

Evaluación de superficies reflectantes para paneles solares bifaciales mediante la metodología de superficie respuesta

Evaluation of Reflective Surfaces for Bifacial Solar Panels using the Response Surface Methodology

Juan Pablo Castaño Serna¹, **Ainhoa Rubio-Clemente**¹, **Edwin Chica Arrieta**¹

¹Grupo de Investigación Energía Alternativa (GEA), Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia (Medellín, Colombia)

*Correspondence E-mail : juan.castano16@udea.edu.co

Received: 10th/May/2021. Modified: 21st/April/2022. Accepted: 06th/May/2022

Abstract

Context: Bifacial photovoltaic solar panels can generate more energy than monofacial ones since, in the case of the former, both sides of the panel are available to capture the solar irradiance and transform it into electrical energy. The additional power that can be generated by bifacial panels depends, among other factors, on the nature and the type of the reflective surface, as well as on the orientation of the photovoltaic module.

Method: In this work, several reflective surfaces are evaluated in order to determine the optimal configuration of a bifacial panel. To this effect, and based on the response surface methodology, the characteristic curves of the photovoltaic panel (current-voltage) for different elevation levels with respect to four reflective surfaces are experimentally represented.

Results: The results of this study reveal that, by installing a bifacial panel on reflective mirror surfaces at an elevation of 98,66% of the panel width, a 6,6% increase in the electrical energy generation is achieved in comparison with monofacial photovoltaic modules.

Conclusions: Through the applied methodology, the mirror surface was identified to be the best among the four surfaces evaluated for the use of reflected radiation, followed by concrete, water, and soil.

Keywords: solar energy, bifacial application, solar panel bifacial configuration

Language: Spanish.

Open access



Cite as: Castaño, J., Rubio, A., Chica, E. "Evaluación de superficies reflectantes para paneles solares bifaciales mediante la metodología de superficie respuesta". *Ing.*, vol. 27, no. 3, 2022. e18069.

<https://doi.org/10.14483/23448393.18069>

© The authors; reproduction right holder Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Resumen

Contexto: Los paneles solares fotovoltaicos bifaciales pueden generar más energía que los monofaciales, ya que, en el primer caso, ambos lados del panel quedan a disposición para captar la irradiancia solar y transformarla en energía eléctrica. La potencia adicional que se puede generar en los paneles bifaciales depende, entre otros factores, de la naturaleza y el tipo de la superficie reflectiva, así como de la orientación del módulo fotovoltaico.

Método: En este trabajo se evalúan diversas superficies reflectantes para determinar la configuración óptima de un panel bifacial. Para este propósito, y con base en la metodología de superficie de respuesta, las curvas características del panel fotovoltaico (corriente-voltaje) para diversas elevaciones con respecto a cuatro superficies reflectantes son trazadas experimentalmente.

Resultados: Los resultados del estudio revelan que, al instalar un panel bifacial sobre superficies reflectantes de espejo a una elevación del 98,66 % del ancho del panel, se logra alcanzar un aumento del 6,6 % de la generación de energía eléctrica en comparación con los módulos fotovoltaicos monofaciales.

Conclusiones: Con la metodología aplicada, se identificó que la superficie de espejo es la mejor de las cuatro superficies evaluadas para el aprovechamiento de la irradiación reflejada, seguida por el concreto, el agua y la tierra.

Palabras clave: aplicación bifacial, configuración bifacial de paneles solares, energía solar

Idioma: español

1. Introducción

Generar energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos presenta ventajas económicas y medioambientales en comparación con otras fuentes de energía basadas en el uso de combustibles fósiles [1], [2], [3]. Los sistemas fotovoltaicos son de fácil instalación, tienen bajos costos de mantenimiento, larga vida útil, alta confiabilidad y pueden ser usados para la generación distribuida donde se requiera un suministro de electricidad. Entre las principales desventajas de la energía solar, destaca la baja eficiencia de los paneles solares y la intermitencia de la generación de electricidad debido a los efectos estocásticos de la fuente. En este sentido, los paneles fotovoltaicos bifaciales pueden ser una opción para aumentar la eficiencia de los proyectos solares y, de esta manera, reducir el uso de áreas destinadas para la instalación de los paneles [4], [5]. Cabe destacar que los paneles bifaciales son capaces de recibir y aprovechar la irradiación solar por ambas caras del panel, aumentando su capacidad de generar energía eléctrica. La irradiación solar que puede recibir el panel es la suma de la irradiancia directa (G_d), la irradiancia difusa (G_{dif}) y la irradiancia reflejada (G_{albedo}). La porción reflejada también se conoce como albedo [6], [7], [8]. Una mayor proporción de irradiación reflejada hará que la cara inferior del panel produzca más y que, por tanto, el módulo tenga mejor rendimiento.

Estudios reportados en la literatura muestran que cuando los paneles bifaciales se instalan en superficies altamente reflectantes se puede originar un aumento en la generación de energía eléctrica hasta del 50 %, debido a la potencia adicional producida por la parte posterior del módulo en función de la superficie reflectante y de la altura óptima de instalación del panel [9], [10]. Si bien, debe tenerse en cuenta que la generación de electricidad por parte del módulo fotovoltaico depende particularmente de las condiciones ambientales y del albedo del entorno, así como de la orientación,

la inclinación y la altura de elevación del panel respecto de la superficie de soporte [2], [11], [12], por lo que este incremento de la potencia de salida no siempre se observa. Experimentos realizados al aire libre por Wei et al. muestran que un albedo alto es beneficioso para obtener una salida de potencia hasta del 7,6 %; 15,4 % y 29,2 % en terrenos cubiertos con hierba, arena y nieve, respectivamente [13].

En relación con el albedo, se puede decir que se refiere a la relación entre la irradiación reflejada por una superficie respecto de la irradiación incidente sobre la misma. Así, el albedo depende de las características físicas de la superficie. A modo de ejemplo, las superficies referidas a continuación exhiben los siguientes rangos de albedo: pintura de color (0,15-0,35), árboles (0,15-0,18), asfalto (0,05-0,2), concreto (0,25-0,7), techo corrugado (0,1-0,15), hierba (0,25-0,3), hielo (0,3-0,5), tejas rojas y marrones (0,1-0,35), ladrillo/piedra (0,2-0,4), tierra (0,15-0,45), océano (0,05-0,1), nieve vieja (0,65-0,81), pintura blanca (0,5-0,9), espejo (0,72-0,85), agua (0,03-1,0) y nieve fresca (0,81-0,88) [9], [14], [15]. En general, las superficies de colores claros, brillantes y de textura suave tienen albedos muchos más altos que las superficies de colores oscuros, mates y rugosas.

En la actualidad, la obtención de datos de albedos de superficies es un campo de investigación vigente para el desarrollo de módulos fotovoltaicos bifaciales. Producto de esto, se evidencian en la literatura numerosas fuentes del albedo o reflectancia de superficies para aplicaciones solares. No obstante, los datos reportados difieren ampliamente en términos de la cobertura geográfica y la resolución espaciotemporal y espectral, así como el detalle angular de la ubicación del panel y el método de determinación [7]. Además, aunque las características del albedo de una superficie se pueden obtener con una alta precisión espaciotemporal, no necesariamente corresponden a las condiciones particulares y las configuraciones geométricas de una instalación específica [16]; por lo tanto, se recomienda la caracterización particular del albedo en el lugar de instalación de los paneles para el correcto dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico [7].

La orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos es dependiente de la latitud del lugar de instalación, de modo que su definición correcta afectará en mayor o menor medida a la producción de energía eléctrica. En el caso de la orientación óptima o la desviación respecto al Sur (ángulo azimut), se recomienda que los paneles que sean instalados en países del Hemisferio Norte se orienten al Hemisferio Sur, mientras que los países que se encuentran en el Hemisferio Sur es ideal que los paneles fotovoltaicos sean orientados al Norte [17]. Por otro lado, el objetivo de definir la óptima inclinación del panel consiste en lograr la máxima perpendicularidad de este con respecto a la irradiación recibida, consiguiendo la optimización de la energía eléctrica generada por el panel. Además de la latitud del lugar, la inclinación óptima está relacionada con la época del año en la cual estará en operación el panel. En consecuencia con lo anterior, la inclinación óptima de los paneles no debería ser permanente, sino variable a lo largo de cada hora del día y cada día del año. En este sentido, se recomienda instalar los paneles en una estructura de soporte cuya inclinación y orientación se pueda adaptar progresivamente a lo largo del día y del año, con el fin de conseguir que la superficie del panel esté siempre perpendicular a la irradiación solar incidente [18]. Esto se puede conseguir mediante el uso de seguidores solares de uno o dos ejes, los cuales realizan un trabajo de seguimiento del punto óptimo de inclinación en cada momento del día [11], [18]. Sin embargo, debido al alto costo de inversión inicial y de mantenimiento de estos dispositivos, lo más habitual es utilizar estructuras de paneles solares fijas con un ángulo de inclinación constante, espe-

cialmente en países ubicados cerca en la línea ecuatorial. En la literatura existen diversos modelos para calcular el ángulo de inclinación óptimo (β_{opt}) de los módulos fotovoltaicos en función de la latitud del lugar y el ángulo de declinación solar [19]. (β_{opt}) oscila entre la latitud del lugar de instalación y una corrección de 5 a 15° [20].

Adicionalmente al establecimiento correcto de la orientación e inclinación del módulo fotovoltaico, para optimizar la captación de energía solar utilizando paneles bifaciales, la altura de los módulos respecto al suelo juega también un papel fundamental [9]. Cuanto más alto está el panel, más difusa y clara es su sombra, con lo que la irradiación que obtiene de la superficie que está debajo de él es mayor [12], [21]. Sin embargo, a medida que la elevación del panel respecto de la superficie de soporte aumenta, la pérdida debido al autosombreado disminuye gradualmente hasta que su efecto es completamente insignificante. Por lo tanto, es importante definir la elevación óptima conservando suficiente rendimiento de electricidad con miras a minimizar el costo de la instalación.

En este trabajo se estima la altura óptima del panel fotovoltaico bifacial que permita alcanzar la máxima producción de energía en función de las características de la superficie de soporte. Para ello, bajo condiciones ambientales y con base en la metodología de superficie respuesta, se traza experimentalmente la curva de corriente versus (vs.) voltaje para varias configuraciones de panel bifacial, las cuales consisten en la variación del ángulo de incidencia (ϕ) de la irradiación solar sobre el panel y la elevación del módulo (H) respecto de cuatro superficies reflectantes con diferentes albedos.

2. Materiales y métodos

2.1. Diseño experimental

La eficiencia de los paneles fotovoltaicos bifaciales y de los paneles monofaciales depende de la orientación e inclinación del panel fotovoltaico. Adicionalmente, en las instalaciones con paneles bifaciales deben tenerse en cuenta otros factores como el albedo de la superficie reflectante, (ϕ), (H) y la relación entre estas variables. Por lo tanto, durante el montaje de paneles bifaciales es crucial hacer una correcta selección de la superficie reflectante que presente un alto albedo. De hecho, Sun et al. evidenciaron que para los módulos fotovoltaicos bifaciales instalados sobre el suelo y con albedo bajo (0,25), el aumento de la energía eléctrica generada estaría por debajo del 10 %. De igual manera, los autores concluyeron que si el valor del albedo es el doble, elevando los paneles fotovoltaicos 1 m sobre el suelo, la energía eléctrica generada se podría ver influenciada positivamente con un incremento alrededor del 30 % [2].

Para contribuir en este campo de estudio, y determinar la configuración geométrica óptima de paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales que conduzca a una mayor generación de energía eléctrica, se utilizó la metodología de superficie respuesta (RSM, por su sigla en inglés) y el diseño de experimentos central compuesto (CCD, por su sigla en inglés). Debe resaltarse que el objetivo del CCD consiste en seleccionar los puntos donde la respuesta será evaluada con el fin de planificar y ejecutar estratégicamente un experimento. Adicionalmente, el CCD puede proporcionar una

gran cantidad de información sobre el efecto en una variable de respuesta debido a uno o más factores [22]. Para este caso en particular, los factores o variables independientes tenidos en cuenta en el diseño experimental fueron (ϕ) y (H). La variable (H) se estableció como un porcentaje del ancho del panel (b). Cada uno de estos dos factores fueron evaluados a tres niveles codificados como bajo (-1), medio (0) y alto (+1), como se presenta en la tabla I. Del CCD resultaron once tratamientos para evaluar el efecto de cada uno de los parámetros de interés y su interacción sobre la variable respuesta considerada en el estudio, que fue la ganancia de potencia (Δp) del panel bifacial respecto de la configuración monofacial, en el que la potencia generada (p) fue la variable respuesta. Se evaluaron cuatro superficies reflectantes (espejo, tierra, agua y concreto). Durante el estudio de cada superficie, se llevó a cabo un análisis estadístico de varianza (ANOVA, por su sigla en inglés) para identificar la significancia de cada factor, individual, cuadrático y de interacción, sobre la variable respuesta.

Tabla I. Niveles experimentales de los factores analizados

Variable independiente	Valores		
	-1	0	1
Altura del panel (H)	15 % b	57,5 % b	100 % b
Ángulo de incidencia (ϕ)	0°	30°	60°

A partir del CCD y el ANOVA, se desarrolló un modelo de regresión de segundo orden para cada superficie reflectante evaluada. En este sentido, durante el análisis de resultados se estimaron los coeficientes del polinomio de segundo orden que representa la variable respuesta (Δp), expresión que es mostrada en la ecuación (1). Adicionalmente, se realizó la verificación de la aceptabilidad de los modelos construidos.

$$\Delta p = \beta_0 + \beta_1 H + \beta_2 \phi + \beta_{12} H \phi + \beta_{11} H^2 + \beta_{22} \phi^2 \quad (1)$$

Donde β_0 representa el intercepto; β_1 y β_2 hacen referencia a los coeficientes lineales; β_{12} es el coeficiente de interacción; y β_{11} y β_{22} representan los coeficientes cuadráticos.

Tomando como base lo expuesto anteriormente, en el presente estudio, además de los efectos principales y cuadráticos, se evaluaron los efectos sobre la variable respuesta de las interacciones entre los factores, seleccionando los valores óptimos de los parámetros estudiados para obtener una mayor generación de energía con el panel fotovoltaico. Para discernir sobre la variabilidad de los datos obtenidos que son explicados por los modelos de regresión construidos, se calculó el coeficiente de determinación ajustado ($R^2_{ajustado}$) de cada modelo. Además, se verificaron los supuestos de autocorrelación entre los factores, de normalidad y de varianza constante u homocedasticidad, en aras de validar cada uno de los modelos de regresión construidos. Así mismo, se determinó el valor-P asociado a los modelos de regresión con el fin de detectar su significancia en la representación de los resultados experimentales obtenidos. Los análisis estadísticos de los resultados se llevaron a cabo en el software R con un intervalo de confianza del 95 %.

A lo largo de la experimentación se empleó la metodología descrita en la Norma Técnica Colombiana (NTC) 4405, relativa a la evaluación del rendimiento de las configuraciones geométricas de los paneles que resultan para cada tratamiento experimental. Para este fin, se usó el montaje mostrado en la figura 1, el cual cuenta con una lámpara halógena de 150 W para garantizar condi-

ciones de irradiación estables durante todos los corridos experimentales. La variable ϕ representa el ángulo de incidencia formado por la normal a la superficie del panel y el haz de radiación de la lámpara que incide sobre la superficie del módulo. El módulo fotovoltaico empleado fue un panel de silicio amorfo de 1 W, con un ancho y una longitud iguales a 100 mm y 200 mm, respectivamente.

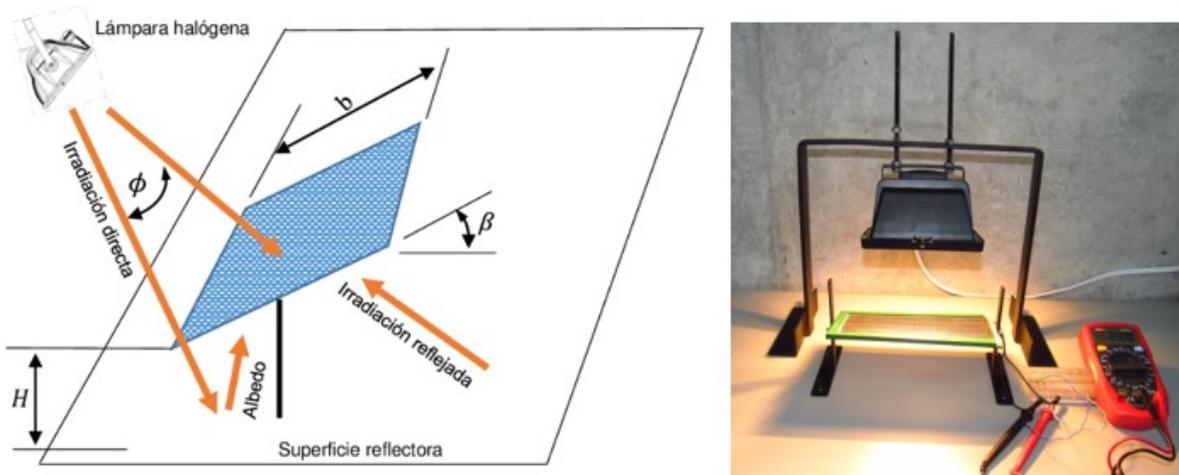


Figura 1. Montaje experimental

Dado que el panel transforma una fracción de la irradiación incidente (GA) en potencia útil para cada tratamiento experimental, se trazó la curva de corriente (I) vs. voltaje (V). A partir de las curvas, se determinó la potencia máxima que puede ser obtenida con cada configuración geométrica que resulta de los tratamientos. Para ello, se usó un multímetro UT33C capaz de medir el voltaje y la corriente. En la figura 2 se detalla el circuito implementado para la caracterización del panel. Cabe resaltar que se usó una carga variable resistiva correspondiente a valores de 68, 180, 270 y 680 (Ω).

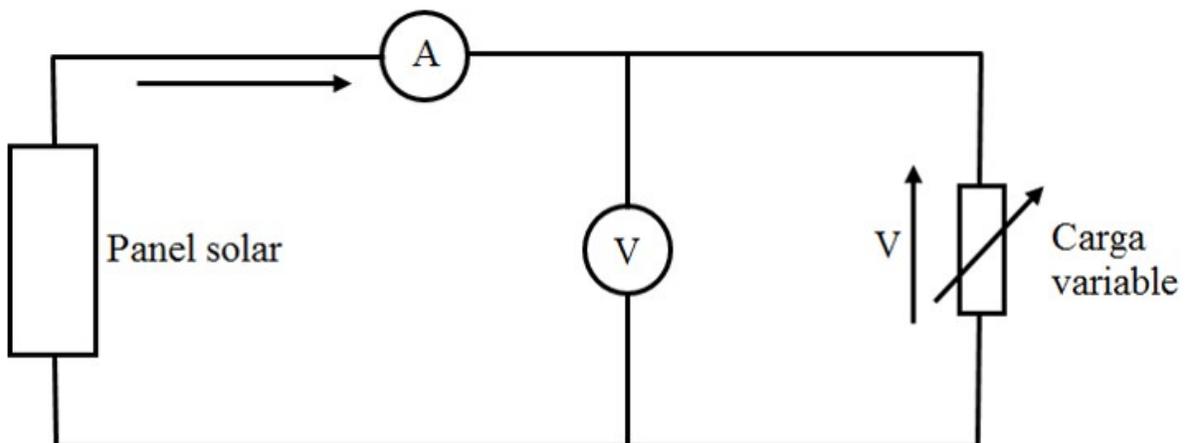


Figura 2. Esquema de mediciones de voltaje y corriente

2.2. Estimación del ángulo de inclinación de la superficie del panel

El ángulo de inclinación del panel (β) es el ángulo formado entre el plano de la superficie de la celda fotovoltaica y la horizontal. (β) se considera óptimo cuando la irradiación es perpendicular al plano de la superficie del módulo fotovoltaico. Para calcular (β) es importante considerar la latitud del lugar (α) donde se instalarán los paneles; generalmente, el valor de (β) se encuentra entre α y una corrección comprendida entre 5 y 15°. Cabe destacar que en la literatura existen muchas relaciones para determinar el (β) óptimo [19]. En el presente estudio se utilizó la ecuación (2) para determinar el (β) óptimo (β_{opt}), donde (δ) se refiere a la declinación solar, la cual hace referencia al ángulo entre el plano ecuatorial celeste y la línea Sol-Tierra. Se recomienda que (β) sea igual a (α) en cada uno de los equinoccios. Los signos + y - en la ecuación (2) se usan para el solsticio de verano y el de invierno, respectivamente. Por otro lado, (δ) puede calcularse usando la ecuación (3) [20] [21].

$$\beta = \alpha \pm \delta \quad (2)$$

$$\delta = 23,45 * \sin\left(360 \frac{284 + \delta_n}{365}\right) \quad (3)$$

Donde δ_n puede ser cualquiera de los 365 días del año. Es importante mencionar que para la determinación de δ se ha fijado un día de cada mes correspondiente a un día a mitad del mes; por ejemplo, para el mes de enero se empleó un δ_n igual a 16. En la figura 3 se presenta una distribución de los valores óptimos de inclinación del panel de acuerdo con la localización. Estos valores han sido obtenidos con el modelo numérico propuesto por Nicolas-Martín et al. [23].

3. Resultados

3.1. Determinación del ángulo de inclinación óptimo de los paneles

Para fijar el (β_{opt}) de los paneles, se determinó el promedio de los mostrados en la tabla II para cada mes. Para la estimación del (β_{opt}) se ha seleccionado un sitio de la Universidad de Antioquia, sede central, ubicado a una longitud y latitud de -75,568669 y 6,268386, respectivamente. De acuerdo con los valores reportados en la tabla II para (β), se determina un valor fijo para (β_{opt}) igual a 15,55°. El valor de este ángulo está en el rango de los valores óptimos mostrados en la figura 3 para la latitud del lugar elegida para la realización de las pruebas experimentales.

Tabla II. Ángulo de inclinación óptima (β_{opt})

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Días del mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Día del año δ_n	16	45	75	105	136	166	197	228	258	289	319	350
Declinación δ	-21,1	-13,62	-2,62	9,42	18,91	23,31	21,44	13,62	2,22	-9,78	-19,15	-23,35
Inclinación óptima (β_{opt})	27,36	19,89	8,89	3,15	12,64	17,05	15,17	7,35	4,05	16,05	25,42	29,62

3.2. Desempeño del panel bifacial

Con el fin de evaluar el desempeño del panel, y siguiendo los lineamientos establecidos en la NTC 4405, el panel debe instalarse de tal forma que reciba la irradiación a varios valores de ϕ con re-

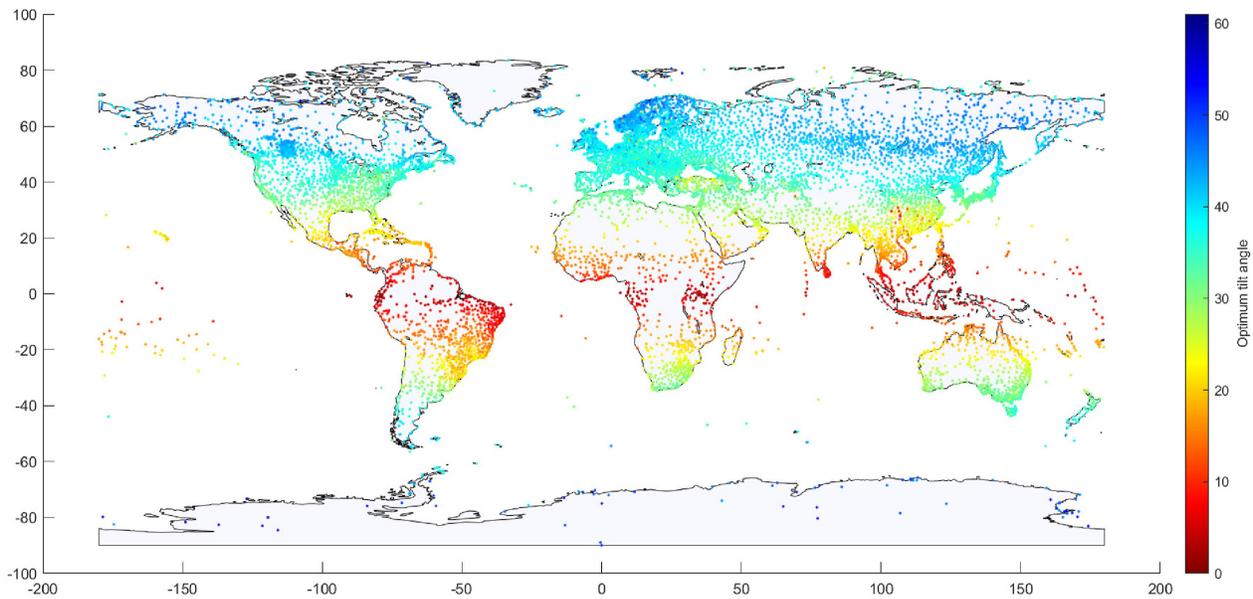


Figura 3. Ángulo óptimo de inclinación (β_{opt}) de los módulos fotovoltaicos. Fuente: [23]

specto de la normal a su superficie. En este sentido, en la norma se contempla hacer las mediciones de las características I vs. V del panel para valores de ϕ de 0 ; 30 y 60° . En el este estudio, el panel fotovoltaico se inclinó a $15,55^\circ$ respecto de la horizontal y se trazó la curva de I vs. V para los tres valores de ϕ recomendados. La figura 4 muestra las curvas experimentales de I vs. V y de P vs. V para el montaje monofacial.

En la figura 4 se evidencia que existe una reducción de los valores de V y de I generados por el módulo fotovoltaico a medida que incrementa ϕ con respecto de la normal del panel. A partir de los resultados experimentales obtenidos para cada tratamiento de la matriz experimental definida por el CCD, se determinó P y ΔP con la configuración monofacial y bifacial, respectivamente, para cada superficie reflectante evaluada. Estos valores se reportan en la tabla III

Los resultados del ANOVA para las configuraciones monofacial (M), bifacial con superficie reflectante de espejo (B-E), tierra (B-T), agua (B-A) y concreto (B-C) se muestran en la tabla IV.

La significancia del valor-F implica la importancia del efecto principal y cuadrático de cada uno de los parámetros estudiados, así como del efecto de la interacción. En este sentido, cuanto mayor sea el valor-F observado, más significativo es el efecto asociado [22]. Por otro lado, el valor-P debe estar por debajo de $0,05$ para concluir estadísticamente si el factor y sus interacciones generan un efecto significativo sobre la variable respuesta [22]. Para el análisis de la configuración monofacial, se observa que el término independiente ϕ es significativo en el modelo, al igual que el término ϕ^2 . Los términos H , $H*\phi$ y H^2 resultaron no ser significativos; de modo que puede concluirse que estos no afectan la potencia de salida del sistema. Por su parte, H es un factor que influye sobre las configuraciones bifaciales que aprovechan el albedo de la superficie para generar potencia adicional al sistema. Para el caso de la configuración bifacial con superficie reflectante de espejo, se observa que los valores-P para los términos H y ϕ son los más pequeños e inferiores a $0,05$, lo cual significa que tanto H como ϕ son determinantes en la generación de energía eléctrica.

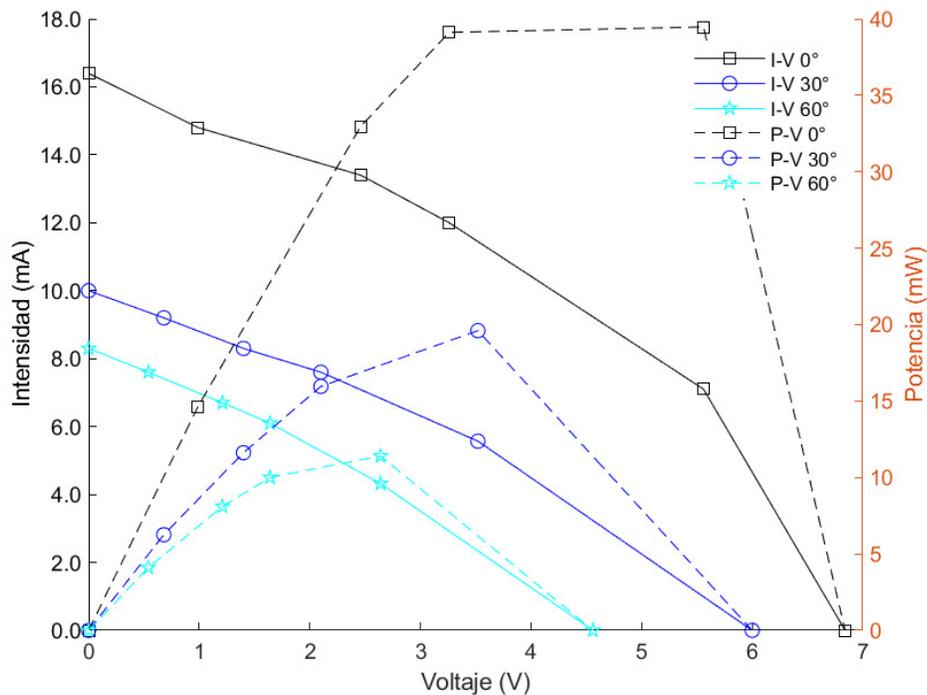


Figura 4. Corriente (I) vs. voltaje (V) y potencia generada (P) vs. voltaje (V) del montaje del panel monofacial a 0; 30 y 60°

Tabla III. Resultados experimentales obtenidos con el diseño de experimento central compuesto (CCD)

Ángulo de incidencia (°), ϕ	Altura, H	Monofacial	Espejo	Tierra	Concreto	Agua	Pmax				
							P	ΔP	ΔP	ΔP	ΔP
							(mW)	(mW)	(mW)	(mW)	(mW)
0	0,15b	39,6750	0,0504	0,0008	0,0085	0,0021					
0	1b	39,1422	1,2480	0,0192	0,1430	0,0247					
0	0,575b	39,4760	0,8910	0,0204	0,1037	0,0150					
30	0,15b	19,4400	0,5760	0,0018	0,0169	0,0085					
30	1b	19,4180	2,0400	0,0314	0,3114	0,0339					
30	0,575b	19,1520	1,7550	0,0310	0,2120	0,0310					
30	0,575b	18,9750	1,7680	0,0325	0,2040	0,0328					
30	0,575b	19,6064	1,8020	0,0315	0,2208	0,0307					
60	0,15b	11,2400	1,1830	0,0021	0,0089	0,0260					
60	1b	11,4048	2,6000	0,0440	0,2296	0,0800					
60	0,575b	11,3820	2,2500	0,0389	0,1400	0,0359					

Asimismo, los términos H^2 , ϕ^2 y $H*\phi$, también desde el punto de vista estadístico, tienen un efecto significativo sobre ΔP para el intervalo de confianza definido. Para la configuración bifacial con superficie reflectante de tierra, se observa que los factores H y ϕ son, adicionalmente, los más significativos sobre la variable respuesta; al igual que los términos H^2 y $H*\phi$; si bien, el efecto de estos últimos es menor. En el ANOVA para la configuración bifacial con superficie reflectante

Tabla IV. Análisis de varianza (ANOVA) de las configuraciones de panel estudiadas

Factor	Valor-F					Valor-P				
	M	B-E	B-T	B-A	B-C	M	B-E	B-T	B-A	B-C
Modelo	4943	182,3	175,5	9,676	19,48	3,16E-9	1,187E-5	1,305E-5	0,01315	0,002713
Altura, H	0,24	4707,12	2309,15	22,79	69,37	0,6733	0,0002	0,0004	0,0050	0,0004
Ángulo ($^{\circ}$), ϕ	11156,5	4180,32	568,33	21,95	2,50	0,0001	0,0002	0,0018	0,0054	0,1748
H^*H	0,07	618,41	856,65	0,02	3,17	0,8166	0,0016	0,0012	0,8896	0,1352
$H^*\phi$	1,15	20,43	236,68	3,24	1,83	0,3963	0,0456	0,0042	0,1318	0,2339
$\phi^*\phi$	875,28	58,56	4,30	0,40	15,16	0,0011	0,0167	0,1739	0,5566	0,0115

de agua, también se evidencia que los factores H y ϕ tienen efectos significativos sobre la variable respuesta; sin embargo, los términos H^2 , ϕ^2 y $H^*\phi$ no son significativos. Finalmente, para el caso correspondiente a la configuración bifacial con superficie reflectante de concreto, los factores H y ϕ^2 tienen efectos significativos sobre la variable respuesta; en cuanto al efecto ejercido por los términos ϕ , H^2 y $H^*\phi$, se observa que no es significativo sobre el rendimiento del sistema. En general, en el sistema bifacial, la irradiación de la superficie posterior del panel se hace más uniforme a medida que aumenta H y, en consecuencia, se obtiene un incremento de la energía eléctrica generada. En la figura 5 se presenta la influencia de H sobre P para la configuración bifacial con superficie reflectante de espejo.

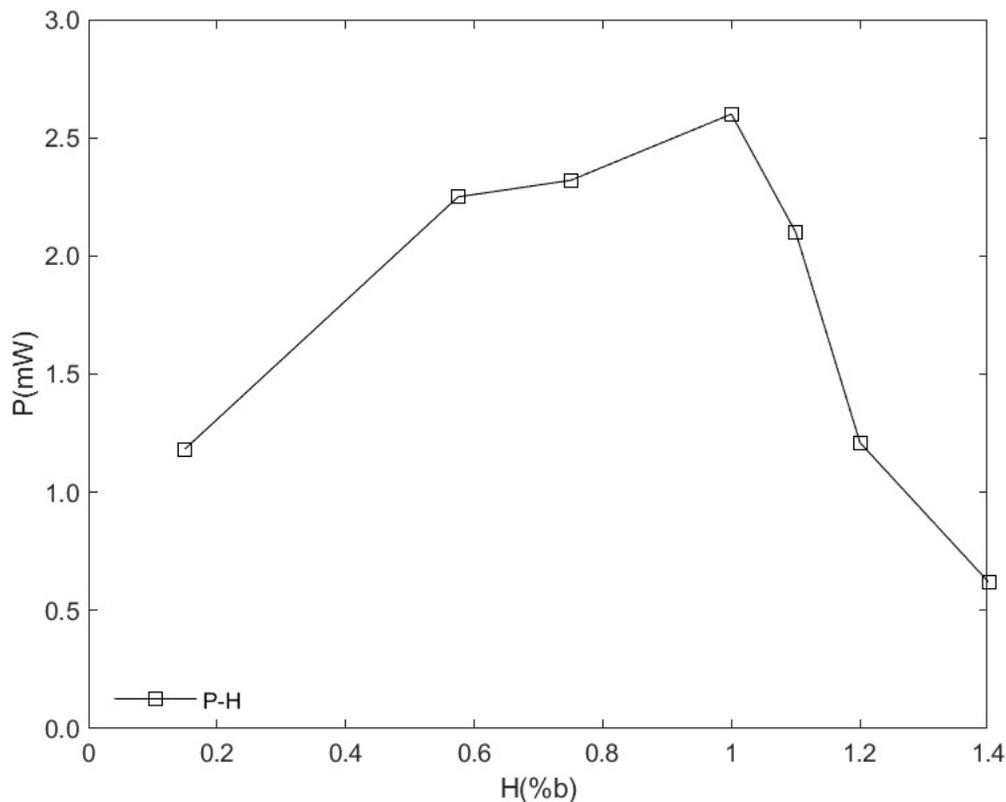


Figura 5. Influencia de la altura del panel (H) sobre la potencia de salida (P) para la configuración bifacial con superficie reflectante de espejo (B-E)

Tabla V. Resultados estadísticos de los modelos de regresión de segundo orden obtenidos

	R^2	$R^2_{ajustado}$	Valor-P
Monofacial (M)	99,9798	99,9595	3,16E-09
Espejo (B-E)	99,4545	98,909	1,19E-05
Tierra (B-T)	99,4333	98,8667	1,31E-05
Agua (B-A)	90,6334	81,2668	0,0132
Concreto (B-C)	95,118	90,236	0,002713

Tabla VI. Validación de supuestos de los modelos de regresión para las configuraciones estudiadas

Supuesto	Prueba	Valor-P				
		M	B-E	B-T	B-A	B-C
Normalidad	Shapiro - Wilk	0,82089	0,23433	0,15058	0,17173	0,71848
Independencia	Durbin - Watson	0,38910	0,07370	0,33720	0,33160	0,84120
Varianza constante	Breusch - Pagan	0,29750	0,32820	0,20240	0,30650	0,16080

Una vez realizado el ANOVA, se construyó el modelo de regresión de segundo orden para cada configuración estudiada. Los polinomios cuadráticos para la configuración monofacial y bifacial con superficie reflectante de espejo, tierra, agua y concreto se expresan mediante las ecuaciones (4), (5), (6), (7) y (8), respectivamente. En la tabla V se presenta el valor-P y el coeficiente de correlación (R^2) y el ($R^2_{ajustado}$) de cada modelo construido. De los resultados obtenidos se puede concluir que los modelos son significativos y se ajustan satisfactoriamente a los datos experimentales; por lo tanto, son adecuados para representar el comportamiento de la variable respuesta.

$$P = 39,8178 - 0,907033H - 0,879611\phi + 0,0136784H * \phi + 0,29804H^2 + 0,00672665\phi^2 \quad (4)$$

$$\Delta p = -0,556964 + 3,88458H + 0,0266587\phi + 0,00430196H * \phi - 2,09929H^2 - 0,000129649\phi^2 \quad (5)$$

$$\Delta p = -0,0152014 + 0,110851H + 0,0000491426\phi + 0,000460784H * \phi - 0,0777563H^2 - 0,00000110526\phi^2 \quad (6)$$

$$\Delta p = -0,000622895 + 0,0266228H + 0,0000279085\phi + 0,000615686H * \phi - 0,00442907H^2 - 0,00000383333\phi^2 \quad (7)$$

$$\Delta p = -0,0737183 + 0,430786H + 0,004907\phi + 0,0016902H * \phi - 0,1971370,00442907H^2 - 0,0000865643\phi^2 \quad (8)$$

Los supuestos de varianza constante u homocedasticidad, normalidad e independencia de los residuales fueron verificados para cada uno de los modelos de regresión construidos para todas las configuraciones estudiadas. En la tabla VI se evidencia que, de acuerdo con el nivel de significancia del 5 %, los modelos de regresión desarrollados cumplen con los supuestos referidos.

A partir de los modelos de regresión de segundo orden y mediante el software MATLAB, se pueden obtener las superficies de respuestas mostradas en la figura 6. Adicionalmente, a partir de

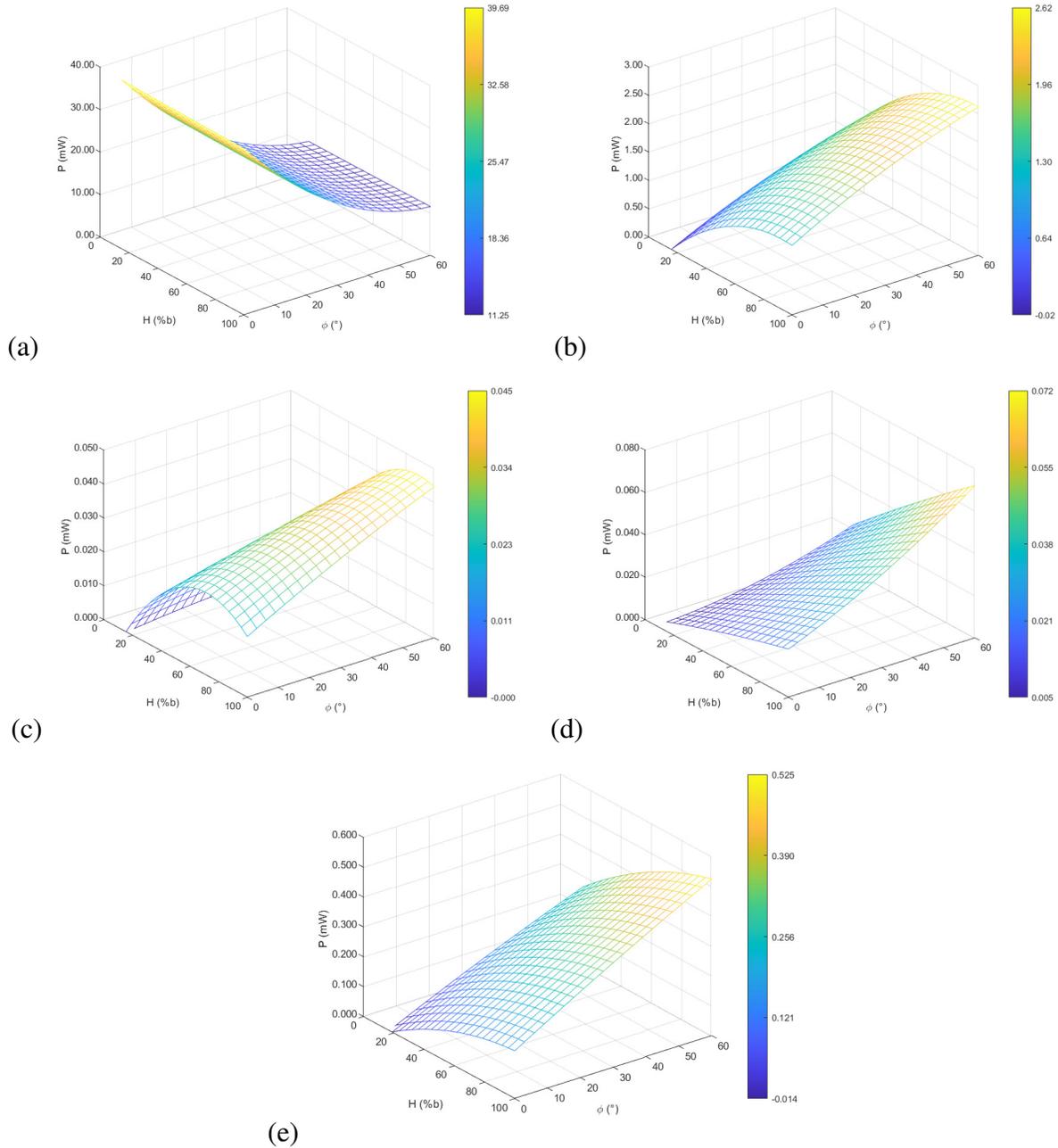


Figura 6. Superficie de respuesta. a) Configuración monofacial, b) Configuración bifacial con superficie reflectante de espejo (B-E), c) Configuración bifacial con superficie reflectante de tierra (B-T), d) Configuración bifacial con superficie reflectante de agua (B-A), e) Configuración bifacial con superficie reflectante de concreto (B-C)

la optimización de la respuesta, en la tabla VII se muestran las condiciones de operación óptimas en cuanto a los factores seleccionados para cada una de las configuraciones estudiadas (monofacial y bifacial con superficie reflectante de espejo, tierra, agua y concreto).

Los resultados arrojados por la figura 6 concuerdan con el ANOVA reportado en la tabla IV, donde es evidente que, para el montaje monofacial, la altura respecto a la superficie no es un factor significativo en cuanto a la potencia de salida del sistema, debido a que, independientemente de

Tabla VII. Condiciones de operación óptimas para cada configuración estudiada

Factor en su valor óptimo	M	B-E	B-T	B-A	B-C
Altura, H	0,15	0,98661	0,890516	1	1
Ángulo de incidencia ($^{\circ}$), ϕ	0	60	60	60	38,1032
Potencia (mW)	39,6885	2,61959	0,045409	0,0718833	0,285626

cuál sea el valor para la altura, la potencia de salida es la misma para cada ángulo de incidencia evaluado. En cuanto a los montajes bifacial con superficie de espejo, tierra, agua, y concreto, se marca un comportamiento similar en las superficies de respuesta obtenidas, en las cuales la ganancia bifacial aumenta a medida que aumenta la altura del panel respecto a la superficie y el valor del ángulo de incidencia. Sin embargo, la potencia de salida empieza a caer después de llegar a valores para la altura cercanos a una vez el ancho del panel.

En general, los resultados obtenidos muestran que la irradiancia sobre la parte posterior del panel fotovoltaico bifacial aumenta siempre y cuando se incrementa la reflectividad de la superficie, con el subsiguiente aumento de la generación de energía eléctrica por parte del panel fotovoltaico. Al comparar los resultados alcanzados para la tierra (con un rango de 0,15-0,45 de albedo) y el concreto (con albedo entre 0,25 y 0,7), se podría concluir que los valores óptimos de son inferiores para valores altos de albedo, ya que en la superficie posterior del panel es menor la heterogeneidad de la irradiación, por lo que incrementa su rendimiento energético. Esta misma observación se encuentra soportada por la investigación realizada por Yusufoglu et al. [12]. Los resultados del presente estudio también muestran que con la configuración bifacial con superficie reflectante de espejo se logra una ganancia de potencia de aproximadamente 2,62 mW; lo cual representa un aumento del 6,6% de potencia con respecto a la configuración monofacial. Este valor de ganancia difiere del estudio llevado a cabo por Lim et al. [24], quienes evidenciaron que se puede lograr un incremento en la generación de energía eléctrica del 38% empleando como superficie reflectante un espejo plano ubicado debajo de los módulos solares bifaciales; 45% empleando prismas triangulares adaptados al espejo plano; y del 46% empleando pequeños espejos ajustables. La diferencia entre los resultados alcanzados en este trabajo y los reportados en la literatura puede atribuirse al tipo de panel fotovoltaico usado y a las características del albedo del espejo empleado en los estudios referidos.

4. Conclusiones

A partir de los paneles solares bifaciales se puede conseguir un incremento en la generación de energía eléctrica en comparación con la obtenida con los paneles monofaciales, ya que tanto el lado del módulo fotovoltaico frontal como el posterior pueden absorber la irradiación solar, aprovechando la irradiación directa, difusa y reflejada. En el presente trabajo, mediante el uso de la RSM y el CCD, se estudiaron cinco configuraciones de montaje de paneles fotovoltaicos, las cuales corresponden a las configuraciones monofacial y bifacial con superficie reflectante de espejo, tierra, agua y concreto. Para cada una de las configuraciones referidas, se evaluó el efecto de H y ϕ sobre la variable respuesta considerada que fue la potencia generada (en la configuración monofacial) y la ganancia de potencia (en las configuraciones bifaciales). A partir del ANOVA de cada una de las matrices experimentales, se construyeron cinco modelos de regresión de segundo orden que permitieron describir el comportamiento de los datos obtenidos experimentalmente. Cada uno de los

modelos fue validado. Se logró identificar que el factor que mayor impacto tiene sobre la variable respuesta es H para todas las configuraciones bifaciales estudiadas. Sin embargo, se evidenció que para la configuración monofacial, el factor H no es un factor significativo.

Adicionalmente, se identificó que la superficie de espejo se constituye como la mejor superficie reflectante de las analizadas, entregando 57 veces la potencia del sistema con superficie de tierra; 36 veces la del montaje con superficie de agua y 9 veces la del sistema con superficie de concreto. Siendo evidente que con la superficie de espejo se logra un mayor aprovechamiento de la irradiación reflejada; seguida por el concreto, el agua y la tierra, respectivamente. En todas las configuraciones bifaciales estudiadas se obtuvo un incremento de la generación de energía a medida que aumenta H , con valores cercanos al 100 % del ancho de panel.

Como alternativa de aplicación de los paneles solares bifaciales, se encuentran los sistemas de baja concentración solar, que aprovechan el aumento en la irradiación incidente sobre la cara posterior del panel. Sin embargo, esto se vería reflejado en aumentos en la temperatura del módulo fotovoltaico y por consiguiente en pérdidas en la eficiencia del panel de entre 0,3 y 0,5 % por cada 1°C de aumento en la temperatura [25]. En este sentido, los sistemas híbridos fotovoltaicos-térmicos con paneles solares bifaciales se encuentran como alternativa de aplicación de paneles bifaciales y de concentración solar, en donde el aumento de la temperatura del módulo fotovoltaico puede ser aprovechado por un colector solar para calentar un fluido, disminuyendo de esta manera la pérdida de eficiencia fotovoltaica y aumentando la eficiencia global del sistema [26].

Agradecimientos

Los autores agradecen al proyecto “Diseño de una metodología de valoración de proyectos de generación de energía eléctrica renovable”, financiado por el concurso de proyectos de investigación para estudiantes de pregrado de las Facultades de Ingeniería y Ciencias Económicas de la Universidad de Antioquia. Además, los autores reconocen el apoyo financiero de la Universidad de Antioquia (Estrategia de Sostenibilidad 2020-2021. ES84190067).

Referencias

- [1] P. G. V. Sampaio, and M. O. A. González, “Photovoltaic solar energy: Conceptual framework”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, , pp. 590-601, 2017. <https://doi:10.1016/j.rser.2017.02.081> ↑2
- [2] X. Sun, M. R. Khan, C. Deline, and M. A. Alam, “Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective”, *Appl. Energy*, vol. 212, no. pp. 1601-1610, 2018. <https://doi:10.1016/j.apenergy.2017.12.041> ↑2, 3, 4
- [3] A. Perez, and J. J. Garcia-Rendon, “Integration of non-conventional renewable energy and spot price of electricity: A counterfactual analysis for Colombia”, *Renew. Energy*, vol. 167, pp. 146-161, 2021. <https://doi:10.1016/j.renene.2020.11.067> ↑2
- [4] V. Durković, and Ž. urišić, “Extended model for irradiation suitable for large bifacial PV power plants”, *Sol. Energy*, vol. 191, pp. 272-290, 2019. <https://doi:10.1016/j.solener.2019.08.064> ↑2
- [5] W. Muehleisen et al., “Energy yield measurement of an elevated PV system on a white fl at roof and a performance comparison of monofacial and bifacial modules”, *Renew. Energy*, vol. 170, pp. 613-619, 2021. <https://doi:10.1016/j.renene.2021.02.015> ↑2

- [6] J. Appelbaum, “The role of view factors in solar photovoltaic fields”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 161-171, 2018. <https://doi:10.1016/j.rser.2017.07.026> ↑2
- [7] H. Ziar, F. F. Sönmez, O. Isabella, and M. Zeman, “A comprehensive albedo model for solar energy applications: Geometric spectral albedo”, *Appl. Energy*, vol. 255, 2019. <https://doi:10.1016/j.apenergy.2019.113867> ↑2, 3
- [8] G. Lobaccaro, A. Kamppinen, K. Miettunen, and S. Jouttijärvi, “Benefits of bifacial solar cells combined with low voltage power grids at high latitudes”, In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 161, Elsevier, 2022. <https://doi:10.1016/j.rser.2022.112354> ↑2
- [9] H. L. Cha, B. G. Bhang, S. Y. Park, J. H. Choi, and H. K. Ahn, “Power prediction of bifacial Si PV module with different reflection conditions on rooftop”, *Appl. Sci.*, vol. 8, no. 10, 2018. <https://doi:10.3390/app8101752> ↑2, 3, 4
- [10] A. Cuevas, A. Luque, J. Eguren, and J. del Alamo, “50 Per cent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells”, *Sol. Energy*, vol. 29, no. 5, pp. 419-420, 1982. [https://doi:10.1016/0038-092X\(82\)90078-0](https://doi:10.1016/0038-092X(82)90078-0) ↑2
- [11] E. D. Mehleri, P. L. Zervas, H. Sarimveis, J. A. Palyvos, and N. C. Markatos, “Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays”, *Renew. Energy*, vol. 35, no. 11, pp. 2468-2475, 2010. <https://doi:10.1016/j.renene.2010.03.006> ↑3
- [12] U. A. Yusufoglu et al., “Simulation of energy production by bifacial modules with revision of ground reflection”, *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 389-395, 2014. <https://doi:10.1016/j.egypro.2014.08.111> ↑3, 4, 13
- [13] Q. Wei et al., “The glass-glass module using n-type bifacial solar cell with PERT structure and its performance”, *Energy Procedia*, vol. 92, pp. 750-754, 2016. <https://doi:10.1016/j.egypro.2016.07.054> ↑3
- [14] Y. Kotak, M. S. Gul, T. Muneer, and S. M. Ivanova, “Investigating the impact of ground albedo on the performance of PV systems”, *CIBSE Tech. Symp.*, no. 16-17, 2015. ↑3
- [15] T. C. R. Russell, R. Saive, A. Augusto, S. G. Bowden, and H. A. Atwater, “The influence of spectral albedo on bifacial solar cells: A theoretical and experimental study”, *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 7, no. 6, pp. 1611-1618, 2017. <https://doi:10.1109/JPHOTOV.2017.2756068> ↑3
- [16] C. A. Gueymard, V. Lara-Fanego, M. Sengupta, and Y. Xie, “Surface albedo and reflectance: Review of definitions, angular and spectral effects, and intercomparison of major data sources in support of advanced solar irradiance modeling over the Americas”, *Sol. Energy*, vol. 182, pp. 194-212, 2019. <https://doi:10.1016/j.solener.2019.02.040> ↑3
- [17] M. Kacira, M. Simsek, Y. Babur, and S. Demirkol, “Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey”, *Renew. Energy*, vol. 29, no. 8, pp. 1265-1275, 2004. <https://doi:10.1016/j.renene.2003.12.014> ↑3
- [18] A. Awasthi et al., “Review on sun tracking technology in solar PV system”, *Energy Reports*, vol. 6, pp. 392-405, 2020. <https://doi:10.1016/j.egypr.2020.02.004> ↑3
- [19] A. Z. Hafez, A. Soliman, K. A. El-Metwally, and I. M. Ismail, “Tilt and azimuth angles in solar energy applications - A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, pp. 147-168, 2017. <https://doi:10.1016/j.rser.2017.03.131> ↑4, 7
- [20] E. Calabrò, “An algorithm to determine the optimum tilt angle of a solar panel from global horizontal solar radiation”, *J. Renew. Energy*, vol. 2013, 2013. <https://doi:10.1155/2013/307547> ↑4, 7
- [21] C. Delineet et al., “Assessment of bifacial photovoltaic module power rating methodologies - inside and out”, *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 7, no. 2, pp. 575-580, 2017. <https://doi:10.1109/JPHOTOV.2017.2650565> ↑4, 7
- [22] D. C. Montgomery, *Statistical Quality Control: A Modern Introduction*, Wiley, 2013. ↑5, 8
- [23] C. Nicolás-Martín, D. Santos-Martín, M. Chinchilla-Sánchez, and S. Lemon, “A global annual optimum tilt angle model for photovoltaic generation to use in the absence of local meteorological data”, *Renew. Energy*, vol. 161, pp. 722-735, 2020. <https://doi:10.1016/j.renene.2020.07.098> ↑7, 8
- [24] Y. S. Lim, C. K. Lo, S. Y. Kee, H. T. Ewe, and A. R. Faidz, “Design and evaluation of passive concentrator and reflector systems for bifacial solar panel on a highly cloudy region - A case study in Malaysia”, *Renew. Energy*, vol. 63, pp. 415-425, 2014. <https://doi:10.1016/j.renene.2013.10.008> ↑13
- [25] H. Zhang, Y. Zhang, K. Liang, and H. Chen, “Performance study of a combined low-concentration bifacial photovoltaic/thermal system with glass channels”, *Renew. Energy*, vol. 171, pp. 947-957, 2021. <https://doi:10.1016/j.renene.2021.02.142> ↑14

- [26] S. K. Pathak et al., “A detailed review on the performance of photovoltaic/thermal system using various cooling methods”, *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 51, 2022. <https://doi:10.1016/j.seta.2021.101844> ↑14

Juan Pablo Castaño Serna

Ingeniero Mecánico de la Universidad de Antioquia. Investigador del Grupo de Investigación Energía Alternativa de la Universidad de Antioquia.

Correo electrónico: juan.castano16@udea.edu.co

Ainhoa Rubio-Clemente

Doctora en Ingeniería Ambiental de la Universidad de Antioquia. Doctora en Ciencias de la Salud de la Universidad Católica San Antonio de Murcia. Magíster en Educación Bilingüe de la Universidad Internacional de la Rioja. Licenciada en Ciencias Ambientales de la Universidad de Salamanca. Profesora de la Universidad de Antioquia.

Correo electrónico: ainhoa.rubioc@udea.edu.co

Edwin Lenin Chica Arrieta

Doctor en Ingeniería de la Universidad de Valladolid. Magíster en Ingeniería de la Universidad Eafit. Ingeniero Mecánico de la Universidad de Antioquia. Docente de la Universidad de Antioquia. Coordinador del Grupo de Investigación Energía Alternativa de la Universidad de Antioquia.

Correo electrónico: edwin.chica@udea.edu.co