accessed May 10, 2017).
- [4] M. A. A. Mamun, M. M. Islam, M. Hasanuzzaman, and J. Selvaraj, “Effect of tilt angle on the performance and electrical parameters of a PV module: Comparative indoor and outdoor experimental investigation,” *Energy Built Environ.*, Mar. 2021, doi: 10.1016/J.ENBENV.2021.02.001.
- [5] F. Segura-Muñoz, C. Armenta-Déu, and J. Domínguez-Bravo, “Rooftop layout optimization for PV installation using GIS,” vol. 12, no. 1, pp. 52–64, 2021.
- [6] J. Ordóñez Salinas, J. (Armengol B. Armengol, R. Marcé Romero, and Universitat de Barcelona. Departament d’Ecologia., *Limnología del embalse de Sau relaciones del zooplankton, la clorofila y los sólidos en suspensión con el clima lumínico del agua.* 2010.
- [7] M. Hoyos, Caridad y Alonso, “Absorción de la luz,” pp. 1–9, 2001, [Online]. Available: <https://aulaestudiolagosanabria.info/absorcion-de-la-luz/>
- [8] C. Honsberg and S. Bowden, “PV EDUCATION,” 2017. <http://www.pveducation.org/pvcdrom/arbitrary-orientation-and-tilt> (accessed Mar. 15, 2020).
- [9] F. de J. Segura-Muñoz, C. Armenta-Déu, D.-B. Javier, and A. M. Martín-Ávila, “Modeling of PV Systems Installations using Geographical Information System : the Case of Toluca (Mexico),” vol. 11, no. 2, pp. 45–61, 2020.
- [10] “El clima en Toluca de Lerdo, el tiempo por mes, temperatura promedio (Toluca de Lerdo, México) - Weather Spark.” <https://es.weatherspark.com/y/5577/Clima-promedio-en-Toluca-de-Lerdo-México-durante-todo-el-año> (accessed Sep. 20, 2021).
- [11] M. Hoyos, Caridad y Alonso, “Absorción de la luz,” pp. 1–9, 2001, Accessed: Sep. 22, 2021. [Online]. Available: <https://www.printfriendly.com/p/g/BcTmL7>
- [12] CENACE, “Historia de Precios Marginales Locales,” CENACE, 2016. https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/H_PreciosEnergiaSisMEM.aspx?N=27&opc=divCssPreEnergia&site=Precios de la energía/Precios de Nodos Distribuidos/MDA/Mensuales&tipoArch=C&tipoUni=SIN&tipo=Mensuales&no mbrenodop=Precios de Nodos Distribuidos (accessed Oct. 10, 2021).

Capítulo 6 Aplicación del modelo

6.1 Opciones de replicabilidad en otras localizaciones

Para poder reproducir el modelo en otras localizaciones tenemos que tener en cuenta lo siguiente:

1) Disposición de datos LIDAR, donde se va a instalar el sistema FV, debe contar con una resolución mínima de 5 x 5 metros.

2) Para saber las limitaciones que tiene el modelo se tiene que tomar en cuenta la altura solar descrita en la ecuación 2.5 ($\sin \alpha = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta$), donde ϕ es la latitud, δ es la declinación y ω es el ángulo horario representado en la figura 6.1.

La cual analizaremos en las condiciones siguientes: $\phi = \beta$ siendo esta configuración para una producción anual de energía resultando en la siguiente ecuación:

$$\sin \alpha = \cos \beta \cos \delta \cos \omega + \sin \beta \sin \delta \quad (6.1)$$

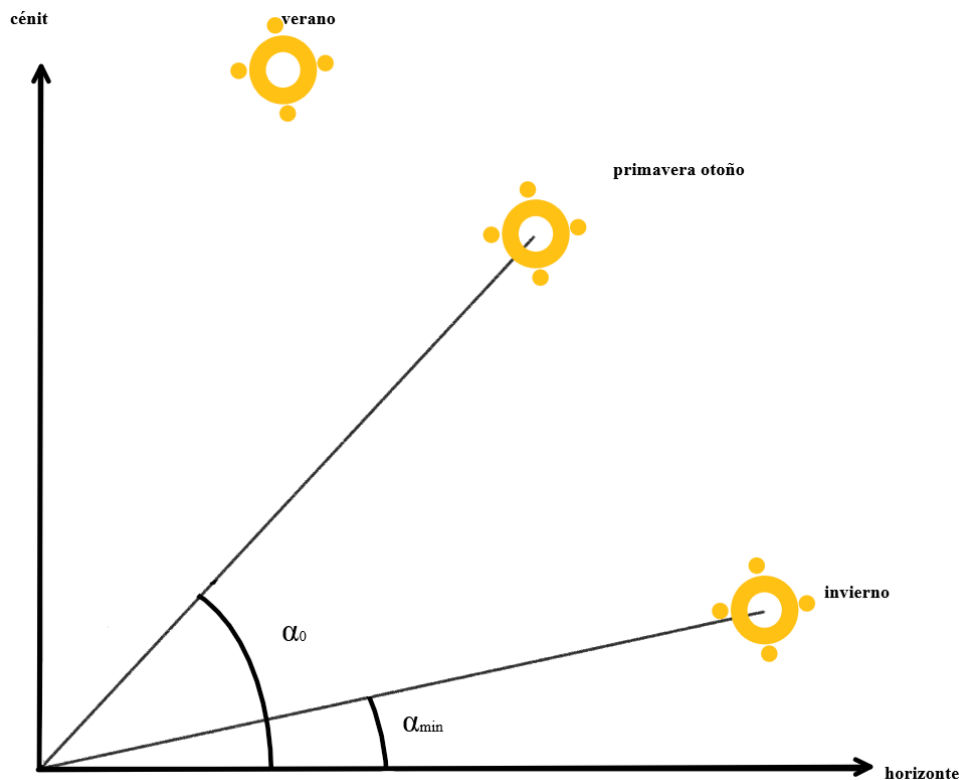


Figura 6.1 representación gráfica del comportamiento de la altura solar (elaboración propia)

Donde el valor promedio del ángulo horario, ω , sobre un día solar es igual a 0 y la declinación se mueve en el intervalo $[-23.15, 23.15]$ siendo nula para los equinoccios de

primavera y otoño, máxima ($\delta=23.15$) en el solsticio de verano y mínima ($\delta=-23.15$) en el solsticio de invierno.

Dado que el número de paneles que se puede ubicar en una superficie dada, según se ha mostrado anteriormente (ec. 4.24), depende del ángulo de inclinación de los mismos, y teniendo en cuenta que esta inclinación puede adoptar el valor que se desee, dentro del intervalo ($0^\circ, 90^\circ$), es preciso definir una inclinación para poder determinar de una manera concreta el número de paneles que se van a ubicar en la superficie disponible; para ello, y con objeto de optimizar el aprovechamiento de la energía solar, y obtener la máxima potencia eléctrica con la máxima generación de corriente, se suele tomar una inclinación óptima, la cual depende del período de utilización de la instalación, puesto que dicha inclinación óptima se debe ajustar a dicho período en función del valor de la altura solar.

Aunque no hay reglas exactas para definir el valor de la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos, se suele adoptar como regla general el siguiente criterio:

Tabla 6.1 Inclinación óptima de paneles fotovoltaicos (elaboración propia)

Período	Inclinación (β_o)
Año completo	Latitud
Verano (preferentemente)	Latitud $- 10^\circ$
Invierno (preferentemente)	Latitud $+ 20^\circ$

Este criterio viene derivado de la necesidad de compatibilizar la perpendicularidad de los rayos solares sobre la superficie de los paneles fotovoltaicos con la captación de irradiancia solar acumulada a lo largo de todo el año.

Los valores mostrados en la tabla 6.1 nos proporcionan las condiciones límite para la aplicación de la ecuación 4.24 a la hora de obtener el número máximo de paneles que pueden ser ubicados en una superficie dada; dado que la posición de equilibrio correspondería a la del año entero, esto es, inclinación equivalente a la latitud del lugar, y teniendo en cuenta que la variación de la altura solar es simétrica a lo largo del año respecto a dicho valor, podríamos considerar que el límite máximo para la variación de la altura solar corresponde a la inclinación de invierno. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la mínima altura solar corresponde a la declinación mínima, es decir a -23.15° , lo que impone un límite por encima del marcado por el criterio de la tabla 6.1; por ello, y teniendo en cuenta que para establecer las condiciones de aplicabilidad del método de una manera amplia es preciso cumplir la condición:

$$\lim \beta = \min(\delta, \beta_o) \quad (6.2)$$

Siendo β_o el valor indicado por el criterio de la tabla 6.1

Para nuestro caso imponemos un valor: $\lim \beta = -23.15^\circ$

Las ecuaciones que nos permiten determinar el valor mínimo, $\alpha_{\min}$, y medio, α_o , de la altura solar vienen dadas por:

$$\alpha_{\min} = \sin^{-1} [\cos \phi \cos \delta_{\min} \cos \omega + \sin \phi \sin \delta_{\min}] \quad (6.3)$$

$$\alpha_o = \sin^{-1} [\cos \phi \cos \delta_o \cos \omega + \sin \phi \sin \delta_o] \quad (6.4)$$

Donde $\delta_o = 0$

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones 6.3 y 6.4, obtenemos:

$$\alpha_{\min} = \sin^{-1} [\cos \phi \cos(-23.15) \cos \omega + \sin \phi \sin(-23.15)] \quad (6.5)$$

$$\alpha_o = \sin^{-1} [\cos \phi \cos(0) \cos \omega + \sin \phi \sin(0)] \quad (6.6)$$

Y teniendo en cuenta que la instalación va a operar durante todo el día, $\omega = 0$, por lo que:

$$\alpha_{\min} = \sin^{-1} [\cos \phi \cos(-23.15) \cos(0) + \sin \phi \sin(-23.15)] \quad (6.7)$$

$$\alpha_o = \sin^{-1} [\cos \phi \cos(0) \cos(0) + \sin \phi \sin(0)] \quad (6.8)$$

O bien:

$$\alpha_{\min} = \sin^{-1} [0.919 \cos \phi - 0.393 \sin \phi] \quad (6.9)$$

$$\alpha_o = \sin^{-1} [\cos \phi] \quad (6.10)$$

De donde:

$$\lim \phi = \sin^{-1} \left[\frac{0.919 \sin \alpha_o - \sin \alpha_{\min}}{0.393} \right] \quad (6.11)$$

Condición que nos marca el rango de aplicación del método en función del período del año en el que se vaya a utilizar la instalación.

Si se utilizan valores medios anuales, que suele ser lo habitual en casos como el estudiado en el presente caso, tanto la declinación como el ángulo horario son nulos, lo que nos indica que $\sin \alpha_o = \cos \beta$, por lo que la ecuación 6.11 se puede poner como:

$$\lim \phi = \sin^{-1} \left[\frac{0.919 \cos \beta - \sin \alpha_{\min}}{0.393} \right] \quad (6.12)$$

Esta condición nos indica que el rango geográfico de aplicación del método utilizado, en cuanto a latitud del lugar, va a depender de la propia inclinación de los paneles, además del valor mínimo que adopte la altura solar.

Aplicando la relación anterior a un rango de inclinación entre 0° y 90° y de altura solar entre 0° y 60° , tenemos:

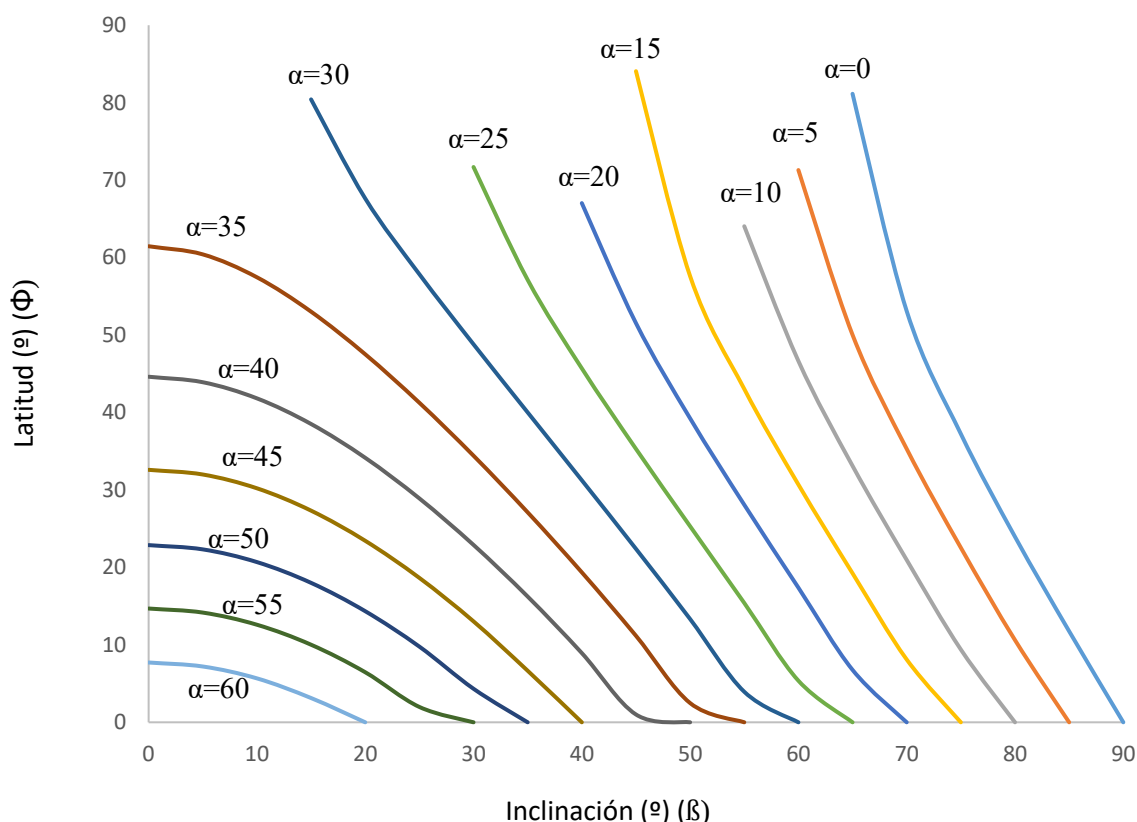


Figura 6.2 Rango de latitudes de aplicación del modelo en función de la inclinación de los paneles y la altura mínima solar (elaboración propia)

Aunque la gráfica refleja la altura solar astronómica en una situación real habría que considerar la altura solar aparente porque debido a la configuración orográfica o de obstáculos como arboledas montañas, o artificiales como pueden ser construcciones, por lo cual la altura solar astronómica se verá modificada lo que afecta al análisis de los resultados.

NOTA: Las curvas que no cortan al eje de ordenadas indican que, por debajo del valor inicial mostrado, no hay solución matemática posible, lo que desde un punto de vista práctico representa la inexistencia de una solución viable para las condiciones de operación establecidas.

Es de destacar que en función de la inclinación considerada la sombra que se crea por los paneles irá variando, lo que influirá sobre el número de paneles que se pueden ubicar. La solución, por ello, pasa por un análisis más detallado de la rentabilidad de la instalación en función de las condiciones impuestas.

6.2 Limitaciones

Los datos LIDAR o mapas con alta definición no existen para todas las localidades, por ejemplo en México, 9 de 32 entidades federativas no cuentan con mapas LIDAR proporcionados por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía de México[1], por lo que en dichos casos se tendría que contratar un servicio privado que realizara el mapeado LIDAR de una zona en concreto para tener una resolución de terreno como la de este estudio, pudiendo realizar este mapeado con el uso de drones para capturar las características del terreno con una alta calidad de información.

Las empresas no proporcionan fácilmente los datos de su consumo de energía, ya que son empresas privadas, dificultando conocer el consumo real de cada industria, teniendo que hacer modelos estimativos para predecir el consumo de la zona industrial.

Se requiere un equipo informático con altas prestaciones para hacer el modelado de la irradiación solar para cada hora del día durante un año, además del estudio de las sombras que también requiere un mapa de sombras del terreno, para mínimo cuatro horas diarias de mayor irradiancia e interés, durante todo un año lo que genera un gran volumen de información y necesita bastantes recursos de carácter informático para poder llevar a cabo las operaciones de cómputo.

Nomenclatura

ω : ángulo horario representado

β_o : ángulo de inclinación por un criterio del panel

α : altura solar

$\alpha_{\min}$: altura solar mínima

β : ángulo de inclinación del panel

δ : declinación

ϕ : latitud

Bibliografía

- [1] INEGI, “Biblioteca digital de mapas,” *Mapas*, 2020.
<https://www.inegi.org.mx/app/mapas/?tg=1015> (accessed Jan. 14, 2022).

CONCLUSIONES

La presente tesis describe la metodología y modelos desarrollados para determinar el suministro de energía por disposición fotovoltaica en la parte superior de las cubiertas de los edificios industriales. El modelo predice la energía con alta precisión. Los resultados de suministro de energía del modelado se han comparado con los teóricos, mostrando una muy buena coincidencia, con una precisión superior al 99.4%.

El método permite determinar el área disponible y la irradiación solar en puntos definidos en un área grande. La estimación de valores, utilizando el modelado SIG, es mucho más precisa que otros métodos, lo que resulta en un cálculo más confiable de la potencia generada.

Se ha demostrado que el número de paneles instalados difiere de la configuración horizontal a la inclinada; la relación depende del ángulo de inclinación y muestra que la configuración horizontal permite un mayor número de paneles.

Para paneles fotovoltaicos y tejados orientados al Ecuador la configuración longitudinal funciona mejor; sin embargo, cuando la superficie de la azotea tiene un acimut y el panel fotovoltaico se mantiene orientado hacia el Ecuador, la configuración transversal da mejores resultados.

El método predictivo se basa en el análisis del tamaño geométrico y la forma del espacio disponible en la azotea del edificio, así como en la geometría y el posicionamiento de los paneles. Se ha comprobado que el posicionamiento horizontal permite la instalación de un mayor número de paneles.

El modelo predice la evolución del factor de cobertura de superficie con el acimut de la azotea para paneles fotovoltaicos orientados al Ecuador. Este factor, F_s , se ha desarrollado para ángulos de acimut de hasta 85° y su determinación se ha realizado con precisión superior al 99.5%. El factor mínimo de cobertura de la superficie es del 75%, que se produce para un acimut de 45° y aumenta hasta un 92% para ángulos de 5° y 85° .

El modelo tiene en cuenta el número óptimo de paneles que se pueden instalar en el tejado, que depende de la forma y el tamaño del tejado y del panel fotovoltaico, así como del ángulo de inclinación del panel fotovoltaico y el acimut de la superficie del tejado.

El número óptimo de paneles fotovoltaicos se obtiene mediante un algoritmo específico que depende del ángulo de inclinación, del factor de cobertura de la superficie y del número máximo ideal de paneles fotovoltaicos, que corresponde a los paneles fotovoltaicos no inclinados sobre una superficie de techo horizontal.

El error máximo en la determinación del número óptimo de paneles fotovoltaicos es del 1.5%, lo que demuestra la alta precisión del método y su validez.

La metodología establece la orientación óptima para la instalación de paneles fotovoltaicos, así como una inclinación óptima para evitar efectos de sombreado, ampliando así la vida útil de los paneles y aumentando el tiempo total de producción de electricidad. El método se puede aplicar a cualquier área grande que disponga de datos o mapas con tecnología LIDAR para ser tratados con técnicas SIG.

Se ha aplicado el modelo principalmente para ángulos de inclinación del panel fotovoltaico de cero a 20°, correspondientes a latitudes hasta 20°, siendo el ángulo de inclinación igual a la latitud, aunque también es válido para latitudes más altas. El modelado permite determinar la fracción útil de la superficie de la azotea a través de un parámetro llamado "factor de cobertura de superficie", que representa la fracción de superficie total ocupada por los paneles fotovoltaicos.

La configuración inclinada genera un mayor nivel de irradiancia solar en la superficie del panel fotovoltaico; el método descrito muestra que el aumento de la irradiancia solar puede compensar la reducción en el número de paneles para una configuración inclinada.

El análisis de resultados del proceso de simulación muestra que la compensación por aumento de la irradiación solar solo funciona para localizaciones con latitud media o alta, siendo insuficiente para las zonas geográficas tropicales con latitudes en el rango de la eclíptica.

Se han comparado dos configuraciones inclinadas de diseño de panel fotovoltaico, longitudinal y transversal; la configuración longitudinal parece funcionar mejor para áreas más pequeñas, mientras que la transversal lo hace para áreas más grandes. Las diferencias en el suministro de energía entre configuraciones son de poca importancia, 1% para longitudinal y 0.2% para transversal. Se han agregado filas adicionales al diseño siempre que la sombra esté fuera de los límites de la azotea; la mejora energética del conglomerado industrial se ha estimado en un 1.5%.

La dependencia del número de paneles fotovoltaicos del ángulo de inclinación para tejados y paneles fotovoltaicos orientados al Ecuador ha sido modelada y simulada. La evolución del número se ha ajustado a una regresión lineal con una precisión del 98.2%, tanto para la configuración de panel fotovoltaico inclinado como horizontal. Se han desarrollado algoritmos para determinar el número de paneles en función del ángulo de inclinación para la configuración del panel fotovoltaico longitudinal y transversal.

El modelo desarrollado predice que la configuración horizontal para los paneles fotovoltaicos en la parte superior de los techos de los edificios funciona mejor en áreas no contaminadas o en zonas donde las precipitaciones son escasas. Por el contrario, los paneles fotovoltaicos inclinados son más adecuados en áreas contaminadas como ciudades, zonas muy pobladas o conglomerados industriales donde la lluvia transporta contaminantes ensuciando el agua, reduciendo así el índice de claridad del agua y aumentando la atenuación de la irradiancia solar.

En el aspecto energético, la configuración horizontal es donde mayor potencia instalada se puede colocar, pero en el aspecto económico a la vista de los resultados, la configuración inclinada y posición transversal de paneles es la que mayor ganancias genera a lo largo de los 25 años de vida útil del sistema fotovoltaico, resultando un 5% mejor que la configuración inclinada longitudinal, y siendo mejor económicamente a todas las configuraciones horizontales no inclinadas, esta configuración es la opción óptima debido a sus ventajas por la inclinación de los paneles, al no requerir un mantenimiento adicional (limpieza) que encarece sus costos, así como evitar los

problemas de reducción de energía generada debido a las pérdidas por el coeficiente de extinción del agua por inundaciones por pluviosidad como es el caso de la configuración horizontal.

Artículos publicados basados en la Tesis

1. Modeling of PV Systems Installations using Geographical Information System: the Case of Toluca (Mexico)

Félix de Jesús Segura Muñoz, Carlos Armenta Déu, Francisco Javier Domínguez Bravo, and Ana María Martín Ávila, *Journal of Remote Sensing & GIS* vol. 11, no. 2, pp. 45–61, 2020. ISSN: 2230-7990 (Online), DOI: <https://doi.org/10.37591/v11i2.870>

Abstract

The goal of the paper is determining the available capacity of photovoltaic power generation density of a defined area through a modeling process using GIS. The method identifies the spots, and calculates the available area that receives solar radiation, taking into account geographical characteristics and spatial distribution of spots. Tilt and orientation are also considered to evaluate shading. The program identifies suitable spots valid for PV power generation. Power density is calculated from estimated values of available area and power, and data is corrected for horizontal plane that represents the reference for PV project evaluation. The method has the advantage of determining solar radiation and available area within high accuracy. The simulation results have been compared with the specific requirements for the configuration area, being within the established range, which proves the goodness of the method and verifies the availability of photovoltaic resources for the implementation of a power system.

2. Rooftop layout optimization for PV installation using GIS

Félix de Jesús Segura Muñoz, Carlos Armenta Déu, Francisco Javier Domínguez Bravo, *Journal of Remote Sensing & GIS*, vol. 12, no. 1, pp. 52–64, 2021. ISSN: 2230-7990 (Online), doi: <https://doi.org/10.37591/v12i1.1084>

Abstract

In this work, we develop a new modelling process to optimize the PV installation layout on industrial building rooftops; the model searches for maximizing the number of installed PV panels in a defined spot area, characterized by its shape, size, tilt and orientation. The study focuses on areas of latitude between tropics, but is useful for other latitudes. The method is applied to an industrial conglomerate of reference, made up of 34 industries, whose geographical characteristics have been provided by the GIS technique. The proposed model reduces the area of the spot to a very small size (5m x 5m), thanks to the use of the GIS tools, thus increasing the precision of results and making the solution more reliable. The accuracy of the method is over 98.5%. The model takes into account not only the shape and size of the PV panel but also the tilt angle. The model predicts the number of panels as a function of the tilt angle of the panel and the azimuth of the rooftop. The modelling process has allowed obtaining the surface coverage factor

of the PV layout for panels facing to the Equator in rooftops with a specific azimuth. The results of the modelling shows that coverage factor increases with the rooftop's azimuth, having a minimum value of 75% for a rooftop azimuth of 45° and a maximum of 92% for angles of 5° and 85°.

3. Application of GIS tools to the Improvement of Energy Supply in PV Rooftop Installations

Félix de Jesús Segura Muñoz, Carlos Armenta Déu, Francisco Javier Domínguez Bravo, *Journal of Remote Sensing & GIS*, vol. 12, no. 1, pp. 1–13, 2021. ISSN: 2230-7990 (Online), doi: <https://doi.org/10.37591/v12i1.1088>

Abstract

Present work studies the energy supply from photovoltaic (PV) installations in industrial conglomerates using the rooftops as a surface to install the PV panels. The study is based on a modelling procedure that takes into account the specific characteristics of the rooftop, shape, size, azimuth and inclination, using GIS tools to identify these parameters for every single rooftop. Modelling has been developed modifying the tilt angle of the PV panel for longitudinal and transverse PV panel layout and analyzing which one of the two configurations generates more energy. The study has been extended for tilt angles from the horizontal plane to the latitude of the location. The methodology uses a previous study in determining the optimum number of PV panels that can be placed on the rooftop. Shading effects have been taken into account for energy supply calculation, resulting in a variation with the tilt angle of the PV panel that depends on the range of the tilt angle; three ranges have been identified, low ($0 \leq \beta/\phi \leq 0.3$), medium ($0.3 \leq \beta/\phi \leq 0.8$) and high ($0.8 \leq \beta/\phi \leq 1$). Maximum variation, 1.6%, has been observed in the low range, while for the high range energy supply does not seem there is no blocking to depend on the tilt angle. The results show that the modelling matches theoretical predictions within accuracy higher than 99.4%. Modelling has also been developed for two different configurations of the PV panel positioning, longitudinal and transverse. Tests have been applied to the largest and smallest rooftop; the similar trend in the evolution and the close values of the energy supply with tilt angle proves that the methodology can be applied to any of the industrial building rooftops. The results of the modelling show that there is no much difference between the two configurations; however, longitudinal configuration works better for larger areas while longitudinal one is more suitable for smaller areas. Additional row has been added to the layout provided the shadow is out of rooftop bounds. The increase of the energy is not very relevant, barely 1% for the longitudinal configuration and 0.2% for the horizontal one.

4. Layout Optimization of PV Arrays on Building Rooftop

Félix de Jesús Segura Muñoz, Carlos Armenta Déu

International Journal of Embedded Systems and Emerging Technologies Volume 7, Issue 1, pages 12-24 ISSN: 1741-1076 (Online), DOI: pendiente de asignación

Abstract

The paper describes a methodology to determine whether or not a tilted PV array works better than a horizontal one on top of a building roof. Longitudinal and transverse positioning of the PV panels for tilted PV array has been considered. The method is based on the maximum number of PV panels that can be installed on specific building rooftop surface and calculates the energy generated by the PV array, comparing the different configurations and taking into consideration the effects of the angle of incidence of the solar radiation. The method takes into account not only the geographical position of the location but also the effects of rainfall on the PV panels and the attenuation of solar radiation through the water layer deposited on the PV panel surface. The paper predicts that the horizontal configuration of the PV array works better for low rainfall areas or non-polluted areas. On the contrary, for very rainfall zones or polluted areas like cities or industrial conglomerates, the tilted PV array generates more energy and works more efficiently.