

Ensayo de Investigación

Estudio de la influencia de sombras en el Sistema Fotovoltaico de la Universidad del Istmo, Campus Tehuantepec

Study the influence of shadows in the Photovoltaic System of the Universidad del Istmo, Tehuantepec Campus

Michel Vázquez Vázquez¹, Liliana Hechavarría Difur^{1*}
Rafael Márquez Tirso¹, Hugo Jorge Cortina Marrero¹

¹Universidad del Istmo Campus Tehuantepec

Autor de correspondencia:
*lihed@live.com

Recibido:29-05-2024 Aceptado: 10-09-2025 (Artículo Arbitrado)

Resumen

En este trabajo se presenta un estudio sobre la influencia del sombreado parcial, causado por la presencia de árboles, en la producción de energía del sistema fotovoltaico ubicado en la Universidad del Istmo, Campus Tehuantepec. La altura de los árboles se determinó mediante topografía y, utilizando un modelo a escala del sistema fotovoltaico y su entorno, se realizaron simulaciones de la trayectoria del Sol en un diagrama solar 3D para identificar los momentos del día en que el sistema recibió sombra de los árboles circundantes. Finalmente, se analizó la producción de energía del sistema fotovoltaico durante el año 2023. Se concluyó que los árboles alrededor del sistema proyectan sombras que afectan la producción energética. Los arreglos fotovoltaicos situados en ambos lados (oriente y poniente) del sistema fueron los que reportaron mayores pérdidas de energía. El porcentaje de pérdidas observadas en la mayoría de los arreglos afectados por sombreado no supera el 3 %, lo cual coincide con lo planteado en la literatura, donde se afirma que las pérdidas por sombreado parcial no exceden el 4 % cuando el sombreado ocurre durante las horas del amanecer y atardecer.

Palabras clave: Diagrama solar, producción de energía, sombras parciales, topografía.

Abstract

This paper presents a study on the influence of partial shading caused by the presence of trees on the energy production of the photovoltaic system located at the Universidad del Istmo, Tehuantepec Campus. The height of the trees was determined through surveying, and using a scale model of the photovoltaic system and its surroundings, simulations of the Sun's path were performed in a 3D solar diagram to identify the times of day when the system was shaded by the surrounding trees. Finally, the energy production of the photovoltaic system was analyzed throughout the year 2023. The conclusion reached was that the trees around the system cast shadows that affect energy production. The photovoltaic arrays located on both sides (east and west) of the system reported the greatest energy losses. The percentage of losses observed in most of the arrays affected by shading did not exceed 3 %, which aligns with the literature stating that losses due to partial shading do not exceed 4 % when shading occurs during sunrise and sunset hours.

Keywords: Solar diagram, energy production, partial shading, surveying.

Introducción

La demanda de energía en un mundo en continuo desarrollo tecnológico e industrial, y la contaminación ambiental que se produce por el uso de combustibles convencionales (petróleo, carbón y gas natural) para la producción de energía, son las dos razones fundamentales por las cuales las fuentes renovables de energía han tenido un necesario retorno en

la era actual. Sin embargo, ahora el aprovechamiento de las fuentes renovables (ejemplo: solar, eólica, hidráulica, etc.) se hace de forma más eficiente, empleando nuevas tecnologías.

Mediante la tecnología fotovoltaica es posible producir directamente electricidad a partir de la radiación solar. Esta tecnología ha tenido un desarrollo

importante en los últimos años por ofrecer innumerables ventajas sobre otras fuentes de energías tanto convencionales como renovables. La tendencia que se observa a nivel mundial es la del continuo crecimiento de la capacidad o potencia fotovoltaica instalada, de hecho, la energía solar fotovoltaica ha sido la que más ha adicionado capacidad neta de generación de energía desde el 2016, incrementándose de 303 GW a 1185 GW, a finales de 2022 (GSR, 2023). Durante las dos últimas décadas, la generación de energía solar fotovoltaica ha aumentado gradualmente para convertirse en una parte significativa de la matriz eléctrica mundial, cuyo porcentaje de incidencia varió de 0.01 % en el año 2000 a 4.5 % en el 2022 (GER, 2023).

Un sistema fotovoltaico puede definirse como el conjunto de elementos conexcionados entre sí, capaces de suministrar energía eléctrica a partir de la transformación directa de la radiación solar. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica se caracterizan por estar diseñados para producir la mayor cantidad de energía posible, por lo que las limitaciones en su dimensionado se deben fundamentalmente a cuestiones de área y costo del sistema. Están integrados fundamentalmente por un generador fotovoltaico, descrito como un panel o conjunto de paneles fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo para incrementar la potencia; un inversor o inversores, y un bloque de protecciones eléctricas. Las limitaciones en su desempeño dependen de varios factores, la mayoría están directamente relacionados con el generador fotovoltaico; entre ellos pueden mencionarse la irradiancia o potencia de la radiación incidente, la temperatura, la suciedad y las sombras en la superficie del generador. Los bajos niveles de irradiancia o radiación incidente afectan principalmente la generación de corriente, las altas temperaturas alcanzadas en los paneles solares fotovoltaicos afectan fundamentalmente la generación de voltaje, la suciedad y las sombras afectan la capacidad de absorber radiación, por tanto, la generación de energía final en el sistema (Wenham, Green, Watt, Corkish, 2007).

Las pérdidas de energía en un sistema fotovoltaico pueden ser debidas a varios factores. En general se pueden clasificar en pérdidas de captura y pérdidas del resto del sistema. Las pérdidas de captura son aquellas pérdidas debidas a la no captación de

energía por parte del generador fotovoltaico, y éstas se pueden clasificar en pérdidas de captura causadas por la temperatura de la celda, cuando ésta es superior a 25 °C, y las pérdidas de capturas misceláneas o no dependientes de la temperatura, entre las cuales pueden encontrarse aquellas causadas por cableado, diodos de *string*, baja irradiancia, sombreado parcial o total, suciedad, acumulación de nieve, no homogeneidad de la irradiancia, *mismatch*, entre otras. También aquellas causadas por no seguimiento del punto de máxima potencia, reducción de la potencia del arreglo causado por fallas en el inversor, errores en las mediciones de irradiancia, pérdidas espectrales y por reflexión en vidrios, etc. Las pérdidas del resto del sistema se determinan como las pérdidas del inversor en la conversión de corriente directa CD en corriente alterna CA (Häberlin, 2012).

La proyección de sombras en los sistemas fotovoltaicos es una situación no deseada que normalmente se evita dado que se tiene en cuenta al momento de realizar el diseño y dimensionado del sistema; sin embargo, puede darse con relativa frecuencia, sobre todo en aquellos sistemas fotovoltaicos diseñados y ubicados en zonas urbanas donde puede, de repente, construirse un edificio o crecer un árbol que inicialmente no estaba cuando se concibió el sistema. Los efectos del sombreado en el sistema varían en dependencia del tipo de sombreado, estos pueden ser de tipo parcial o de tipo total. Un panel solar con un sombreado total de una o varias celdas solares, además de no generar electricidad, no permitirá que la corriente del resto de las celdas fluya a través de este, por lo que se comportará como un circuito abierto y el panel entero dejará de funcionar; además, la celda sombreada actuará como una resistencia en paralelo, que consumirá la energía y puede llegar a quemarse o a producir lo que se conoce como puntos calientes o *Hot Spot* (Smets, Jäger, Isabella, Van Swaaij, Zeman, 2015). En el caso de un panel solar con un sombreado parcial, la energía total extraída por el sistema sería aquella proporcionada por la celda o conjunto de celdas sombreadas, de modo que, si el sombreado es del 50 %, la potencia producida sería un 50 % menos de la que podría obtenerse en el sistema (McEvoy, Markvart y Catañer, 2012). Es, por tanto, muy importante analizar la influencia de las sombras en los sistemas fotovoltaicos. En este trabajo se pre-

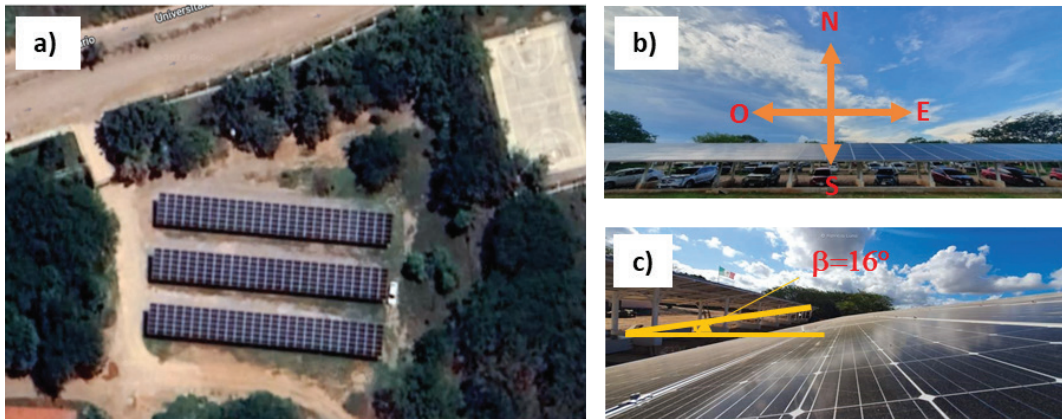


Figura 1. Sistema fotovoltaico de 163.2 kWp, instalado en la Universidad del Istmo, Campus Tehuantepec. a) Imagen de Google Maps. Latitud: 16.289° y Longitud: -95.240°. b) y c) Imagen fotográfica del sistema fotovoltaico indicando orientación ($\alpha=0$), e inclinación ($\beta=16^\circ$).

Fuente: Elaboración propia.

senta un estudio de la influencia del sombreado parcial, debido a la presencia de árboles, en la producción de energía de un sistema fotovoltaico de 163.2 kWp ubicado en la Universidad del Istmo, Campus Tehuantepec, en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca.

Metodología

Ubicación y características del sistema fotovoltaico de estudio

El sistema fotovoltaico de estudio se encuentra ubicado en la Universidad del Istmo, en la Latitud: 16.289° y Longitud: -95.240°. Se encuentra orientado completamente al sur, por lo que su azimut es igual a cero ($\alpha=0$) y con ángulo de inclinación igual a la latitud ($\beta=16^\circ$), tal como se muestra en la Figura 1.

La potencia instalada es de 163.2 kWp, distribuida en 10 arreglos de 16.32 kWp cada uno. Cada arreglo está conectado a un inversor de 15 kW de la marca Fronius Symo. Se emplearon módulos solares fotovoltaicos de la marca ECO GREEN ENERGY: EGE-340 M-72. Cada arreglo consta de 48 paneles con 4 cadenas en paralelo de 12 paneles en serie cada una. El voltaje y la corriente en el punto de máxima potencia que puede obtenerse por arreglo es de $V_{mp}=457.8\text{ V}$ y $I_{mp}=35.64\text{ A}$.

En los alrededores del sistema fotovoltaico hay árboles, algunos de ellos tienen suficiente altura y frondosidad para obstaculizar la radiación solar que llega al sistema, sobre todo en las tardes por el lado oeste. La Figura 2 muestra fotografías tomadas del sistema fotovoltaico, donde se pueden observar los árboles que se encuentran a su alrededor y la sombra que los mismos proyectan.

Determinación de sombras en el sistema fotovoltaico

La proyección de sombras sobre objetos puede determinarse empleando los conocidos diagramas solares, los cuales son gráficos que sitúan la posición del Sol en el cielo mediante dos coordenadas angulares: la altura solar y azimut solar. La altura solar (α_s), puede definirse como el ángulo formado entre la horizontal y la línea de proyección Sol-Tierra. El azimut solar (γ_s), puede definirse como el desplazamiento angular, desde el eje sur 0° , de la proyección de un haz de radiación solar en el plano horizontal. Mide la posición angular este-oeste del Sol desde el sur. Vale 0° si coincide con la orientación sur, es positivo hacia el oeste y negativo hacia el este. Si coincide con el este su valor es -90° y si coincide con el oeste su valor es $+90^\circ$ (Duffie y Beckman, 1982). Los objetos que



Figura 2. Imágenes de la proyección de sombras sobre el Sistema FV-UNISTMO.

Fuente: Elaboración propia.

obstruyen el paso de la radiación solar a un punto de referencia en cuestión también se ubican en los diagramas solares. Los perfiles de sombreado se observan cuando el objeto se encuentra en el mismo punto de coordenadas que el Sol.

Determinación de la altura de los árboles

Para determinar las sombras proyectadas por los árboles se requiere conocer la altura de los mismos, y la distancia de éstos a un punto de referencia en el sistema. Estos parámetros fueron determinados empleando un equipo de topografía. Se determinó la altura de nueve árboles, tres de ellos situados en el lado este (oriente) y seis en el lado oeste (poniente) del sistema fotovoltaico. En la figura 3 (a) se muestra una fotografía aérea del sistema fotovoltaico donde se puede apreciar la existencia de árboles en sus alrededores. La Figura 3 (b) es una imagen del equipo de medición de topografía empleado, un teodolito electrónico Geosurv ET-05L de plomada óptica y un segundo de precisión angular.

Con ayuda del *Google Maps* se determinaron las coordenadas geográficas de 2 puntos de observación, tomando como referencia las esquinas sur de la

Cubierta solar 1 (Cs-1), a partir de los cuáles se definieron los vértices V1 y V2. Ver Figura 4 (a y b).

Las coordenadas obtenidas de *Google Maps* están dadas en grados decimales, se requiere convertirlas a coordenadas UTM (cartesianas) para hacer los cálculos de distancias, ángulos, rumbos, etc., para ello se utilizó una calculadora de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

Con el empleo de una plomada de punta de 12 onzas, se procedió a fijar la proyección de las 2 esquinas de la Cs-1 seleccionados al nivel del terreno, observando que desde esos puntos se podía cubrir la zona de árboles que pueden generar sombra (Figura 4 (b)).

Para tener certeza de la validez de esas coordenadas, con una cinta de acero graduada marca Lufkin de 30 m se midió de manera directa la distancia horizontal entre los vértices V1 y V2, luego aplicando la fórmula de distancia entre dos puntos, (ver la fórmula (1)), se obtuvo la medida de forma indirecta, al comparar ambas se pudo constatar una diferencia de 15 cm, por lo que las coordenadas UTM de V1 y V2 fueron aceptadas como válidas.

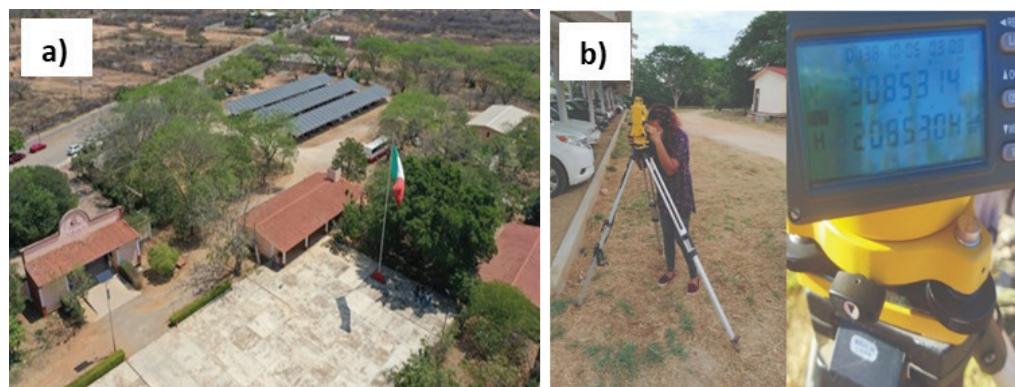


Figura 3. (a). Foto área del Sistema fotovoltaico UNISTMO. b) Imágenes de las mediciones topográficas.
Fuente: Elaboración propia.

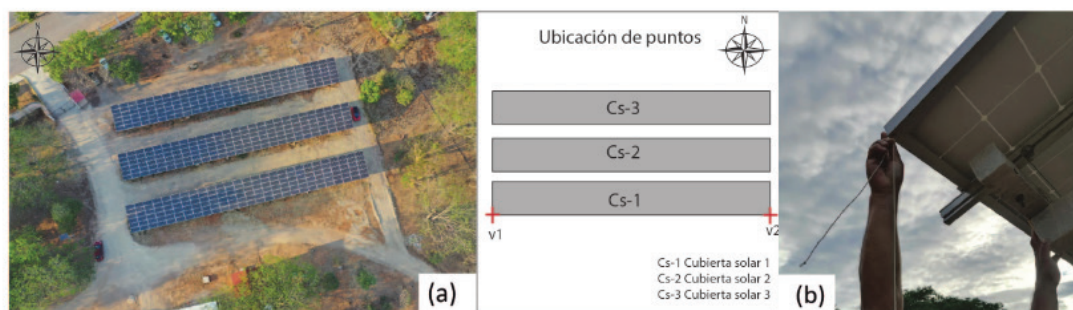


Figura 4. Ubicación de vértices: a) Cubiertas solares en fotografía y dibujo. b) Bajada de puntos a nivel de suelo de Cs-1.
Fuente: Elaboración propia.

Para ubicar con precisión cada árbol y determinar su altura, se empleó la técnica de levantamiento topográfica denominada estadía (Montes de Oca, 1989).

En la Figura 5 se muestra un dibujo que hace una representación gráfica del proceso de medición, para la determinación de las variables topográficas. El ángulo horizontal se mide a partir de centrar y nivelar el teodolito en un vértice, visar el vértice libre, poner el instrumento en $0^{\circ} 00' 00''$, y luego visar el árbol, posteriormente con la distancia h , que mide la altura del aparato desde el nivel del suelo a su eje de alturas, se localiza la misma medida h en el estadal con el hilo medio (HM), luego se toman las lecturas del hilo superior (HS) y del hilo inferior (HI), se toma el ángulo vertical α (medido con respecto a la horizontal, positivo si está por encima, negativo si está por debajo), y finalmente el ángulo vertical θ , que ubica la copa del árbol a partir de la horizontal.

Las distancias horizontales, y desniveles se determinaron mediante las ecuaciones (2) y (3) respectivamente (dándole a V1 una cota arbitraria, y a partir de ella se calculan las cotas del resto de los puntos).

$$d = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2} \quad (1)$$

$$DH = CA \cos^2 \alpha \quad (2)$$

$$H = \frac{1}{2} CA \sin(2\alpha) \quad (3)$$

Donde:

DH = Distancia Horizontal.

C = Constante grande del teodolito, equivalente a 100.

A = resultado de la diferencia $HS-HI$.

α = ángulo vertical de la horizontal al HI .

H = es la cota (altura nivel de terreno).

Para calcular la altura del árbol, se emplea la nivelación trigonométrica, se toma como base la cota del terreno al pie del árbol, la altura h del instrumento, y la resultante de la nivelación trigonométrica (cota del terreno), la fórmula es deducida a partir ecuación (4).

$$H2 = h + DH \tan(\theta) \quad (4)$$

Donde:

$H2$ = Constante grande del teodolito, equivalente a 100.

h = es la altura del instrumento al momento de centrarlo y nivelarlo.

En la Tabla 1 se muestran los resultados de los cálculos de las alturas de los árboles, y de la distancia de los mismos al vértice correspondiente. La nomenclatura de los árboles se puede observar en la Figura 6.

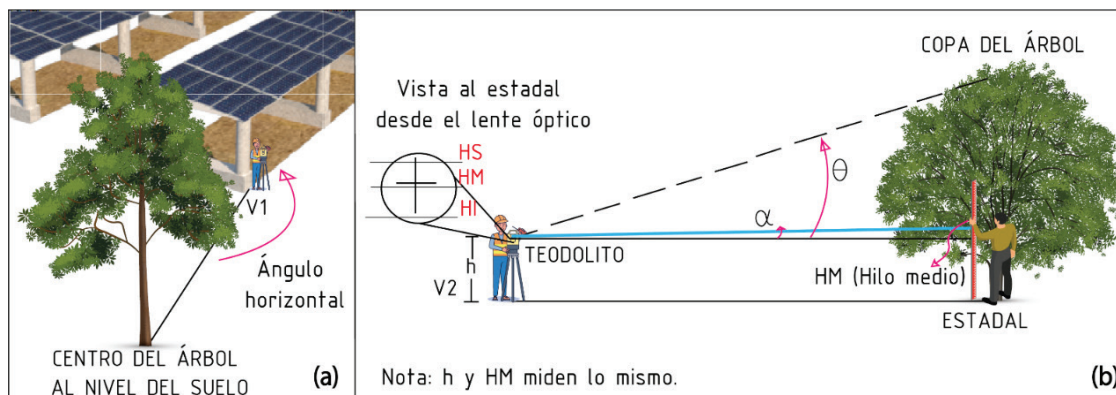


Figura 5. Representación gráfica de las mediciones de las variables topográficas. (a) Vista de medición del ángulo horizontal. (b) Vista de medición de los ángulos verticales α y θ .

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 1. Valores de las alturas de los árboles y las distancias al vértice correspondiente obtenidas con el levantamiento estadimétrico.

Vértice	Árbol	Altura H_2 (m)	Distancia horizontal DH (m)
V1	A	10.129	17.7
	B	13.764	16.3
	C	7.77	17.892
	D	11.5	20.99
	E	12.668	22.59
	F	13.5	29.49
V2	G	14.55	16.99
	H	7.24	12.99
	I	8.816	27.2

Fuente: Elaboración propia.

Simulación de la trayectoria del Sol con diagrama solar en 3D

Se elaboró un modelo 3D del sistema fotovoltaico y su entorno empleando las dimensiones reales de todo el sistema y se ubicaron los árboles con las alturas y distancias al sistema determinadas mediante el estudio topográfico, tal como se muestra en la Figura 6.

Se realizó una simulación de la trayectoria del Sol empleando software libre (PD: 3D Sun- Path) el cual se encuentra en internet (Marsh, n.d.). Se cargó, en este simulador, el modelo del sistema fotovoltaico y sus alrededores diseñado anteriormente, en la ubicación Latitud: 16.289° y Longitud: -95.240°. La ubicación de los árboles en un diagrama solar, permite determinar cuándo éstos constituyen obstáculos en la trayectoria del Sol. Las simulaciones se realizaron para cada día 22 de cada mes y las imágenes que se presentan son capturas de pantallas realizadas en horas específicas del día, las 9 de la mañana y las 4 de la tarde.

Resultados

Tal como se muestra en las Figuras 2 y 3 (a), el sistema fotovoltaico de la UNISTMO se encuentra ubicado en una zona rodeada de árboles, algunos de ellos con suficiente altura y frondosidad para proyec-

tar sombra. En términos generales, se observa que los árboles proyectan sombras parciales en ambos lados del sistema: en el oriente (este) a primera hora de la mañana, y en el poniente (oeste) en la tarde, en el horario alrededor de las 16:00 horas. Los arreglos fotovoltaicos que pueden ser afectados son, fundamentalmente, el arreglo 10 por el oeste, y los arreglos 1, 4 y 7 por el este.

Dado que el movimiento aparente del Sol cambia a lo largo del año, es de esperar una variación en las horas en que se proyectan las sombras y en el área sombreada. Las simulaciones realizadas de la trayectoria del Sol mostraron que, en el lado este (oriente), después del equinoccio de primavera, durante los meses de abril a agosto, no se proyectan sombras (ver Figuras 7 y 8).

Las sombras comienzan a proyectarse ligeramente a partir del mes de septiembre. Después del equinoccio de otoño, en el periodo de octubre a marzo, la sombra se proyecta desde que amanece, se va desplazando hacia el este y desaparece alrededor de las 10:00 de la mañana (ver Figuras 9 y 10).

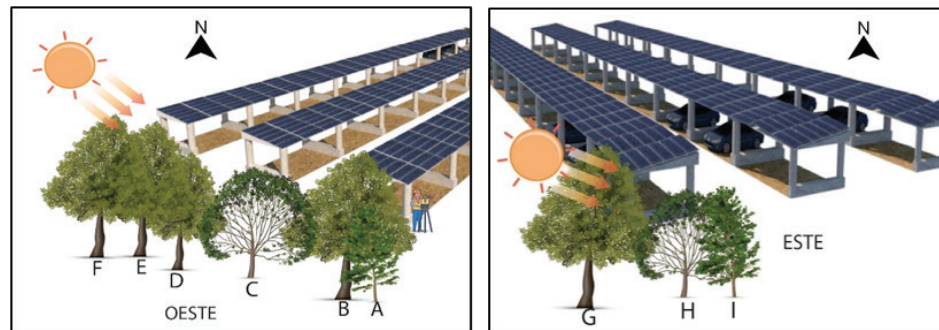


Figura 6. Ubicación de los árboles en el lado oeste y lado este del Sistema Fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia.

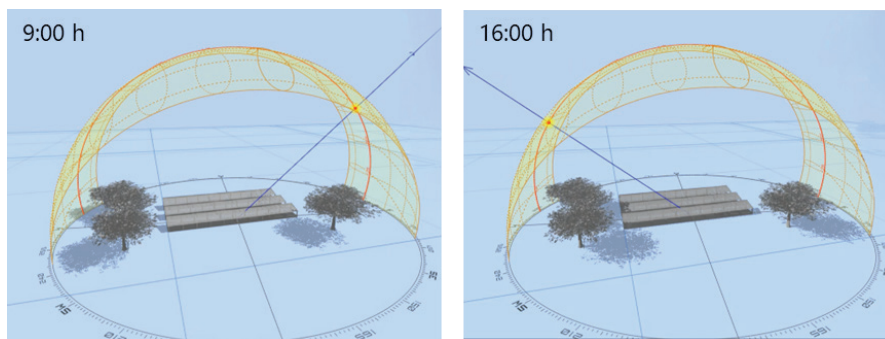


Figura 7. Simulación de la proyección de sombras parciales en ambos lados del sistema fotovoltaico, en el día 22 de abril a las 9:00 y a las 16:00 horas.

Fuente: Elaboración propia a partir del simulador PD: 3D Sun- Path. <https://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>.

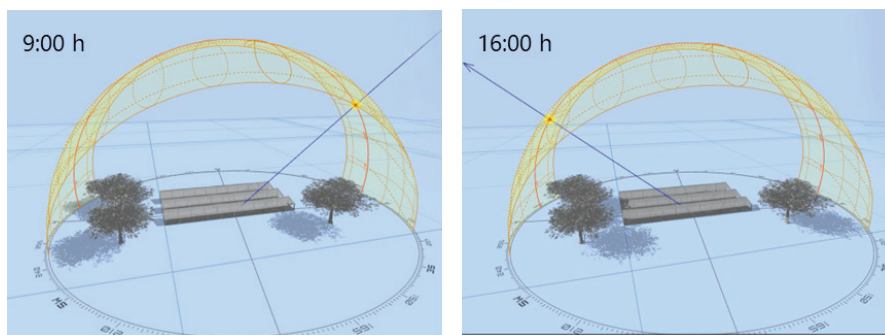


Figura 8. Simulación de la proyección de sombras parciales en ambos lados del sistema fotovoltaico, en el día 22 de agosto a las 9:00 y a las 16:00 horas.

Fuente: Elaboración propia a partir del simulador PD: 3D Sun- Path. <https://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>.

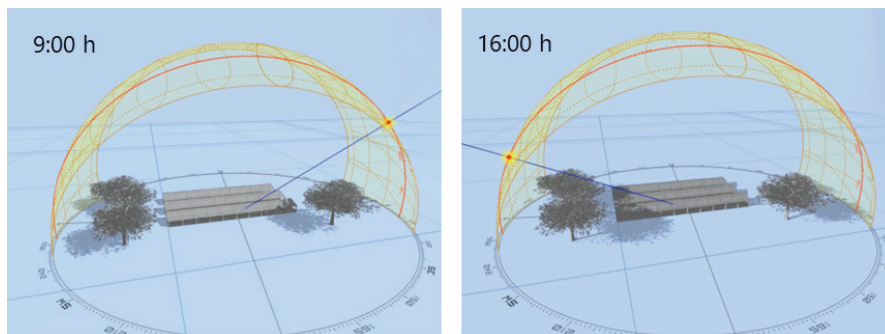


Figura 9. Simulación de la proyección de sombras parciales en ambos lados del sistema fotovoltaico, en el día 22 de octubre a las 9:00 y a las 16:00 horas

Fuente: Elaboración propia a partir del simulador PD: 3D Sun- Path. <https://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>.

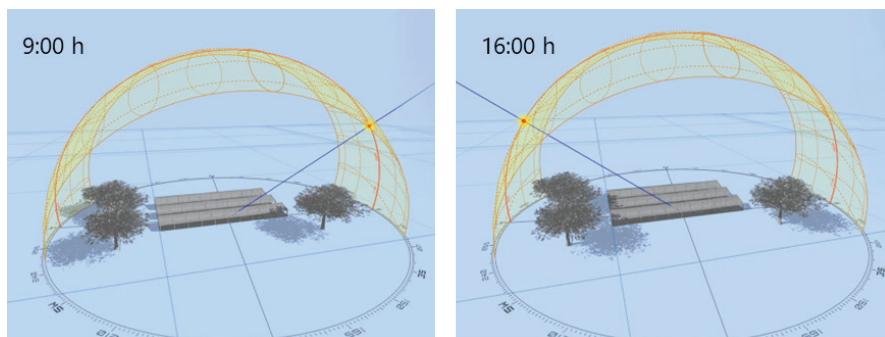


Figura 10. Simulación de la proyección de sombras parciales en ambos lados del sistema fotovoltaico, en el día 22 de marzo a las 9:00 y a las 16:00 horas.

Fuente: Elaboración propia a partir del simulador PD: 3D Sun- Path. <https://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>.

En los meses de diciembre y enero, el intervalo de tiempo de sombreado se amplía una hora más, hasta aproximadamente las 11:00 h.

Por su parte, en el lado oeste (poniente) del sistema fotovoltaico, los árboles situados proyectan sombras durante todo el año. En los meses de abril a agosto, las sombras comienzan a proyectarse a partir de las 16:00 h, aproximadamente (ver Figuras 7 y 8). En los meses de octubre a marzo, el intervalo de tiempo de sombreado se amplía, comenzando alrededor de las 15:00 en los meses de diciembre y enero (ver Figura 11). Los meses en los cuales la proyección de sombras es mayor, son noviembre, diciembre y enero, en los cuales el Sol hace su recorrido de este a oeste por el sur, a menores alturas.

Las afectaciones por sombreado parcial de los arreglos ocurren en un horario donde la radiación por lo general no es muy alta, excepto en los meses de diciembre y enero, en los que la sombra en las mañanas desaparece totalmente alrededor de las 11:00 h. Aunque los valores de irradiancia en los horarios de sombreado parcial no son significativos, se generaron pérdidas energéticas, también no muy significativas,

que se reflejan en los valores de energía producida por cada uno de los arreglos.

En las mañanas, por el lado este del sistema fotovoltaico, son afectados los arreglos A-1, A-4 y A-7. En las tardes, por el lado oeste, el arreglo más afectado es el arreglo A-10, el cual está distribuido en las 3 hileras de arreglos que componen el sistema fotovoltaico; de las 4 cadenas que forman al arreglo A-10, se tiene una cadena completa (12 paneles) y media cadena (6 paneles) en las hileras sur y centro, y solo una cadena completa (12 paneles) en la hilera norte. También se afectan los arreglos A-3, A-6 y A-9 (ver Figura 12).

En la Tabla 2 se muestra los valores de energía producida por los arreglos fotovoltaicos de manera individual durante el año 2023. Estos datos fueron obtenidos de Fronius Solar Web, en la cual se monitorean online las variables eléctricas que dan cuenta del desempeño del sistema fotovoltaico de estudio. La tabla también contiene las pérdidas de energía obtenidas y el porcentaje que representan, considerando el arreglo A-5 como arreglo de referencia, el cual produjo la mayor cantidad de energía en el año de estudio.

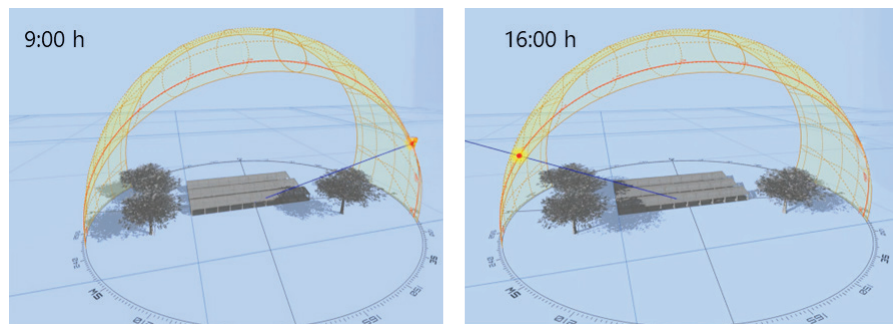


Figura 11. Simulación de la proyección de sombras parciales en ambos lados del sistema fotovoltaico, en el día 22 de enero a las 9:00 y a las 16:00 horas.

Fuente: Elaboración propia a partir del simulador PD: 3D Sun- Path. <https://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>



Figura 12. Ubicación de los arreglos en el sistema fotovoltaico UNISTMO.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2. Datos de producción de energía de los arreglos año 2023.

Arreglo FV	Producción de Energía (MWh)	Pérdida de Energía (MWh) Referencia A-5	Pérdida de Energía (%) Referencia A-5
Referencia A-5	28.25	0.54	1.87
A-2	28.77	0.02	0.07
A-3	26.18	2.61	9
A-4	28.30	0.49	1.7
A-5	28.79	0	0
A-6	28.11	0.68	2.36
A-7	28.26	0.53	1.84
A-8	28.73	0.06	0.2
A-9	28.53	0.26	0.9
A-10	27.97	0.82	2.84

Fuente: Fronius Solar Web. Pérdidas de energía de los arreglos tomando como referencia al arreglo A-5.

Como ya se mencionó, las pérdidas de energía en los sistemas fotovoltaicos pueden deberse a varias razones, y las condiciones climatológicas y ambientales juegan un papel importante. Los arreglos fotovoltaicos de estudio se encuentran en las mismas condiciones climatológicas y ambientales (temperatura ambiente, irradiancia, velocidad del viento, exposición al polvo, lavado por lluvia, etc.), por lo que las pérdidas debidas al incremento de la temperatura del panel, a la variación de la irradiancia y la suciedad deberían ser relativamente igual en todos los arreglos. Por otro lado, no se han reportado fallas en los inversores y se ha observado que funcionan con una eficiencia de alrededor del 96.5 %, por lo que las pérdidas debidas a la conversión de energía de corriente directa CD en corriente alterna CA, son relativamente igual para todos los arreglos, oscilando alrededor de 3.5 %. Por último, no ha ocurrido la activación de los diodos de *string* o de derivación debido a sombras totales. Estas consideraciones permiten concluir que la variación en la producción de energía de los diferentes arreglos, y

pérdidas energéticas observadas pudieran deberse, por un lado, al cableado y a la diferencia en la potencia entre las celdas solares (pérdidas reportadas como no significativas, y menores del 1(%) de las pérdidas totales (McEvoy et al., 2012); y, por otro lado, al no seguimiento del punto de máxima potencia y al sombreado parcial.

En el esquema de la Figura 13, podemos observar la distribución de los arreglos en el sistema fotovoltaico de estudio, y su respectivo porcentaje de las pérdidas de energía determinadas tomando como referencia el arreglo A-5. Se puede observar que justo los arreglos ubicados en ambos lados (oriente y poniente) del sistema fotovoltaico, donde se dan los sombreados parciales, son los que tienen relativamente mayor porcentaje de pérdidas. Por otro lado, los arreglos ubicados en el centro del sistema, los cuales son los que no reciben sombreado en ningún momento, son los que arrojan los menores porcentajes de pérdidas energéticas, todo con referencia al arreglo A-5.

Los porcentajes de las pérdidas relativas de energía en los arreglos del lado este del sistema fotovoltaico (arreglos A-1, A-4 y A-7), son menores que los observados en los arreglos del lado oeste (arreglos A-10, A-3, A-6 y A-9), lo cual es consistente con lo obtenido de los diagramas solares, en donde se observó que durante 5 meses (de abril a agosto) no se proyectan sombras en las mañanas, es decir del lado este del sistema. En cambio, las sombras se observan en las tardes, del lado oeste, durante todo el año.

Las mayores pérdidas totales se observan para el arreglo A-3. Dado que este arreglo no recibe mayor sombreado que los arreglos A-10 y A-6, se considera de manera preliminar que el arreglo A-3 presenta fa-

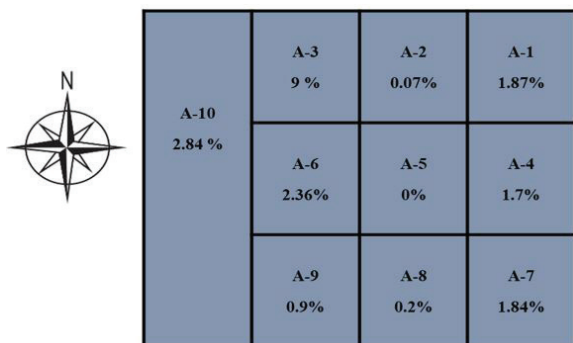


Figura 13. Distribución de arreglos en el sistema FV de la UNISTMO y porcentaje de pérdidas en la producción de energía asignado a cada arreglo. Referencia el arreglo A-5.

Fuente: Elaboración propia.

llas en el funcionamiento, probablemente debido al no seguimiento del punto de máxima potencia. Luego del A-3, las mayores pérdidas se observan en los arreglos A-10 (con un porcentaje de pérdida de 2.84 %) y A-6 (con un porcentaje de 2.36 %). Se considera que el sombreado contribuye significativamente (aunque no exclusivamente) a estas pérdidas.

Es conveniente señalar que, en el presente trabajo, se determinó que existe sombreado parcial por los árboles, y que hay pérdidas debido al sombreado. Aunque se cuantificaron las pérdidas, no se determinó qué porcentaje corresponde exclusivamente a efectos de sombreado; sin embargo, de la literatura se conoce que las pérdidas por sombreado no son mayores del 4 %, cuando el sombreado parcial ocurre en las horas correspondientes al amanecer y atardecer (McEvoy et al., 2012). Esto está en correspondencia con lo observado en el presente estudio.

Conclusiones

El análisis de las simulaciones de la trayectoria del Sol, obtenidos mediante diagramas solares en 3D, permitió determinar que los árboles ubicados en los lados este y oeste del sistema fotovoltaico de la Universidad del Istmo, Campus Tehuantepec, proyectan sombras que afectan la producción de energía del mismo. Se observó que, justo los arreglos ubicados en ambos lados (este y oeste) del sistema fotovoltaico son los que mayor pérdida de energía reportaron, tomando como referencia al arreglo A-5, lo cual está en correspondencia con el hecho de que son los arreglos fotovoltaicos que reciben las sombras de los árboles. Los arreglos fotovoltaicos que mostraron las mayores pérdidas de energía son los arreglos A-10, A-3, A-6, los cuales se ubican en el lado oeste y reciben sombras durante todo el año. A excepción del arreglo A-3, el porcentaje de pérdidas observadas en los diferentes arreglos no son mayores del 3 %, lo cual está en correspondencia con lo planteado en la literatura, donde se afirma que las pérdidas por sombreado parcial no son mayores del 4 % cuando el sombreado ocurre en las horas correspondientes al amanecer y atardecer. El arreglo A-3 reportó el mayor porcentaje de pérdida de energía total con referencia al arreglo A-5; sin embargo, no recibe mayor sombreado que el arreglo A-10 y el A-6, por lo que se concluye de manera preliminar que el arreglo 3 presenta fallas en el funcionamiento, probablemente debido a no seguimiento del punto de máxima

potencia. Aunque los valores en el porcentaje de pérdidas energéticas no son muy altos, es recomendable la poda de los árboles. Estudios como el presente son importantes ya que permiten, por un lado, detectar fallas en arreglos (no atribuibles a factores externos) y, por otro, conocer la afectación que la presencia de obstáculos (edificaciones, árboles, etc.) provocan en la producción de energía en sistemas fotovoltaicos y, en consecuencia, elaborar fundamentadas propuestas para minimizar dicha afectación.

Agradecimientos

Hacemos reconocimiento y agradecemos al Dr. Andrew Marsh, autor de la herramienta de software utilizada para realizar las simulaciones de la trayectoria del Sol, el software PD: 3D Sun-Path.

Se le agradece a la M. D. Patricia Luna González, por las fotografías b y c en la Figura 1.

Referencias

- Ahmad M. K., Indradip, M., Werner, W., Volker, S. (2016). Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 65 (2016) 1139–1158.
- Charfi, W., Chaabane, M., Mhiri, H., Bournot, P. (2018). Performance evaluation of a solar photovoltaic system. *Energy Reports*. 4 (2018) 400–406.
- Duffie, J.A., and Beckman, W.A. (1982). *Solar engineering of thermal processes*. Cuarta Edición. Wiley.
- Global Electricity Review, (2023). EMBER. <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023/>.
- Global Status Report, REN 21, (2023). <https://www.ren21.net/gsr-2023/>.
- Häberlin, H. (2012). *Photovoltaics system design and practice*. 2012, John Wiley & Sons, Ltd.
- Khatib, T., Sopian, K., Kazem, H.A. (2013). Actual performance and characteristic of a grid connected photovoltaic power system in the tropics: A short term evaluation. *Energy Conversion and Management*. 71 (2013) 115–119.
- Marsh, A. (n.d.). Sunpath 3D. <https://andrewmarsh.com/apps/staging/sunpath3d.html>.
- McEvoy, A., Markvart, T. y Catañer, L. (2012) *Practical Handbook of Photovoltaics*. Fundamentals and applications. Second edition. Elsevier.
- Montes de Oca, M. (1989). “*Topografía*”, Cuarta Edición Revisada. México. Alfaomega.
- Smets, A., Jäger, K., Isabella, O., Van Swaaij, R., Zeman, M. (2015) *Solar Energy, the physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*. UIT CAMBRIDGE, ENGLAND
- Wenham, S.R., Green, M.A., Watt, M.E., and Corkish, R (2007). *Applied Photovoltaics*. Second Edition. Science Publisher.