

Recibido 04-09-2023 Aceptado 15-11-2023

Análisis de sombreado e irradiación solar en las cubiertas del SENA regional Córdoba, Montería¹

Analysis of shading and solar irradiation on the roofs of the Córdoba regional SENA, Montería

Amaury Rafael Paternina Macea²
Luis Fernando Argel Garcés³
Marcela Inés Villalba Cadavid⁴

Cómo citar:

Paternina, A. R., Argel, L. F., & Villalba, M. I. (2024). Análisis de sombreado e irradiación solar en las cubiertas del SENA regional Córdoba, Montería. *Vía Innova*, 12 (1), 5-22.
<https://doi.org/10.23850/23899573.6827>

¹ Generación de energía eléctrica en el Centro de Comercio Industria y Turismo con sistemas alternativos para la agregación de valor a la formación profesional y a la sostenibilidad ambiental

² Ingeniero Ambiental, SENA, amaurypaternina@gmail.com, Montería.

³ Ingeniero electrónico, Magister en Control y automatización de procesos, Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, Montería.lufega45@hotmail.com

⁴ Ingeniera de alimentos, Magister en Biotecnología, Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, mvillalbac@sena.edu.co, Montería.

Resumen.

Con el objetivo de estimar el área disponible y la irradiación solar en las cubiertas de edificaciones, se propuso un método a partir del análisis de sombreado junto a las zonas no apropiadas para implementar un Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) y la estimación de la irradiación solar. El método se llevó a cabo en el Centro de Comercio, Industria y Turismo (CCIT) en Montería, Colombia, recopilando datos de fuentes primarias y secundarias. Este trabajo muestra que los valores de irradiación estimados disminuyen en un 11 % en comparación con los datos de referencia, siendo enero el único mes del año donde la acumulación diaria es mayor a la horizontal con una diferencia de 34,7 Wh/m². Los meses de abril y agosto mostraron una mayor radiación (493,7 Wh/m² y 447,7 Wh/m² respectivamente) respecto a los valores del IDEAM. El área disponible en las cubiertas para instalar el SSFV resultó ser de por lo menos 3463,81 m² a lo largo del año.

Palabras clave : Sistemas Solares Fotovoltaicos (SSFV), Potencial Fotovoltaico, Sombra del Edificio, Energía Renovable

Abstract

To estimate the available area and solar irradiation on building roofs, a method was proposed based on the analysis of shading along with the areas not suitable for implementing solar photovoltaic (PV) systems and the estimation of solar irradiation. The method was carried out at the Centro de Comercio Industria y Turismo (CCIT) in Monteria, Colombia, collecting data from primary and secondary sources. This work shows that the estimated irradiation values decrease by 11% compared to the reference data, with January being the only month of the year where the daily accumulation is greater than the horizontal with a difference of 34,7 Wh/m². The months of April and August showed higher radiation (493,7 Wh/m² and 447,7 Wh/m², respectively) with respect to the IDEAM values. The area available on the roofs to install the PV system turned out to be at least 3463, 81 m² throughout the year.

Keywords: Solar Photovoltaic (PV) Systems, Available Roof Areas, Building Shadow, Renewable Energy.

1. Introducción.

La electricidad ha sido esencial para satisfacer las necesidades humanas y mejorar la calidad de vida. Con el tiempo, la conciencia sobre la importancia de generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables ha crecido, impulsando el uso de tecnologías innovadoras y respetuosas con el ambiente (Ordoñez et al., 2020). Estas iniciativas requieren herramientas tecnológicas avanzadas para una toma de decisiones eficiente en la implementación de sistemas de generación de energía renovable (Bayod, 2009). Por ejemplo, Deveci et al. (2020) desarrollaron un modelo de toma de decisiones multicriterio (MCDM) para identificar y clasificar las mejores ubicaciones para sistemas eólicos en Irlanda.

En Colombia, particularmente en la Costa Atlántica, existe un gran potencial para la explotación de la energía solar fotovoltaica (SSFV) (IDEAM, 2020a). Sin embargo, para maximizar el aprovechamiento de este recurso, es crucial realizar estudios detallados sobre la incidencia de la energía solar. Un factor determinante en este análisis es el sombreado, el cual puede disminuir significativamente el rendimiento de los sistemas solares fotovoltaicos. Aunque en otros países, donde la energía solar es clave para la economía, existen numerosos estudios sobre tecnologías en este campo, en la región se encuentran pocos trabajos académicos enfocados en el análisis del sombreado.

El análisis del potencial solar fotovoltaico se refiere a la capacidad de una superficie para convertir la radiación solar en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico. Evaluar este potencial implica considerar diversos factores como la radiación solar, la irradiancia y la irradiación, aspectos discutidos por Casa y Barrio (2017). De hecho, la irradiación global horizontal, que es la suma de la radiación directa y difusa, es el parámetro más relevante para evaluar el potencial solar de una región específica (IDEAM, 2020a). En Colombia, la irradiación global varía considerablemente según la ubicación geográfica, siendo la Costa Atlántica una de las zonas con mayor irradiación (IDEAM, 2020b).

Además, el sombreado es uno de los principales factores que afectan el rendimiento de los sistemas solares fotovoltaicos, ya que puede reducir la intensidad solar recibida hasta en un 80 % (Bayod, 2009). Por lo tanto, es fundamental analizar la posición del sol y las sombras proyectadas para optimizar la ubicación de los SSFV. Adicionalmente, aplicaciones que permitan identificar los espacios óptimos para la instalación de estos sistemas serían de gran utilidad en la fase de

planificación de proyectos solares. Ejemplos de tales aplicaciones incluyen el uso de sistemas de información geográfica (GIS) para analizar la irradiación solar y las sombras, como lo hicieron Ko et al. (2015) en Taiwán y Martín (2014) en Madrid.

En el presente estudio, se propone un método para estimar el potencial fotovoltaico en las cubiertas del Centro de Comercio, Industria y Turismo del SENA Regional Córdoba (CCIT), utilizando herramientas de análisis de sombreado en QGIS y datos de irradiación del IDEAM. Dado que el edificio está ubicado en una región con alto potencial solar, es esencial contar con herramientas que permitan evaluar el sombreado a lo largo del año y determinar la viabilidad técnica para la instalación de SSFV.

2. Metodología

2.1 Área de estudio

El CCIT se encuentra ubicado en la ciudad de Montería, Córdoba. El clima es cálido tropical con una estación de sequía y una de lluvias a lo largo del año. La temperatura promedio anual de la ciudad es de 28 °C con picos superiores a 40 °C en temporada canicular. La humedad relativa promedio es de 78 %. (Alcaldía de Montería, 2020). Según IDEAM (2020b) Montería recibe más de 3700 Wh/m2 en acumulación diaria para los promedios mensuales de irradiancia.

9

Figura 1. Localización del área de estudio



2.2

2.3 Obtención de datos

Para la representación de las variables en el análisis de sombreado y la evaluación de la energía solar disponible, se utilizaron fuentes de información primaria y secundaria.

2.2.1 Fuentes de información primaria

Modelo Digital de Superficie (MDS) del Centro de Comercio Industria y Turismo

Se obtuvo mediante levantamiento fotogramétrico utilizando el dron DJI P y se tomaron siete puntos de control geodésico. El levantamiento se realizó en dos etapas: la toma de las fotografías aéreas y el tratamiento de estas en un software especializado. Con relación al tratamiento de las imágenes, se utilizó el software PIXD4 con el cual se obtuvo la ortofoto y el modelo digital de superficie. Para la generación del Ráster del modelo digital de superficie se empleó el método de ponderación de distancia inversa.

2.2.2 Fuentes de información secundaria

2.2.2.1 Cálculo de ángulos solares

Se calcularon los valores horarios de acimut y altura solar para el CCIT aplicando principios básicos de geometría solar, siguiendo las ecuaciones propuestas por Braun y Mitchell (1983):

- Ángulo de declinación solar (δ)

$$\delta = 23.45 \sin \left[360 \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right] \quad (1)$$

Donde n es el día del año. Se seleccionaron los días de cada mes en que los valores de declinación se aproximan a los promedios mensuales recomendados por Axaopoulos y Pitsilis (2007).

- Ángulo de Hora Solar (ω)

$$\omega = 15(h_r - 12) \quad (2)$$

Donde h_r es la hora del reloj.

- Altitud solar (h)

$$h = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega) \quad (3)$$

Donde

δ es la declinación

ϕ es la latitud del lugar

ω es la hora solar

- **Acimut solar (α)**

$$\alpha = \sin^{-1} \left(\frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos h} \right) \quad (4)$$

Donde

δ es la declinación

ω es la hora solar

h es la altura solar

Cabe señalar que esta ecuación arroja valores de acimut tomando como referencia el sur geográfico. Como en QGIS el ángulo acimutal se mide a partir del norte, se ajustó restando 180 al valor obtenido. Los cálculos se realizaron para un rango horario de 7:00 h a 17:00 h, obteniendo valores de acimut y altura solar para cada hora.

2.2.2.2 Valores de irradiación en Montería

Para evaluar el potencial de la energía solar, se utilizaron los valores de irradiación global horizontal registrados por una estación de la red de Fedearroz, equipada con 28 piranómetros marca DAVIS (IDEAM, 2020b). La estación Montería, ubicada en la ciudad con coordenadas (-75,85; 8,81), proporciona promedios horarios de radiación solar, analizados entre 2011 y 2014.

2.2.2.3 Análisis de sombreado

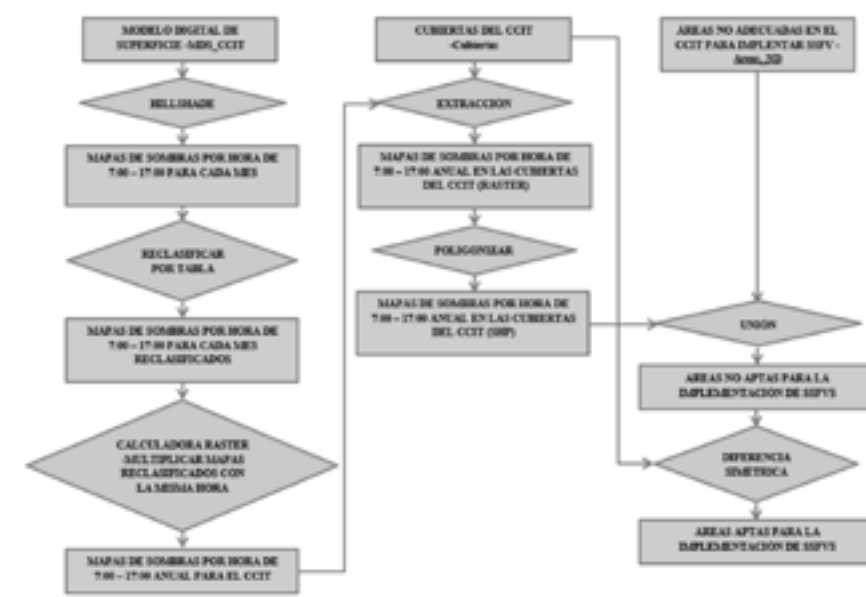
El análisis de sombreado consideró todos los elementos que generan sombras sobre las cubiertas del CCIT. El cálculo de sombras se realizó en QGIS versión 3.16.11, utilizando la herramienta Hillshade que genera un ráster donde se representan las zonas sombreadas en función del acimut y la altitud solar. El algoritmo utilizado deriva de la utilidad GDAL DEM y emplea parámetros como el factor Z (exageración vertical), acimut y altitud solar.

Los mapas de sombras obtenidos se reclasificaron en una imagen binaria, asignando 0 a las áreas sombreadas y 1 a las áreas sin sombra (valores entre 2 y 255). Se utilizaron los valores mensuales de declinación solar para calcular la altitud y el acimut solar de cada hora entre las 7:00 a.m. y 5:00 p.m. generando 10 mapas anuales de sombras, uno para cada hora del día.

2.2.3 Área disponible para sistemas solares fotovoltaicos

Las áreas libres de sombras se determinaron utilizando la herramienta de extracción en QGIS, cortando los mapas anuales de sombras con una capa de máscara que representa las cubiertas del CCIT. Los rásteres resultantes se convirtieron a formato vectorial mediante la herramienta de poligonización y se combinaron con una capa que representa las zonas no aptas para la instalación de SSFV debido a su tamaño, forma, inclinación y orientación. Finalmente, las áreas aptas se obtuvieron usando la herramienta de diferencia simétrica entre las capas de zonas no aptas y las cubiertas.

Figura 2. Modelo cartográfico para obtener las áreas disponibles para implementar SSFV.



Fuente: elaboración propia.

2.2.4 Energía Solar Aprovechable

$$I_T = I_b \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + I_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + I_p \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (5)$$

Donde

I_T es la irradiación total

I_b es la irradiación solar directa en el plano horizontal

I_d es la irradiación solar difusa en el plano horizontal

I es la irradiación solar en el plano horizontal

β es la pendiente y los ángulos θ y θ_z corresponden al punto medio considerado

La inclinación predominante en las cubiertas del CCIT es de 40°, excepto en una edificación con cubiertas planas, que representa el 16 % del total. Las cubiertas consideradas en este estudio están orientadas hacia el sur.

3. Resultados y discusión

3.1 Modelo Digital de Superficie (MDS) del Centro de Comercio, Industria y Turismo

En la Tabla 1 se presentan los valores de geolocalización en las tres coordenadas que se emplearon para realizar la fotogrametría en el área de estudio. La última columna muestra el número de imágenes calibradas en las que los puntos de control fueron verificados automáticamente en comparación con los marcados manualmente. Se utilizó el sistema de coordenadas MAGNA_Colombia_Origen_Unico (Geoide EGM96) tanto para los puntos de control como para la salida del procesamiento. La resolución obtenida tanto en el Modelo Digital de Superficie (MDS) como en el ortomosaico fue de 1 xGSD (3,1 cm/píxel), aplicándose un suavizado de superficie tipo nítido para mejorar la calidad del modelo.

13

Tabla 1. Precisión en la localización de los puntos de control (GCP)

GCP Name	AccuracyXY/ Z[m]	Error X[m]	Error Y[m]	Error Z[m]	Projection Error[pixel]	Verified/ Marked
1 (3D)	0,020/ 0,020	-0,035	0,035	0,007	0,547	2 / 2
2 (3D)	0,020/ 0,020	-0,047	-0,014	-0,330	0,418	3 / 3
3 (3D)	0,020/ 0,020	0,006	0,032	0,070	0,706	4 / 4
4 (3D)	0,020/ 0,020	0,022	0,017	-0,063	0,296	2 / 2
5 (3D)	0,020/ 0,020	0,037	0,026	-0,043	1,021	3 / 3
6 (3D)	0,020/ 0,020	-0,015	-0,021	-0,006	0,804	8 / 8
7 (3D)	0,020/ 0,020	0,013	-0,003	0,011	0,281	14 / 14
Mean[m]		-0,002781	0,010298	-0,050540		
Sigma [m]		0,028410	0,021167	0,120860		
RMSError [m]		0,028546	0,023540	0,131002		

Los resultados muestran que la precisión obtenida en la localización de los puntos de control fue adecuada para el objetivo del estudio, con errores mínimos en las coordenadas X, Y y Z, lo que garantiza la calidad de la fotogrametría y la exactitud del modelo digital de superficie generado.

3.1.1 Altitud Solar (*h*)

Se obtuvieron los valores de altitud solar para las horas establecidas a lo largo del año, tal como se detalla en la Tabla 2. Estos valores fueron calculados tomando en cuenta la latitud y longitud de la ubicación de estudio y reflejan la variación de la altitud solar en cada mes. La altitud solar es un factor clave en el análisis de la radiación solar recibida y es esencial para el diseño de sistemas de energía solar.

Tabla 2. Valores de altitud solar en el rango horario establecido para los meses del año

Altitud solar por horas												
Mes	Día del mes	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
Ene	17	11	24	37	48	57	60	57	48	37	24	11
Feb	16	12	27	40	53	64	68	64	53	40	27	12
Mar	16	14	29	44	58	71	79	71	58	44	29	14
Abr	15	16	31	46	60	75	89	75	60	46	31	16
May	15	17	31	45	59	72	80	72	59	45	31	17
Jun	11	17	31	45	58	70	76	70	58	45	31	17
Jul	17	17	31	45	59	71	78	71	59	45	31	17
Ago	16	17	31	46	60	75	85	75	60	46	31	17
Sep	15	15	30	45	59	74	83	74	59	45	30	15
Oct	15	13	28	42	55	66	72	66	55	42	28	13
Nov	14	11	25	38	50	59	62	59	50	38	25	11
Dic	10	10	23	36	47	55	58	55	47	36	23	10

3.1.2 Acimut Solar (α)

Los valores del acimut solar fueron calculados utilizando la Ecuación 4, ajustando los resultados con el eje norte como punto de origen. Estos valores detallados en la Tabla 3, representan la dirección del sol en función del ángulo horizontal en el rango horario establecido para cada mes. El acimut solar es crucial para el correcto posicionamiento de paneles solares y otros sistemas que dependen de la orientación solar.

Tabla 2. Valores de altitud solar en el rango horario establecido para los meses del año

Altitud solar por horas												
Mes	Día del mes	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
Ene	17	113	118	124	136	154	180	206	224	236	242	247
Feb	16	105	109	115	126	145	180	215	234	245	251	255
Mar	16	95	98	102	109	126	180	234	251	258	262	265
Abr	15	97	96	95	94	94	180	266	266	265	264	263
May	15	107	107	108	112	126	180	234	248	252	253	253
Jun	11	112	112	114	120	137	180	223	240	246	248	248
Jul	17	110	110	111	117	132	180	228	243	249	250	250
Ago	16	102	100	100	102	109	180	251	258	260	260	258
Sep	15	90	92	96	101	113	180	247	259	264	268	270
Oct	15	102	106	111	121	141	180	219	239	249	254	258
Nov	14	111	116	122	133	152	180	208	227	238	244	249
Dic	10	115	120	127	138	155	180	205	222	233	240	245

3.2 Análisis de sombreado

Se realizó un análisis de sombreado sobre las cubiertas del CCIT utilizando los valores de altitud solar y acimut. Estos valores se ingresaron en la herramienta Hillshade aplicada sobre el modelo digital de superficie creado, lo que permitió la generación de 120 mapas de sombras, uno por cada hora entre las 7:00 h y las 17:00 h, cubriendo todos los meses del año. Los mapas fueron reclasificados en valores binarios: 0 para las áreas con sombra y 1 para las áreas sin sombra. Las Figuras 3a y 3b muestran diferencias en el sombreado a las 7:00 h en agosto y diciembre, lo que evidencia las variaciones en las sombras proyectadas a lo largo del año.

Figura 3. A) Sombreado a las 7:00 a.m. en el mes de agosto. **B)** Sombreado a las 7:00 h en el mes de diciembre.



Hong et al. (2017) aplicaron un método similar en el distrito de Gangnam, Seúl, durante el equinoccio de primavera. En su estudio encontraron que el área disponible para la instalación de sistemas fotovoltaicos en cubiertas era mayor a las 7:00 h y disminuía a las 10:00 h. Estos hallazgos se alinean con los resultados para el CCIT, donde se estimó el sombreado en todos los meses del año. En particular, durante el equinoccio de primavera en marzo, se observó que el sombreado alcanzaba su máximo a las 17:00 h, mientras que entre las 11:00 h y las 14:00 h el sombreado era menor, lo que sugiere que estas horas son óptimas para la captación de energía solar.

A pesar de las variaciones mensuales en el sombreado, el patrón de sombras a lo largo del día permaneció constante. Esto se debe a la ubicación geográfica del CCIT, cerca del ecuador, donde el movimiento aparente del sol varía poco durante el año en comparación con otras latitudes. Esta estabilidad es una ventaja significativa para la planificación de sistemas fotovoltaicos, ya que permite predecir con precisión las horas de mayor y menor generación de energía.

Tabla 4. Sombreado en las cubiertas del CCIT de 07:00 a 17:00 h.

Hora	Sombreado en las cubiertas (m2)	Relación con el área total (%)
07:00	1045,75	17,28
08:00	439,45	7,26
09:00	112,33	1,86
10:00	43,95	0,73
11:00	29,37	0,49
12:00	23,21	0,38
13:00	36,51	0,6
14:00.	50,27	0,83

Hora	Sombreado en las cubiertas (m2)	Relación con el área total (%)
15:00	86,59	1,43
16:00	435,61	7,2
17:00	2368,38	39,13

La Tabla 4 proporciona una visión detallada de la relación entre el sombreado y el área total de las cubiertas del CCIT. Se observa que entre las 9:00 h y las 15:00 h, el sombreado es mínimo, representando menos del 2 % del área total disponible. Este bajo nivel de sombra durante las horas centrales del día maximiza el potencial para la instalación de sistemas fotovoltaicos, favoreciendo la captación eficiente de energía solar. Sin embargo, a las 17:00 h, el sombreado aumenta drásticamente, cubriendo hasta el 40 % del área total. Este comportamiento resalta la importancia de aprovechar las horas del mediodía, cuando la sombra es mínima y la irradiación solar es más intensa, para optimizar la generación de energía.

Estos resultados son consistentes con estudios previos como el reportado por Jakobsen et al. (2015), en un estudio realizado en Dinamarca, donde también encontraron que las sombras tienen un impacto significativo en la eficiencia de los sistemas solares, especialmente en las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde. Sus hallazgos corroboran los resultados del CCIT, donde las primeras y últimas horas del día presentan un mayor grado de sombreado.

Asimismo, López et al. (2020) en su investigación en México, identificaron que la cercanía al ecuador reduce la variabilidad estacional en el ángulo de inclinación solar. Esto genera un patrón de sombras más predecible a lo largo del año, lo cual se alinea con los datos observados en el CCIT. Esta previsibilidad en las sombras ofrece una ventaja para la planificación de sistemas solares en regiones ecuatoriales, permitiendo una mayor estabilidad en la captación de energía solar durante todo el año y resalta la importancia de considerar la posición geográfica y los patrones de sombreado al planificar la instalación de sistemas solares, y confirma que el CCIT tiene un alto potencial para la implementación de tecnología fotovoltaica, especialmente en horas centrales del día, cuando el sombreado es mínimo.

3.3 Área disponible para instalar sistemas solares fotovoltaicos

El análisis realizado sobre las cubiertas del CCIT revela que, a pesar de las limitaciones causadas por el diseño arquitectónico, las pendientes pronunciadas y la orientación hacia el norte de muchas de las cubiertas, es posible aprovechar en promedio un 68,47 % del área total para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos (SSFV) tal como se muestra en la Figura 4. Aunque las pérdidas por sombreado no son significativas, la estructura física y orientación de las cubiertas limitan la maximización del uso del espacio disponible.

Figura 4. Áreas disponibles en color verde de las cubiertas del CCIT para instalar SSFV



En la Tabla 5, se observa la relación entre las áreas aptas para la instalación de SSFV y el área total de las cubiertas del CCIT. A primera vista, aunque a las 7:00 h el sombreado proyectado es menor que a las 17:00 h, los resultados sugieren que la radiación solar es mejor aprovechada en la tarde que en la mañana. Este fenómeno se debe principalmente a la estructura y configuración de las cubiertas de los edificios del CCIT, que permiten un mejor aprovechamiento de la radiación en las horas posteriores al mediodía, cuando el sol se encuentra en una posición más favorable.

Tabla 5. Áreas aptas para implementar sistemas solares fotovoltaicos y su relación con el área total de las cubiertas

Hora	Áreas aptas para instalar SSFV (m2)	Relación con el área total (%)
07:00	3463,81	57,23
08:00	4002,1	66,12
09:00.	4294,03	70,94
10:00.	4350,19	71,87
11:00	4358,92	72,02
12:00	4363,04	72,09
13:00	4354,7	71,95
14:00	4348,24	71,84
15:00	4333,03	71,59
16:00	4170,58	68,91
17:00	3550,31	58,66

Por lo tanto, la instalación de SSFV en estas áreas debe concentrarse en las horas de máxima irradiación, entre las 9:00 h y las 15:00 h, cuando el sombreado es mínimo y la captación de energía solar es más eficiente. Es importante destacar que, a medida que el día avanza, el área disponible para la instalación de SSFV disminuye progresivamente, alcanzando su punto más bajo a las 17:00 h, con un 58,66 % del área total libre de sombras. Sin embargo, debido a la menor irradiación solar en las horas cercanas al final de la tarde, estas áreas no son las más eficientes para la captación de energía.

El análisis muestra que, aunque existe una considerable área disponible para la instalación de SSFV, la planificación debe considerar tanto la orientación de las cubiertas como las horas de mayor eficiencia energética para optimizar la generación de energía solar en el CCIT.

3.4 Energía solar aprovechable

Los valores de irradiación estimados utilizando el modelo difuso isotrópico para superficies con una inclinación de 40° muestran una variación significativa a lo largo de los meses, con una leve disminución general de menos del 11 % en comparación con los datos de referencia del IDEAM como se especifica en la Tabla 6. Esta discrepancia sugiere que, aunque la orientación y la inclinación actuales permiten aprovechar buena parte de la radiación solar, existen condiciones específicas que afectan su eficiencia, especialmente en función de la estacionalidad y la geometría solar.

Los meses de noviembre, diciembre y enero destacan por su alta irradiación, acercándose a los valores de irradiación global horizontal. Enero, en particular, muestra una acumulación diaria mayor a la irradiación horizontal, con una diferencia de 34,7 Wh/m². Este resultado puede estar relacionado con el solsticio de invierno, cuando la altitud solar es más baja. En estos meses, las superficies inclinadas a 40°, orientadas hacia el sur, captan mejor la radiación solar directa en comparación con superficies con inclinaciones menores o planas, donde los rayos solares serían más oblicuos.

Tabla 6. Valores de irradiación estimados para superficies con inclinaciones de 40°.

Mes	Día del mes	I (Wh/m ²)										
		06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00
Ene	17	30,2	129,8	291,1	462,2	607,8	675,4	656,8	577,2	515,7	312,3	100,0
Feb	16	25,9	131,9	289,7	452,5	559,1	600,2	627,4	596,9	477,5	283,3	109,0
Mar	16	38,6	146,8	294,6	436,0	546,4	575,1	546,6	502,3	417,6	287,0	145,2
Abr	15	49,9	158,7	289,3	419,6	511,4	558,9	570,8	505,1	370,4	262,8	151,3
May	15	35,7	108,4	220,3	307,6	446,8	519,3	493,3	503,5	405,0	268,2	156,6
Jun	11	45,0	121,5	266,4	379,5	471,3	564,1	575,8	558,0	462,9	328,3	190,0
Jul	17	33,9	124,0	282,8	402,8	535,6	601,2	593,9	609,9	529,5	378,7	257,8
Ago	16	30,9	115,3	254,0	367,0	514,7	547,3	550,7	557,5	463,1	328,2	190,1
Sep	15	26,6	99,1	210,2	348,3	457,8	541,2	569,5	562,4	479,6	323,7	164,6
Oct	15	45,5	138,7	286,0	412,4	487,4	542,2	542,6	487,6	388,4	201,4	91,8
Nov	14	44,6	128,3	261,6	402,3	509,9	608,8	608,2	539,1	440,7	243,6	102,0
Dic	10	69,3	139,5	297,2	438,9	516,0	559,9	548,1	476,3	359,0	204,7	64,8

Por otro lado, abril y agosto presentan las mayores diferencias de radiación en comparación con los valores del IDEAM, con irradiaciones de 493,7 Wh/m² y 447,7 Wh/m², respectivamente. En estos meses, el CCIT experimenta los niveles más altos de altitud solar, lo que sugiere que las superficies inclinadas a menos de 40° serían las más adecuadas para optimizar la captación de energía solar, logrando así una mayor perpendicularidad de los rayos solares. Este hallazgo es consistente con estudios previos, como el de Gupta y Tiwari (2016), quienes sugieren que las superficies con inclinaciones entre 25° y 30° son más eficientes en latitudes tropicales, donde la radiación solar incide de manera más directa durante gran parte del año.

A pesar de la inclinación de 40° de las cubiertas del CCIT, los resultados indican que estas no presentan las condiciones óptimas para un aprovechamiento eficiente de la radiación solar durante todo el año. Por lo tanto, es necesario considerar la inversión en estructuras ajustables que permitan modificar la inclinación de los paneles solares para maximizar la captación de energía durante los diferentes periodos estacionales. Esta recomendación es respaldada por estudios como el de Rodríguez y Jiménez (2019), quienes encontraron que los sistemas solares con estructuras ajustables pueden aumentar la eficiencia energética en un 15-20% en regiones con variaciones estacionales marcadas.

4. Conclusiones

Para la estimación del potencial fotovoltaico en las cubiertas de las instalaciones del SENA Regional Córdoba, se desarrolló un modelo basado en una representación digital de superficie del CCIT, ecuaciones de geometría solar y datos de irradiación global horizontal obtenidos de la estación meteorológica de Fedearroz en Montería, parte de la red de monitoreo del IDEAM. Los resultados del análisis indicaron que el sombreado en las cubiertas es insignificante, representando menos del 2 % del área total entre las 9:00 h y las 15:00 h. Este comportamiento es coherente con las condiciones climáticas de la región y su proximidad al ecuador. Sin embargo, se sugiere realizar investigaciones adicionales para ajustar el umbral óptimo en la escala de grises utilizada para detectar sombras, especialmente en estudios realizados en latitudes fuera de los trópicos, donde el ángulo solar varía significativamente.

En cuanto al área disponible para la instalación de paneles solares fotovoltaicos, se identificó un mínimo de 3463,81 m² a lo largo del año. No obstante, la inclinación actual de las cubiertas requiere la implementación de estructuras de soporte que permitan optimizar la orientación de los paneles solares. Esto es fundamental para maximizar el aprovechamiento de la radiación solar y, por ende, mejorar la eficiencia energética del sistema.

Además, el método propuesto debe ser validado con datos obtenidos de fuentes primarias, específicamente mediante equipos de medición directa de la irradiación solar horizontal dentro del área de estudio. También es crucial tener un conocimiento detallado de la configuración de las cubiertas de los edificios para realizar un análisis más preciso. El enfoque utilizado en este estudio puede ser replicado en cualquier ubicación que cuente con la infraestructura necesaria para realizar un estudio fotogramétrico con drones. Los resultados pueden ser de gran utilidad para realizar estudios de viabilidad y dimensionamiento en proyectos de generación de energía solar fotovoltaica en diversas regiones.

5. Referencias

- Alcaldía de Montería. (2020). Geografía. Recuperado de <https://www.monteria.gov.co/publicaciones/146/geografia/>
- Axaopoulos, P., & Pitsilis, G. (2007). Energy software programs for educational use. *Renewable Energy*, 32(6), 1045-1058. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.08.006>
- Axaopoulos, P. (s.f). T. E. I. 3. Basic principles of solar geometry. Recuperado de: <https://docplayer.es/38625286-3-principios-de-la-geometria-solar.html>
- Axaopoulos, P. (s.f). T. E. I. 4. Solar radiation on tilted surfaces. Recuperado de: <https://docplayer.es/51994747-4-radiacion-solar-sobre-superficies-inclinadas.html>
- Bayod Rújula, Á. A. (2009). Energías renovables: Sistemas fotovoltaicos. Zaragoza: Prensas de la Universidad de Zaragoza.
- Braun, J., & Mitchell, J. (1983). Solar geometry for fixed and tracking surfaces. *Solar Energy*, 31(5), 439-444. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(83\)90046-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(83)90046-4)
- Casa, M., & Barrio, M. (2017). Conceptos básicos. Instalaciones solares fotovoltaicas (pp. 3). México: Alfaomega.
- Deveci, M., Cali, U., Kucuksari, S., & Erdogan, N. (2020). Interval type-2 fuzzy sets based multi criteria decision-making model for offshore wind farm development in ireland. *Energy*, 198, 117317. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117317>
- Gupta, S., & Tiwari, G. N. (2016). Performance evaluation of photovoltaic modules with different inclinations and orientations in India: An experimental study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 379-390. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.042>
- Hong, T., Lee, M., Koo, C., Jeong, K., & Kim, J. (2017). Development of a method for estimating the rooftop solar photovoltaic (PV) potential by analyzing the available rooftop area using hill-shade analysis. *Applied Energy*, 194, 320-332. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.001>
- IDEAM. (2019). Glosario meteorológico. Recuperado de <http://www.ideam.gov.co/documents/11769/72085840/Anexo+10.+Glosario+meteorol%C3%B3gico.pdf/6a90e554-6607-43cf-8845-9eb34eb0af8e>
- IDEAM. (2020a). Distribución espacial y temporal de la irradiación global horizontal en Colombia. Recuperado de <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/1.Distribucion-espacial-y-temporal-de-la-Irradiacion-Global-Horizontal-en-Colombia.pdf>
- IDEAM. (2020b). Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia. Recuperado de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- Jakobsen, J., Hansen, K., & Knudsen, H. (2017). Effect of surface tilt and orientation on the performance of solar energy systems in northern Europe. *Renewable Energy*, 102, 128-137. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.015>

- Karteris, M., Slini, T., & Papadopoulos, A. (2013). Urban solar energy potential in greece: A statistical calculation model of suitable built roof areas for photovoltaics. *Energy and Buildings*, 62, 459-468. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.03.033>
- Ko, L., Wang, J., Chen, C., & Tsai, H. (2015). Evaluation of the development potential of rooftop solar photovoltaic in Taiwan. *Renewable Energy*, 76, 582-595. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.077>
- López, A., Pérez, J., & García, M. (2019). Solar radiation optimization in northern latitudes: A study on the impact of surface inclination. *Journal of Solar Energy Research*, 15(4), 345-360. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.008>
- Lukač, N., Žlaus, D., Seme, S., Žalik, B., & Štumberger, G. (2013). Rating of roofs' surfaces regarding their solar potential and suitability for PV systems, based on LiDAR data. *Applied Energy*, 102, 803-812. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.08.042>
- Martín, A. (2014). Modelo geográfico para la estimación del potencial fotovoltaico en tejados. Caso de estudio: Miraflores de la Sierra [Tesis de Maestría, Universidad Complutense de Madrid. <https://eprints.ucm.es/id/eprint/25543/>
- Ordoñez-Palacios, L. E., León-Vargas, D. A., Bucheli-Guerrero, V. A., & Ordoñez-Eraso, H. A. (2020). Solar Radiation Prediction on Photovoltaic Systems Using Machine Learning Techniques. *Revista Facultad de Ingeniería*, 29(54), e11751. <https://doi.org/10.19053/01211129.v29.n54.2020.11751>
- Rodríguez, D., & Jiménez, A. (2019). Enhancing solar energy production with adjustable tilt photovoltaic systems: Case study in a subtropical climate. *Energy Conversion and Management*, 192, 101-110. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.04.060>
- Qgis.org. (2020). Hillshade. Recuperado de https://docs.qgis.org/2.8/en/docs/user_manual/processing_algs/gdalogr/gdal_analysis/hillshade.html