Determinación del ángulo óptimo de inclinación para mejorar la captación solar en instalaciones térmicas y fotovoltaicas en zonas cercanas a latitud 0°

RESUMEN

Segundo Guasumba Codena

sjguasumba@espe.edu.ec

Universidad de la Fuerzas Armadas ESPE, Departamento de Ciencias de la Energía y Mecánica, Sangolquí, Ecuador

Isidoro Lillo Bravo

isidorolillo@us.es

Universidad de Sevilla, Departamento de Termodinámica y Energías Renovables, Andalucía, España

José Díaz Santamaría

jodiaz@espe.edu.ec

Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Departamento de Ciencias de la Tierra y la Construcción, Sangolquí, Ecuador

Hugo Bonifáz García

hfbonifáz@espe.edu.ec

Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Departamento de Ciencias Exactas, Sangolquí, Ecuador

Jerry Tacán Jaya

jatacan@espe.edu.ec

Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Departamento de Ciencias de la Energía y Mecánica, Sangolquí, Ecuador El objetivo fue determinar los ángulos óptimos de inclinación en la ciudad de Sangolquí-Ecuador que se encuentra a una latitud -0,3° y longitud de -78,44°. En zonas cercanas a la línea ecuatorial, existen serias dificultades para la ubicación e inclinación de las instalaciones térmicas y fotovoltaicas debido a la presencia de nubosidad, lluvias intensas, microclimas variables y cambio en la posición angular diaria del sol que forman trayectorias aparentes, las mismas que tomando en cuenta el medio día solar y la vertical de la localidad, forman ángulos de cénit que cambian desde +23,45 ° el 21 de junio hasta -23,45 ° el 22 de diciembre de cada año. Estos factores disminuyen de manera significativa la capacidad de captación de la luz solar y por consecuencia el rendimiento de instalaciones fijas que utilizan la energía solar para su funcionamiento. Además, el desconocimiento de estas condiciones climáticas y de radiación solar, pueden afectar de manera significativa al dimensionamiento óptimo de captadores planos o paneles fotovoltaicos con la consecuente baja productividad energética y mínima relación beneficio costo.

Palabras clave: insolación, inclinación, corrección, irradiación

Cómo citar este artículo: Codena, S. G., Bravo, I. L., Santamaría, J. D., García, H. B., & Jaya, J. T. (2025). Determinación del ángulo óptimo de inclinación para mejorar la captación solar en instalaciones térmicas y fotovoltaicas en zonas cercanas a latitud 0°. *Aporte Santiaguino, 18*(1), 105–126. https://doi.org/10.32911/as.2025. v18.n1.1235

Recibido: 2025-03-17 | Aceptado: 2025-05-15



Determination of the optimal tilt angle to improve solar capture in thermal and photovoltaic installations in areas close to latitude 0°

In areas near to the equator, there are serious difficulties for the location and inclination of thermal and photovoltaic installations, due to the presence of cloud cover, heavy rainfall, variable microclimates and change in the daily angular position of the sun, that form apparent trajectories, which considering the solar noon and the vertical of the locality, form zenith angles that change from +23.45° on June 21 to -23.45° on December 22 of each year. These factors significantly reduce the capacity to capture sunlight, and consequently the performance of fixed installations that use solar energy for their operation. Also, the lack of knowledge of these climatic conditions and solar radiation can significantly affect the optimal sizing of flat collectors or photovoltaic panels, with the consequent low energy productivity and minimum benefit-cost ratio. Therefore, the objective of this research is to determine the optimal angles of inclination, for which the city of Sangolquí-Ecuador is taken as a reference, which is located at a latitude of -0.3° and a longitude of -78.44°.

Keywords: Sunshine, slope, correction, irradiation

INTRODUCCIÓN

La selección del ángulo de inclinación en instalaciones térmicas y fotovoltaicas en países ubicados en el hemisferio norte o sur no presenta mayores complicaciones, ya que las superficies de captación de luz solar deben orientarse hacia el ecuador. En este contexto, el ángulo de inclinación (+ β) se puede ajustar de acuerdo con las variaciones estacionales (Arribas et al., 1999). Sin embargo, en las regiones cercanas a la línea ecuatorial, los instaladores enfrentan serias dificultades al

colocar captadores planos o paneles fotovoltaicos. En algunos proyectos, se opta por orientar los paneles en dirección norte-sur, inclinando las superficies hacia el ecuador $(+\beta)$ o hacia el polo más cercano (- β), pero esta estrategia no garantiza una generación de energía constante a lo largo del año. Las variaciones diarias en la posición angular del sol, la presencia de nubosidad, las lluvias y las fluctuaciones climáticas locales afectan la eficiencia de la captación solar. Además, en ciertos casos, los paneles se orientan de este a oeste con ángulos de inclinación de aproximadamente 22°, adaptados al tipo de edificación. Sin embargo, este enfoque también presenta limitaciones, ya que después del mediodía solar, la probabilidad de lluvias, especialmente durante el invierno, aumenta significativamente.

Para determinar el procedimiento adecuado para seleccionar los ángulos de inclinación de instalaciones fijas en zonas cercanas a la latitud 0°, es esencial analizar diversas investigaciones previas sobre el tema. En estas regiones, el ángulo cenital solar, según Goswami (2023), se define como el ángulo entre la línea que conecta el emplazamiento al sol y la vertical del sitio, calculado como Z = 90 - α , donde α es la altura solar. A partir de la vertical en una zona de latitud 0°, la trayectoria aparente del sol genera ángulos de cenit que varían entre +23,45° el 21 de junio y -23,45° el 22 de diciembre.

En el caso de un colector instalado en Surabaya, con latitud $\emptyset = 7,24^{\circ}$ y orientación esteoeste, el ángulo óptimo de inclinación se establece en 36° (Ekadewi et al., 2012). Este ángulo busca aprovechar la radiación solar durante las primeras horas del día, minimizando la incidencia de la luz solar sobre el captador por la tarde. En un estudio realizado en la ciudad de Makassar, Indonesia, se evaluó el rendimiento energético de colectores planos al variar los ángulos de inclinación entre 5°, 10°, 20° y 30°, midiendo las temperaturas de entrada y salida del fluido del captador, la temperatura del acumulador y la radiación solar. El estudio reveló que, para una inclinación de 30°, se obtiene la mayor cantidad de energía, con un valor de 9858,32 kJ (Tangkemanda & Susanto, s.f.).

Otros estudios, como los de Norris (1996), destacan la importancia de las mediciones precisas para el diseño de captadores solares y tanques de almacenamiento térmico, con el fin de aumentar las aplicaciones y el uso de la energía solar. Asimismo, Mousavi et al. (2017) presentan un modelo de mayor precisión para estimar la radiación solar y sus componentes, global, difusa y directa, en diferentes localidades. Allen et al. (2006) desarrollaron un procedimiento para estimar la radiación solar global diaria sobre superficies inclinadas, considerando tanto la inclinación como la energía incidente, y utilizando varios modelos para realizar balances energéticos. Muzathik et al. (2010) propusieron un modelo para corregir la radiación solar global de superficies horizontales a inclinadas, basándose en el modelo exponencial lineal de Kadir Bakirsi. En la investigación de Yang (s.f.), se identificaron y corrigieron errores en la literatura existente, ofreciendo una referencia precisa en cuanto a los modelos de estimación de la radiación solar, con 26 modelos descritos bajo una nomenclatura consistente. Finalmente, Hay (1993) de la Universidad de Auckland, distinguió diversas categorías de modelos según la escala temporal, ya sea en intervalos de horas o días, considerando el flujo de irradiación directa, difusa y reflejada por el suelo.

Para seleccionar el ángulo de inclinación de instalaciones térmicas o fotovoltaicas en países localizados en el hemisferio norte o en el sur, no existen complicaciones debido a que las superficies de captación de la luz solar deben estar orientadas al ecuador; es decir, con ángulo de inclinación (+) (Arribas et al., 1999), el mismo que puede modificarse tomando en cuenta la variación estacional. Sin embargo, en países cercanos a la línea ecuatorial, los instaladores tienen serias

dificultades en la colocación de captadores planos o paneles fotovoltaicos. En algunos proyectos, son instalados con orientación nortesur, inclinando las superficies hacia el ecuador (+) o al polo más cercano (-). Esta distribución no garantiza que la generación de energía a lo largo del año sea constante debido a la variación diaria de la posición angular del sol, la presencia de nubosidad, lluvias y variación climática local. También se ha optado por orientar los paneles de este a oeste y ángulos de inclinación de acuerdo con el tipo de edificación; es decir, alrededor de 22°. Este último criterio de instalación se ve afectado porque después del mediodía solar es mayor la probabilidad de lluvias especialmente en el invierno. Para poder identificar los aspectos fundamentales que permitan determinar el procedimiento adecuado para la selección de ángulos de inclinación de instalaciones fijas en zonas cercanas a latitud 0°, se analizan varias investigaciones relacionadas con este ámbito. Como se había indicado anteriormente, para el caso de regiones cercanas a la latitud 0°, el ángulo de cenital solar –de acuerdo con Goswami (2023)– es el ángulo entre la línea de emplazamiento al sol y la vertical del sitio, Z=90- α , donde α es la altura solar. Tomando como referencia la vertical en una zona de latitud 0°, la trayectoria aparente del sol produce ángulos de cénit dentro de un rango de +23,45 al 21 de junio al -23,45 al 22 de diciembre. Para un colector instalado en latitud en Surabaya con orientación este-oeste, el ángulo óptimo de inclinación se define en 36° (Ekadewi et al., 2012). En este caso, pretende aprovechar la radiación solar en la mañana, reduciendo la incidencia de la luz solar sobre el captador por la tarde.

En un estudio realizado en la ciudad de Makassar en Indonesia, Tangkemanda y Susanto (s.f.) realizaron una evaluación energética de colectores planos variando los ángulos de inclinación de 5°, 10°, 20°, y 30°, para medir los cambios en las temperaturas de entrada y salida del fluido del captador, temperatura del acumulador y desde luego la medición de la radiación solar. Por lo tanto, para la inclinación de 30°, se obtiene la mayor cantidad de energía, con un valor de 9858,32 (kJ). Otros estudios como los desarrollados por Norris (1996) indican que las mediciones son esenciales para el diseño de captadores solares y tanques de almacenamiento térmico, para incrementar las aplicaciones y usos de la energía solar. Mousavi et al. (2017) revisaron un modelo de mayor precisión para la estimación de la radiación solar y sus componentes global, difusa y directa en localidades seleccionadas con el propósito de incrementar la cantidad de radiación incidente sobre paneles fotovoltaicos.

Por otra parte, Allen et al. (2006) desarrollaron un procedimiento para estimar la radiación solar global diaria, para superficies inclinadas tomando en cuenta la inclinación y la energía incidente utilizando varios modelos para realizar los balances energéticos. También Muzathik et al. (2010) elaboraron un modelo para corregir la radiación solar global de superficie horizontal a inclinada, basados en el modelo exponencial lineal de Kadir Bakirsi. En la investigación propuesta por Yang (s.f.), se identificó y corrigió algunos errores existentes en la literatura. Se describen 26 modelos utilizando una nomenclatura consistente. Hay (1993), de la Universidad de Auckland, desarrolló una investigación donde distinguió numerosas categorías de modelos en función de la escala temporal; es decir, intervalos de tiempo en horas o en días, en función del flujo de irradiación, directa, difusa, y reflejada por el suelo.

MATERIALES Y MÉTODOS

Corrección de la radiación solar de superficie horizontal a inclinada

Para dimensionar instalaciones solares térmicas, de acuerdo con Jutglar (2004) basta conocer la irradiación diaria para el día tipo del mes considerado, desglosada en directa y difusa sobre una superficie inclinada. Muchos observatorios meteorológicos solo suministran datos de medición de irradiación diaria global, directa y difusa, pero sobre superficie horizontal. Por ello es necesario seguir un procedimiento de cálculo para corregir la irradiación horizontal a inclinada, de acuerdo con lo siguiente:

En primer lugar, se necesita calcular la declinación magnética (δ) dada por la ecuación de Cooper extraída de Duffie y Beckman (2006) desarrollada en 1969.

$$\delta = 23.25 \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right)....(1)$$

Otro parámetro geométrico es la latitud (ϕ) , que corresponde al ángulo comprendido entre el paralelo de la localidad y el ecuador, tomándose como positivo para el hemisferio norte y negativo para el hemisferio sur. A continuación, se define la expresión para el ángulo horario de la puesta de sol para superficie horizontal (h_x) .

Donde: ϕ latitud del sitio y la declinación magnética. A continuación, se calcula el término r² que depende del número de día del año, cuyo valor tiene un rango de 1 a 365 días.

$$r^{2} = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360}{365}n\right).$$
(3)

Para calcular la radiación solar extraterrestre es necesario conocer valor de la constante solar (Isc) o irradiancia en el exterior de la atmósfera. Para lo cual se han realizado varios estudios entre los cuales se tiene el valor recomendado por Frohlich en 1978, $I_{sc} = 1373$ (W/m²). Sin embargo, en 1994 con los datos conseguidos por el satélite (UARS), el World Radiation Center (WRC), ha adoptado el valor de 1367 (W/m²) con un error estimado del 1% [13] Continuando con el proceso, la ecuación para calcular la irradiación solar extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal está definida por:

$$H_e = \frac{24r^2}{\pi} I_{sc} \left(h_s \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sinh_s \right)....(4)$$

Donde: I_{sc} la constante solar o irradiancia en $(W/m^2)h_s$, ángulo horario de la puesta de sol para superficie horizontal (°), δ declinación magnética (°), ϕ latitud de la localidad(°).

El factor de insolación que se expresa como la razón entre las horas de máxima insolación medidas sobre superficie horizontal y el número de horas de claridad durante el día.

$$\sigma = \frac{HSP}{N}....(5)$$

En esta parte del procedimiento de cálculo, se puede determinar la irradiación solar sobre superficie horizontal (H₀), tomando en cuenta varios parámetros como el valor de la radiación extraterrestre (H_a), el factor de insolación y los valores de los constantes empíricas a y b, que dependen de cada región donde se requiere analizar el recurso solar para aplicaciones térmicas y fotovoltaicas. Para las constantes a y b, de acuerdo con Fritz (1951) a=0,35, b=0,61 dado en Duffie y Beckman (2006). Sin embargo, para este estudio se consideran los valores a=0,25 y b=0,45 para la región sierra del Ecuador. Con lo anteriormente descrito, se utiliza la ecuación de Page para calcular la irradiación solar sobre superficie horizontal (H_{a}) , a partir de la extraterrestre.

 $H_o = H_e(a + b\sigma)....(6)$

Partiendo de los valores de (H_0) , se inicia con el proceso de corrección de la irradiación para superficie inclinada. Se inicia calculando el ángulo horario de la puesta de sol para superficie inclinada (h_(s,s,0), donde se toma el valor mínimo de la ecuación (7).

Donde: β el ángulo de inclinación de la superficie colectora.

Posteriormente, se calcula la relación entre la irradiación, en media diaria mensual, difusa y directa frente al índice de nubosidad [11].

$$\frac{H_d}{H_0} = 1,39 - 4,027K + 5,531K^2 - 3,108K^3 \dots (8)$$

donde K=a+b σ es el índice de nubosidad, H_{d} es la irradiación difusa.

Cálculo del factor R_b para pasar la radiación directa de la horizontal a la inclinada $(H_{-}(t,s,\gamma=0))$

$$R_{b} = \frac{\cos(\phi - \beta)\cos\delta\sinh_{s,s,o}\sin(\phi - \beta)\sin\delta}{\cos\phi\cos\delta\sinh_{s} + h_{s}\sin\phi\sin\delta}....(9)$$

El valor de la irradiación total en media diaria sobre superficie inclinada $(H_{t,s,\gamma=0})$ definido en (Rufes Martines, 2010) se puede expresarse de la siguiente forma:

siendo $H_b=H_o-H_d$

Donde: $H_{\rm b}$ radiación directa, $R_{\rm b}$ factor de corrección, $H_{\rm d}$ irradiancia difusa, $H_{\rm o}$ irradiación sobre superficie horizontal, ρ reflectividad del suelo, ángulo de inclinación de la instalación. La ecuación (10) corresponde a la suma de los componentes de la radiación directa, difusa y el albedo del suelo. Además, a la componente difusa se puede considerarse isótropa, es decir uniformemente distribuida en el cielo.

Procedimiento de medición de la radiación sobre superficie horizontal

El conocimiento preciso de los datos de radiación solar o su estimación es crucial para maximizar los beneficios derivados del sol (Oliveira et al., 2024). Según Myers (2003), la medición y modelización de la radiación solar espectral y de banda ancha es importante para la evaluación y el despliegue de sistemas de energía solar renovable. Por otra parte, Younes et al. (2005) revisaron los procedimientos para la evaluación de la calidad de los datos de la irradiación solar para lo cual desarrollaron una envolvente en el índice de claridad, la radiación global y difusa.

Existen estudios más avanzados para la predicción de la radiación solar como los desarrollados por Escalona et al. (2024), donde se explora la predicción de patrones diarios de irradiancia horizontal (GHI), en la región de Zacatecas, México, utilizando una gama de modelos de predicción, como los modelos tradicionales y redes neuronales (ENAS).

Por otra parte, al considerar que la medición de la radiación solar incidente es un procedimiento que permite mejorar la precisión en los datos, es necesario identificar los instrumentos de medición, como es el caso del pirheliógrafo que mide el flujo de radiación solar directa con incidencia normal (Carg & Carg, 1993). El instrumento puede estar acoplado a un dispositivo eléctrico que sigue al sol. En cambio, un piranómetro es un instrumento para medir irradiancia directa y difusa proveniente de todo el hemisferio mediante el efecto Seebeck. Por otra parte, de acuerdo con el análisis del estado del arte sobre la estimación del recurso solar, se puede indicar que existen diferentes técnicas para determinar el recurso solar local, como el uso de anuarios meteorológicos, modelos de radiación, mapa solar, datos de satélite de la Nasa, Banco Mundial, entre otras agencias y, desde luego, la medición en sitio utilizando instrumentos tales

como piranómetros para medir radiación global, directa y difusa. Estos aparatos permiten obtener los valores de irradiancia solar en (W/m²). Además, para hallar las horas de máxima incidencia de la radiación solar se puede medir la heliofanía, utilizando instrumentos como heliógrafos. En este estudio se utilizó el último método para la medición de la insolación solar máxima en (HSP). Se hizo uso del heliógrafo modelo Campbell-Stokes con su respectivo soporte giratorio, el cual permite ajustar la inclinación del instrumento de acuerdo con el movimiento angular del sol que forma un ángulo acimutal con la vertical del sitio, tomando en cuenta la orientación sur-norte, para cada día del año.

El principio de funcionamiento de este aparato consiste en que una esfera de cuarzo de 100 mm de diámetro capta la radiación solar directa y lo concentra en forma de un haz cónico sobre una cinta rectangular de material antifricción de color marrón que actúa como absorbedor. En el punto focal, se producen temperaturas sobre los 400°C, que queman la probeta formando círculos con diámetros 1 a 5 mm. Estas variaciones en la longitud del diámetro dependen de la intensidad de la radiación solar horaria. Al finalizar el día, se retira la probeta que se encuentra bajo el concentrador, observándose una huella de forma parabólica donde se realiza la medición y el trazado mediante el uso de un instrumento de medición. En promedio, se consigue un valor de 17.5 mm /HSP. Las horas de sol pico u horas de máxima insolación obtenidas durante un año de medición e interpretación, se registra en la Tabla 1 y corresponden a la insolación en una localidad que tiene dos estaciones: invierno y verano, con latitud cercana a la línea ecuatorial (°). Analizando los datos, se puede indicar que las horas de máximo brillo solar en media diaria anual es de 4,17 HSP. El peor mes corresponde a marzo, con un valor en media diaria mensual de 3 horas de sol pico (HSP). Esta baja insolación ocurre por la presencia de lluvias y nubosidad que son características en este mes del año.

Horas de máxima insolación solar en media diaria mensual sobre superficie horizontal

enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
2,5	4,25	1,15	6	3,5	5,5	8	8,25	6	5,25	4	5,5
2,25	4,25	0	6	2	7,25	5	6,5	4	6,5	0,75	9
1	8,5	0,95	3	1,5	8	9	9,5	6,4	7,25	6	6,5
1	4,25	4	0,75	7	2	9	9	6	2	6,5	6,5
2	2	1,15	2	4	5,25	9	8	2,5	3,75	5,5	5
3	6	6,5	6,5	4,5	1,5	6,5	5	0	3	3	4,5
4,5	7,5	5,5	5,5	6,25	0,75	8,5	9	4,5	6	2,25	5
1,5	1,5	0,5	4,5	1,25	0,75	4,5	8	5	5,5	4	0,3
2	5,5	0,75	3	6	2,5	3,5	2,5	6,5	6	1,25	5
4,5	6	0,5	6	7	3,5	2,5	6,5	5,75	0,15	1	3
2,5	4	0,25	1,5	2,5	3	6,25	2	2,25	6	4,25	4
4	1	3	1,25	1	7,75	2,5	3	1,25	5,15	2,5	0,3
4,5	6	1,3	4,5	7,5	0,2	1,5	3,5	8	5	3,5	1,5
5,5	6,5	5,5	4,5	4	1,75	7,5	5,25	6	3,5	4,25	0
6	4	0	2	1,25	0	7,5	5	5,5	5,15	6	2,5
4,5	7	2,25	6	1,5	5	6,5	2,25	5	1,25	3,5	1,5
3,25	5,5	2	0	1,5	6	2,5	4	8,5	2	3,5	1,25
5,5	0	0,25	3,25	2	5,25	4,25	2	1	6,5	4,5	0,75
3,5	0,75	5	1	7,25	3,5	3	3,25	5,25	6,5	5,5	2,25
2	6,5	3	5,5	7	7,5	9	8	4,5	6,5	3	3,15
3,5	2,75	4,5	5,5	8	3,5	9	3	2	1,75	4	4,25
0	0,5	1,5	7,5	6	7,5	7,5	2	4,25	5	3	4
3	1,5	2,25	7	6,5	2,5	1,75	3,5	1,75	3,5	2	6,25
3,25	5,5	4,5	7,5	4,25	5	2	5,5	6,5	6	4	8,5
0,25	5,5	4,5	7,25	1,25	5	2	1	7,25	4,25	1,25	3
1,25	3,5	5,25	2	2,25	6	5	2,25	5	0,75	5	5,25
6	2,5	5	4,25	5,5	2,5	4	2,5	10	5,25	6,75	5,5
7	5	3,5	0,3	7,5	4	8	4,5	5	6	7,15	4
6		3,5	2	6	7,25	7,5	0,75	1,5	2	2	0,75
6,5		8	3	2	6	3,5	1	2	7	2,5	5
8,5		7		3,25		9,5	5,25		3		6,5
3,57	4,21	3,00	3,97	4,23	4,21	5,67	4,57	4,64	4,43	3,75	3,80
110,75	117,75	93,05	119,1	131	126,2	176	141,75	139,15	137,45	112,4	120,5

Las réplicas para el mes de marzo del siguiente año dan un promedio mensual de 2,79 (HSP). El criterio del peor mes es muy útil en el dimensionamiento de instalaciones térmicas y fotovoltaicas. A continuación, se puede observar los datos obtenidos en la Tabla 2, donde se presentan los valores de máxima insolación en horas de sol pico expresados en media diaria mensual. De allí que, el promedio de valores de insolación anual en los dos años consecutivos difiere en muy poco.

Tabla 2

Datos de horas de sol pico en promedio diario mensual

	Año 1	Año 2
Mes	HSP	HSP
enero	3,57	5,16
febrero	4,21	3,59
marzo	3	2,78
abril	3,97	3,33
mayo	4,23	4,02
junio	4,21	3,94
julio	5,67	4,24
agosto	4,57	5,46
septiembre	4,64	5,57
octubre	4,43	3,71
noviembre	3,75	4,58
diciembre	3,8	5,2
Promedio	4,17	4,30

Análisis de resultados y discusión

Inclinación óptima para instalaciones fijas

Para lograr una captación óptima de la energía solar, el ángulo de inclinación es uno de los parámetros relevantes en el diseño de instalaciones (Khatib et al., 2024). La selección del ángulo óptimo de inclinación puede permitir una mayor captación de la energía incidente. Por otra parte, Bakirci (2012) realiza una optimización de los ángulos de inclinación para superficies inclinadas variando de 0º a 90º, en pasos de 1º.

Posteriormente, con los valores de radiación solar máxima para un período específico, se verifica que el ángulo de inclinación depende de la latitud (Keshavarz et al., 2022). El ángulo de inclinación consiste en el ángulo que forma la superficie del colector con respecto a la horizontal. De acuerdo con Heywood (1971), el ángulo óptimo es . $\beta_{opt}=\emptyset-10$ Lunde (1980) considera al ángulo óptimo como $\beta_{opt}=\emptyset\pm 15$. Por otra parte, Duffie y Beckman (2006) proponen calcular este importante ángulo necesario en el dimensionamiento de instalaciones fijas con la expresión $\beta_{opt} = (\emptyset + 15) \pm 15$. Además, Qui y Riffat (2003) encuentran el ángulo óptimo para todo el año con la expresión $\beta_{opt}=\emptyset\pm 10$. Es necesario indicar que las expresiones matemáticas para calcular el ángulo óptimo anteriormente indicadas se utilizan para instalaciones fijas. En la zona de los trópicos hay épocas del año en que la mayor radiación no se recibe orientando la superficie del panel hacia el ecuador, sino con la superficie orientada al polo sur, utilizando para estas zonas la expresión $\beta_{opt}=\emptyset \pm 10$. En esta parte de la investigación, se realiza el procedimiento de cálculo para hallar la irradiación solar máxima variando β desde 0°, ± 5; ± 10, ± 15, ± 20, y ± 25°, de acuerdo con los ángulos indicados en Arribas et al. (1999) para zonas cercanas a latitud 0°. A continuación, en las tablas 3 y 4, se tienen los datos de irradiación solar en media mensual (Wh/m²día) para cada mes del año en función del ángulo de inclinación.

Mes	$\beta = 0^{\circ}$	$\beta = 5^{\circ}$	$\beta = -5^{\circ}$	$\beta = 10^{\circ}$	$\beta = -10^{\circ}$
enero	3876,91	3765,44	3968,51	3638,25	4036,20
febrero	4239,51	4154,29	4304,55	4051,17	4347,28
marzo	3809,10	3794,67	3807,49	3764,36	3789,75
abril	4064,64	4106,28	4004,56	4128,37	3927,29
mayo	3932,70	4023,93	3821,27	4091,24	3693,47
junio	3783,01	3893,22	3651,86	3977,19	3505,15
julio	4350,54	4477,04	4199,52	4573,36	4029,69
agosto	4162,20	4233,06	4071,12	4281,31	3962,27
septiembre	4378,09	4381,07	4355,53	4364,32	4313,65
octubre	4317,61	4252,65	4362,65	4169,17	4386,50
noviembre	3950,54	3844,30	4036,92	3721,91	4099,86
diciembre	3934,02	3803,47	4043,16	3656,87	4125,62
Promedio	4066,57	4060,78	4052,26	4034,79	4018,06

Tal	bl	a	3
Iu		u	5

Irradiación solar en media mensual variando el ángulo de inclinación (β : 0°, ±5°, ±10)

Al analizar los datos de la Tabla 3, la irradiación solar sobre una superficie con un ángulo de inclinación β =10°, se observa que el mes con menor irradiación solar es enero, con un valor de 3638,25 W·h/m²·día. En contraste, cuando la inclinación de β =-10°, el mes con menor irradiación es junio, con un valor de 3505,15 (Wh/m²·día). Además, es importante indicar que con el ángulo de inclinación β =0°, la irradiación promedio anual es de 4066,57 (Wh/m²día), siendo este el mayor valor. Sin embargo, no se deben instalar superficies captadoras en sentido horizontal debido a que se dificulta en forma natural su limpieza por la presencia de contaminación ambiental, partículas en suspensión, lluvias intensas y granizadas, lo cual afecta la vida útil de la instalación y su funcionamiento. A continuación, con $\beta = \pm 5^{\circ}$ ocurre lo mismo en vista de que esta inclinación no permite que el agua de lluvia fluya adecuadamente sobre la superficie colectora. Posteriormente, al seleccionar $\beta = \pm 10$, se tienen los valores de irradiación de 4034,79 y 4018,06 (Wh/m²día). Se podría indicar que es un ángulo adecuado para una instalación solar para localidades cercanas a ($\emptyset = 0^{\circ}$). En este caso, es indispensable saber que esta pequeña inclinación no permite captar la radiación solar de manera efectiva en los meses de junio y diciembre debido a la declinación máxima($\delta = \pm 23, 45^{\circ}$).

			_			
Mes	$\beta = 15^{\circ}$	$\beta = -15^{\circ}$	$\beta = 20^{\circ}$	$\beta = -20^{\circ}$	$\beta = 25^{\circ}$	$\beta = -25^{\circ}$
enero	3496,30	4079,22	3340,67	4096,78	3172,54	4088,07
febrero	3930,93	4367,26	3794,48	4364,13	3642,86	4337,59
marzo	3718,42	3756,02	3657,18	3706,54	3581,12	3641,68
abril	4130,67	3833,41	4113,06	3723,64	4075,52	3598,82
mayo	4133,85	3550,25	4151,02	3392,72	4141,95	3222,07
junio	4033,89	3343,97	4062,23	3169,55	4060,96	2983,23
julio	4638,39	3842,35	4670,93	3638,93	4669,68	3420,96
agosto	4306,47	3836,48	4308,08	3694,71	4285,74	3538,04
septiembre	4327,97	4252,79	4272,28	4173,39	4197,65	4076,07
octubre	4067,80	4388,92	3949,32	4369,77	3814,63	4329,02
noviembre	3584,29	4138,65	3432,50	4152,61	3267,68	4141,03
diciembre	3495,34	4180,41	3320,10	4206,52	3132,50	4202,78
Promedio	3988,69	3964,14	3922,65	3890,78	3836,90	3798,28

Tabla 4				
Irradiación solar en media	i mensual variando el	ángulo de inclinación	(β: ±15°,	±20°±25°)

De manera similar, la Tabla 4 presenta los valores de irradiación solar para una inclinación de β =15°. En este caso, el mes con menor irradiación es diciembre, con 3495,34 (Wh/m²·día). En cambio, para una inclinación de β =15°, el mes con menor irradiación vuelve a ser junio, con 3343,97 Wh/m²·día. Además, al comparar los valores anuales de irradiación para cada uno de estos ángulos de inclinación, se observa que el valor más bajo corresponde a una inclinación de β =15°, con un promedio anual de 3964,14 Wh/m²·día.

Este resultado sugiere que una inclinación negativa puede reducir significativamente la captación de energía solar en determinadas condiciones, lo que debe considerarse al diseñar sistemas de captación solar para maximizar la eficiencia energética. Con respecto a la inclinación con $\beta = \pm 20^{\circ}$, el mes peor es diciembre con una irradiación de 3320,10 Wh/m²·día, y en el caso que la superficie del colector se oriente al polo sur, el peor mes corresponde a junio, con un valor de irradiación de 3169,55 Wh/m²·día. Finalmente, de acuerdo con Arribas et al. (1999), para zonas de latitud $\emptyset = 0^{\circ}$, los ángulos de mayor inclinación son $\beta = \pm 25^{\circ}$. De allí que, para el ángulo positivo, el peor mes es diciembre, con una irradiación de 3132,50 Wh/m²·día, y para el ángulo con signo negativo es junio, con un valor de irradiación solar muy bajo, de 2983, 23 Wh/m²·día. De acuerdo con instalaciones existentes, si se piensa en mejorar la captación de la radiación solar, no es recomendable colocar colectores planos o paneles fotovoltaicos con $\beta = \pm 25^{\circ}$ en localidades cercanas a latitud 0°.



Curvas de irradiación total variando el ángulo de inclinación (β)



Angulo óptimo para instalaciones con algún tipo de seguimiento

Por otra parte, si se necesita determinar el ángulo óptimo para cada mes del año, se pueden utilizar varios procedimientos; uno de ellos es el propuesto por Nijegorodov et al. (1994), donde se plantea la dependencia del ángulo óptimo en función del día del año y la latitud. La ecuación empírica para el ángulo óptimo de inclinación β_{ont} dada por:

Donde: \emptyset latitud de la localidad, n número de día del año.

La inclinación óptima mensual para cualquier localización puede ser igual a la inclinación óptima considerando el día tipo, aquel que presenta una radiación diaria extraterrestre más próxima a la media mensual. Si el ángulo de azimuth $\gamma=0$, y *n* es fija, la ecuación (11) llega a ser:

$$\beta_{opt} = \left(1 - \frac{j^2}{12}\right)\phi - 32J\dots(12)$$

Donde:

$$J = \sin\left(360\frac{284+n}{365}\right)....(13)$$

Uno de los métodos más adecuados para determinar el ángulo óptimo para el hemisferio sur es el desarrollado por Khosravi et al. (2020). A partir de esto, se calcula el ángulo óptimo mensual, que se observa a continuación en la Tabla 5.

Tabla 5

Mes	Ecuación del ángulo óptimo	Ø	ß	ß
enero	$\beta_{m} = -0,667 \phi - 24,119$	-0,3	- 23,91	-24
febrero	$\beta_{\text{opt}} = -0,850 \phi - 18,142$	-0,3	-17,88	-18
marzo	$\beta_{\rm out} = -0.937 \phi - 5.180$	-0,3	-4,82	-5
abril	$\beta_{ont} = -0.929 \phi + 11.906$	-0,3	12,18	12
mayo	$\beta_{ont} = -0,892\phi + 25,504$	-0,3	25,77	26
junio	$\beta_{ont} = -0,733\phi + 35,434$	-0,3	35,65	36
julio	$\beta_{ont} = -0.717 \phi + 33.988$	-0,3	34,20	34
agosto	$\beta_{out} = -0,8110 + 21,073$	-0,3	21,31	21
septiembre	$\beta_{ont} = -0.815\phi + 4.965$	-0,3	5,2	5
octubre	$\beta_{ont} = -0.829 \phi - 12.591$	-0,3	-12,34	-12
noviembre	$\beta_{ont} = -0,766 $ $\phi - 24,747$	-0,3	-24,51	-25
diciembre	$\beta_{opt} = -0,609 \phi - 25,817$	-0,3	-25,63	-26
Anual	$\beta_{opt} = -0.765 \phi + 3.38$	-0,3	3,6	4

Ángulo de inclinación óptimo mensual y anual para el hemisferio sur

De la Tabla 5, para el cálculo del se ha determinado una serie de valores que indistintamente según sea el mes, cambia el valor, lo que permitiría obtener la mayor irradiación de cada uno de los meses a lo largo del año.

Tabla 6

Comparación de la irradiancia generada en instalaciones con β fijo y β opt

Mes	$\beta = 10^{\circ}$	$\beta = -10^{\circ}$	$\beta = 15^{\circ}$	$\beta = -15^{\circ}$	$\beta = 20^{\circ}$	$\beta = -20^{\circ}$	$\beta = 25^{\circ}$	β = -25°	(βopt) mensual
enero	3638,25	4036,20	3496,30	4079,22	3340,67	4096,78	3172,54	4088,07	4091,96
febrero	4051,17	4347,28	3930,93	4367,26	3794,48	4364,13	3642,86	4337,59	4368,18
marzo	3764,36	3789,75	3718,42	3756,02	3657,18	3706,54	3581,12	3641,68	3807,49
abril	4128,37	3927,29	4130,67	3833,41	4113,06	3723,64	4075,52	3598,82	4131,67
mayo	4091,24	3693,47	4133,85	3550,25	4151,02	3392,72	4141,95	3222,07	4136,91
junio	3977,19	3505,15	4033,89	3343,97	4062,23	3169,55	4060,96	2983,23	3945,69
julio	4573,36	4029,69	4638,39	3842,35	4670,93	3638,93	4669,68	3420,96	4577,08
agosto	4281,31	3962,27	4306,47	3836,48	4308,08	3694,71	4285,74	3538,04	4305,54
septiembre	4364,32	4313,65	4327,97	4252,79	4272,28	4173,39	4197,65	4076,07	4381,07
octubre	4169,17	4386,50	4067,80	4388,92	3949,32	4369,77	3814,63	4329,02	4390,05
noviembre	3721,91	4099,86	3584,29	4138,65	3432,50	4152,61	3267,68	4141,03	4141,03
diciembre	3656,87	4125,62	3495,34	4180,41	3320,10	4206,52	3132,50	4202,78	4198,34
Promedio	4034,79	4018,06	3988,69	3964,14	3922,65	3890,78	3836,90	3798,28	4206,25

Por consiguiente, reafirmamos lo anteriormente dicho en la Tabla 6, donde podemos observar la comparación de los promedios anuales de irradiación solar obtenidos para valores de de 10°, -10°, 15°, -15°, 20°, -20°, 25°, -25° y el . De estos valores obtenidos de los ángulos propuestos, la irradiación solar es menor a 4000 W·h/m²·día, lo que es completamente diferente con el cuyo valor es de 4206.25 W·h/m²·día.

Figura 2





En la Figura 2, se evidencia que los valores de irradiación obtenidos utilizando el ángulo mensual presentan una tendencia similar a los registrados con ángulos fijos de 15° y 25° durante el mes de máxima irradiación, correspondiente a julio. No obstante, en un análisis anual, la curva generada con mensual refleja un comportamiento más uniforme y estable. Si bien los ángulos fijos muestran coincidencias puntuales en ciertos meses, presentan caídas significativas al inicio y al final del año, a diferencia del ángulo, que permite mantener niveles de irradiación más constantes a lo largo del periodo analizado.

Conclusión

Para instalaciones fijas en zonas cercanas a la línea ecuatorial, se ha determinado en esta investigación que, para lograr una mayor captación de la energía solar durante el año, los captadores planos puedan ser instalados con los siguientes ángulos de inclinación, . El ángulo con signo positivo significa que la superficie captadora está orientada hacia el ecuador y el negativo al polo más cercano. Por otra parte, para el caso de instalaciones fotovoltaicas utilizando el criterio dado en Arribas et al. (1999), donde se indica que el ángulo de inclinación debe ser mayor e igual a 15°, por lo que para esta aplicación se han seleccionado. Además, si se coloca algún tipo de sistema de seguimiento que pueda variar de acuerdo con el ángulo óptimo en cada mes del año, se tendría un promedio de 4206,25 Wh/ m²día. Por otra parte, como trabajo futuro se propone que se realice una investigación para determinar el ángulo óptimo con orientación este-oeste, sabiendo que en zonas de mayor nubosidad es factible colocar los captadores con la orientación anteriormente indicada, tomando en cuenta que en los 9 meses del año está presente la estación invernal, y en la mañana se captaría mayor radiación solar.

AGRADECIMIENTOS

84

Los autores desean agradecer al Dr. Isidoro Lillo Bravo, investigador del GTER, por sus valiosas contribuciones y sugerencias en la elaboración de este artículo. Además, expresamos nuestra gratitud a los colaboradores del Centro de Investigaciones Energéticas Tecnológicas y Ambientales CITECNIA CORP., de la ciudad de Sangolquí – Ecuador, por el levantamiento e interpretación de datos de insolación solar durante el período de dos años.

Referencias

- Allen, R. G., Trezza, R., & Tasumi, M. (2006). Analytical integrated functions for daily solar radiation on slopes. *Agricultural* and Forest Meteorology. <u>https://doi.</u> org/10.1016/j.agrformet.2006.05012
- Arribas, L., Bragado, J., & Caamaño, E. (1999). Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo. IEPALA.
- Bakirci, K. (2012). General models for optimum tilt angles of solar panels: Turkey case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 6149–6159. <u>https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.07.009</u>
- Carg, H. P., & Carg, S. N. (1993). Measurement of solar radiation - I. Radiation instruments. *Renewable Energy*, 3(4–5), 321–333. <u>https://doi.org/10.1016/0960-1481(93)9099-3</u>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2006). Solar engineering of thermal processes (3rd ed.). John Wiley & Sons.
- Ekadewi, A., Handoyo, B., & Djatmiko, I. (2012). The optimal tilt angle of a solar collector. *International Conference* on Sustainable Energy Engineering and Application (ICSAA 2012).
- Escalona, M. I., Solís, L. O., Castañeda, C. L., Olvera, C. A., & Martínez, M. R. (2024). Comparative analysis of solar radiation forecasting techniques in Zacatecas, México. *Applied Sciences*, 14, 7449. https://doi.org/10.3390/app14177449
- Goswami, D. Y. (2023). *Principles of solar engineering*. Taylor and Francis.

- Hay, J. E. (1993). Calculating solar radiation for inclined surfaces: Practical approaches. *Renewable Energy*, *3*(45), 372–380.
- Heywood, H. (1971). Operating experience with solar heating. *JIHVE*, *39*, 61-69.
- Jutglar, L. (2004). Energía solar: Energías alternativas y medio ambiente. Ediciones Ceac.
- Keshavarz, S. A., Talebizadeh, P., Adalatia, S., & Mehrabian, M. A. (2022). Optimal slope angles to determine maximum solar energy gain for solar collectors used in Iran. *International Journal of Renewable Energy Research, 2.*
- Khatib, A. T., Samiji, M. E., & Mlyuka, N. R. (2024). Optimum solar collector's north-south tilt angles for Dar es Salaam and their influence on energy collection. *Cleaner Engineering and Technology, 21*, 100778. <u>https://doi.org/10.1016/j.clet.2024.100778</u>
- Khosravi, A., Sandoval, O. R., Talebjedi, B., Laukkanen, T., García, J. J., & El Haj Assad, M. (2020). New correlations for determination of optimum slope angle of solar collectors. *Energy Engineering*. <u>https://doi.org/10.32604/</u> EE.2020.011024
- Lunde, P. J. (1980). Solar thermal engineering, space heating and hot water systems. John Wiley & Sons.
- Mousavi, S. A., Hizam, H., & Gomes, C. (2017). Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: Model revisited. *Energies*, *10*(1), 134. <u>https://doi.org/10.3390/en10010134</u>

- Muzathik, A. M., Ibrahim, M. Z., Samo, K. B., & Wan Nik, W. B. (2010). Estimation of solar global irradiation on horizontal and inclined surfaces based on the horizontal measurements. *Energy*. <u>https://doi.</u> org/10.1016/j.energy.2010.12.003
- Myers, D. R. (2003, September 15–16). Solar radiation modeling and measurements for renewable energy applications: Data and model quality. *National Renewable Energy Laboratory*, Edinburg, Scotland.
- Nijegorodov, N., Devan, K. R. S., Jain, P. K., & Carlsson, S. (1994). Atmospheric transmittance models and an analytical method to predict the optimum slope of an absorber plate variously oriented at any latitude. *Renewable Energy*, 4(5), 529–543.
- Norris, D. J. (1996). Solar radiation on inclined surfaces. *Solar Energy*, *10*(2), 72–76.
- Oliveira, M., López, H. S., Mendonga, P., & Tenpierik, M. (2024). Solar radiation measurements – Techniques and instrumentation. *Buildings*, 14(7). <u>https://</u> doi.org/10.3390/buildings14072117
- Qiu, G., & Riffat, S. B. (2003). Optimum tilt angle of solar collectors and its impact on performance. *International Journal of Ambient Energy*, 24(1), 13–20. <u>https://</u> <u>doi.org/10.1080/01430750.2003.96748</u> <u>98</u>
- Rufes Martines, P. (2010). *Energía solar térmica: Técnicas para su aprovechamiento* (1ra ed.). Editorial Marcombo.
- Tangkemanda, A., & Susanto, A. (s.f.). *The effect* of collector slope angle on the performance of solar water heater. Sulawesi Selatan.

- surfaces: Corrections and benchmarks. Solar Energy, 136, 288-302. https://doi. org/10.1026/j.solener.2026.06.062
- Yang, D. (s.f). Solar radiation on inclined Younes, S., Claywell, R., & Muneer, T. (2005). Quality control of solar radiation data: Present status and proposed new approaches. Energy, 30, 1533-1549.



Fuente: https://solarplacas.es/solar-panel-on-building/