

Trabajo de Diploma

Para Optar por el Título de

Ingeniero Eléctrico

**Determinación del ángulo óptimo de inclinación
de paneles solares en el municipio de Moa**

Autor: Angel José De la Cruz Rodríguez

Tutor: MSc. Liomnis Osorio Laurencio

Moa, 2018

“Año 60 de la Revolución”



Declaración de autoridad

En decisión conjunta, el autor Angel José De la Cruz Rodríguez y el tutor MSc. Liomnis Osorio Laurencio, certificamos nuestra propiedad intelectual sobre este Trabajo de Diploma con título: “Determinación del ángulo óptimo de inclinación de paneles solares en el municipio de Moa”. Somos los únicos autores de este Trabajo de Diploma, y autorizamos al Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, a hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Angel José De la Cruz Rodríguez

MSc. Liomnis Osorio Laurencio

Agradecimientos

A Dios por todas sus bondades, por darme la inteligencia necesaria y por guiar mis pasos durante todo este tiempo

A mi mamá, por haberme guiado y aconsejado, por su exigencia, por estar siempre a mi lado, por haber tenido la paciencia necesaria para perdonar mis errores, este logro es para ti.

A mi papá, por su preocupación y exigencia, este logro es para ti.

Para María, si no hubieras llegado a mi vida esto no sería posible.

A mi tutor Liomnis Osorio Laurencio, por sus consejos y conducción en esta investigación.

A mis tres hermanos, los conocí aquí y siempre estarán conmigo, gracias por existir.

A Alicia mi segunda madre, gracias por tus consejos y tu preocupación.

A mis tíos Dani, Marbelis, Lucia y Omar, por su preocupación y el cariño que me brindaron.

A Manoli, por preocuparse siempre por mí y por ser de los pocos que confió en mí cuando vine a estudiar.

A mis profesores, por haber hecho de mí un profesional.

A mis compañeros, con los que compartí los mejores años de mi vida, gracias por estar conmigo en las buenas y en las malas.

.

Resumen

En un panel fotovoltaico, para aumentar la captación de la radiación solar que incide en su superficie influye la latitud del lugar, el azimut, las condiciones climáticas de la región y el ángulo de inclinación. De ellos el único que puede ser calculado es el ángulo de inclinación. El objetivo de este proyecto es determinar el ángulo de inclinación óptimo para los paneles solares en la región de Moa.

En este proyecto se utilizó un modelo matemático que considera la Radiación Solar Global, Directa y Difusa con las cuales se estima la Radiación Solar Total que incide sobre la superficie del panel, esta se utilizó para determinar el ángulo óptimo diario y a partir de ello se estimó un ángulo óptimo mensual, anual y dos veces al año. Para la validación del modelo se le realizaron mediciones a un panel fotovoltaico con un trazador de curvas I-V entre las 10:00 am y 3:00 pm en intervalos de media hora. La potencia de salida y la eficiencia del panel fotovoltaico con ángulos estimados por el modelo fueron comparados por los generados con los ángulos de inclinación sugeridos en la bibliografía (15° y 30°).

Estimar el ángulo óptimo permite aumentar la generación eléctrica de los paneles, o sea, aumentar la producción de energía limpia y disminuir la utilización de combustibles fósiles lo que provoca que se emitan menos gases y sustancias tóxicas a la atmósfera y el medio ambiente.

Abstract

In a photovoltaic panel, the latitude of the place, the azimuth, the climatic conditions of the region and the angle of inclination influence to increase the capture of the solar radiation that affects its surface. Of them the only one that can be calculated is the angle of inclination. The objective of this project is to determine the optimum angle of inclination for solar panels in the Moa region.

In this project a mathematical model was used that considers the Global, Direct and Diffuse Solar Radiation with which the Total Solar Radiation is estimated that affects the surface of the panel, this was used to determine the optimum daily angle and from that was estimated an optimum angle monthly, yearly and twice a year. For the validation of the model, measurements were made to a photovoltaic panel with an I-V curve plotter between 10:00 am and 3:00 pm in half-hour intervals. The power output and the efficiency of the photovoltaic panel with angles estimated by the model were compared by those generated with the angles of inclination suggested in the bibliography (15° and 30°).

Estimating the optimum angle allows increasing the electrical generation of the panels, that is, increasing the production of clean energy and decreasing the use of fossil fuels, which causes less gases and toxic substances to be emitted into the atmosphere and the environment.

Índice

Introducción	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO Y CONTEXTUAL SOBRE PANELES FOTOVOLTAICOS Y SU INCLINACIÓN	5
1.1. Introducción	5
1.2. La energía solar	5
1.3. Fundamentos teóricos del Efecto Fotovoltaico	6
1.3.1. Influencia del ángulo de inclinación sobre la radiación incidente	8
1.3.2. Tipos de radiación solar	8
1.4. Ángulo de Inclinación	10
1.5. Investigaciones precedentes sobre la determinación del ángulo óptimo	13
1.6. Modelos matemáticos para calcular el ángulo óptimo de inclinación de paneles solares	19
1.6.1. Modelo Difuso Isotrópico (Duffie y Beckman)	20
1.6.2. Modelo Liu y Jordán	22
1.6.3. Modelo de Temps y Coulson	22
1.6.4. Modelo de Klucher	23
1.7. Antecedentes de investigaciones de la energía solar en Cuba	23
CAPÍTULO 2. OBTENCIÓN TEÓRICA Y EXPERIMENTAL DEL ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN PARA LA REGIÓN DE MOA	26
2.1. Introducción	26
2.2. Selección del método de cálculo teórico	26
2.3. Caracterización del clima de la región de Moa	29
2.4. Caso de estudio	30
2.4.1. Descripción del sistema	31
2.4.2. Características del sistema fotovoltaico	31
2.5. Instrumentos de medición empleados	33
2.5. Metodología para las mediciones experimentales	39
2.6. Conclusiones del capítulo	41
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	42
3.1. Introducción	42
3.2. Análisis de los resultados obtenidos de forma teórica	42
3.3. Análisis de los resultados obtenidos de forma experimental.	49
3.4. Comparación de las dos metodologías empleadas	60
3.5. Consideraciones económicas	60
3.5.1. Cálculo del ahorro de combustible	61
3.6. Impacto ambiental del uso de tecnologías fotovoltaicas	62
3.7. Conclusiones del capítulo	63
CONCLUSIONES	65
RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFÍA	67



Introducción

El petróleo y sus productos derivados, han sido desde la revolución industrial y durante más de dos siglos, la principal fuente de energía que nos proporciona los recursos necesarios para cubrir nuestras necesidades energéticas diarias, ya que interviene directa o indirectamente en todas las ramas y aplicaciones de la industria. Lamentablemente esta fuente natural es no renovable, y además de ser altamente contaminante a cada segundo que pasa las reservas petroleras a nivel mundial se agotan, pues el acelerado crecimiento de la población y en consecuencia de la industria ha incrementado la demanda de este combustible. Lo que nos lleva a mirar hacia el futuro y pensar que pasará cuando esté se agote, que alternativas existen, cuál es su funcionamiento y cuáles son sus aplicaciones.

Luego del encarecimiento notable de esta fuente de energía no renovable, resurgieron las preocupaciones sobre el suministro y precio futuro de la energía. Resultado de esto, los países consumidores, enfrentados a los altos costos del petróleo y a una dependencia casi total de este energético, tuvieron que modificar costumbres y buscar opciones para reducir su dependencia de fuentes no renovables.

Solo las fuentes de energía que explotan recursos renovables, como el viento, la biomasa, la geotermia o el Sol, son inagotables a escala humana. Además, pueden cubrir toda la demanda de energía mundial: la irradiación solar, en una hora, deja en la superficie terrestre tanta energía como la humanidad consume en un año.

La energía solar es una de las fuentes de energía renovable que más desarrollo está experimentando en los últimos años y con mayores expectativas para el futuro. Cada año el Sol arroja 4000 veces más energía que la que se consume, lo que demuestra que esta fuente energética está aún minimizada y poco explotada en relación a sus posibilidades. El aprovechamiento de la energía solar consiste en captar por medio de diferentes tecnologías la radiación del Sol que llega a la tierra con el fin de emplear esa energía para diferentes usos, como calentar agua, generar electricidad, etc.



La disponibilidad del recurso solar en Cuba es más que abundante, según Berriz *et al.* (2010) en cada metro se recibe una cantidad de energía solar equivalente a medio kilogramo de petróleo combustible, valor promedio prácticamente invariable durante todo el año. Sin contar los mares adyacentes se recibe cada año una radiación cuyo valor energético equivale a veinte mil millones de toneladas de petróleo. El equivalente al consumo actual de petróleo se recibe en un terreno de apenas 50 kilómetros cuadrados. La transformación directa de la radiación solar en electricidad por conversión fotovoltaica es una de las formas más promisorias de su aprovechamiento.

Los principales decisores han tomado mayor conciencia en el tema de la introducción de las fuentes renovables en la matriz energética del país. Como consecuencia de la implementación de los lineamientos de la Política Económica y Social del Partido Comunista de Cuba, se prevé un aumento considerable de las tecnologías fotovoltaicas conectadas al Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Muestra de ello, es la proyección de instalar 700 MW hasta el 2030 con un tiempo de recuperación de 11 a 13 años.

Los paneles fotovoltaicos, como en otros equipos, necesitan funcionar con el máximo rendimiento posible. Esto puede ser real mediante un diseño correcto, construcción, instalación y orientación. No obstante, el funcionamiento de un panel fotovoltaico es altamente influenciado por su orientación (ángulo de acimut, con respecto al Ecuador) y su ángulo de inclinación con la horizontal (con respecto al suelo). Este ángulo es específico para cada lugar y depende del día, mes y año por la posición del Sol. La determinación exacta del ángulo de inclinación para cada lugar de interés es esencial para la producción de la energía máxima por el sistema.

Algunas investigaciones realizadas en empresas del territorio nacional, como es el caso de INEL (Empresa de Ingeniería Eléctrica) y CEPRONIQUEL (Centro de Proyectos del Níquel), y otras realizadas en la literatura científica de la comunidad nacional, permitieron concluir que no existe un consenso sobre el ángulo óptimo que deben tener las instalaciones fotovoltaicas. Tal es el caso de Berriz, (2004), que realiza un estudio para determinar que el ángulo óptimo de inclinación de colectores



solares en la región de Guantánamo debe ser de 18° . Por otra parte, Berríz (1977) propone que el ángulo de inclinación en Cuba puede calcularse de forma sencilla, teniendo en cuenta solo la latitud del lugar, dando como resultado 30° . Sin embargo, los especialistas de las empresas de INEL cuando realizan la proyección de los parques fotovoltaicos de Cuba y otras pequeñas instalaciones, proponen un ángulo de 15° .

Es por ello que esta investigación tiene el propósito que calcular el ángulo óptimo de inclinación, aprovechando una instalación fotovoltaica existente en el Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa.

Situación problémica

En el municipio de Moa no se han realizado análisis sobre el ángulo de inclinación óptimo de los paneles solares.

Problema

¿Cómo instalar los paneles solares de un sistema fotovoltaico, ubicados en la región de Moa, de forma tal que su inclinación y azimut garantice la optimización de su rendimiento energético?

Objetivo

Determinar de forma teórica y experimental, el ángulo de inclinación óptimo de los paneles fotovoltaicos para el municipio de Moa y zonas aledañas.

Objetivos específicos

1. Realizar una crítica de algunas investigaciones precedentes realizadas en otras regiones de Cuba y resto del mundo.
2. Establecer las bases teóricas y experimentales para la determinación del ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares.
3. Medir la potencia de salida y otros parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos para diferentes ángulos de inclinación, en el ISMMM de Moa.



4. Calcular el impacto económico del sistema fotovoltaico empleado y explicar su efecto medioambiental.

Objeto de estudio

Ángulo de inclinación de los paneles solares.

Campo de acción

Cálculo y determinación del ángulo de inclinación de los paneles solares.

Hipótesis

Si se comparan los modelos matemáticos establecidos en la literatura científica, con los resultados experimentales obtenidos en la región de Moa, se podría determinar el ángulo de inclinación de los paneles solares, que garanticen la optimación del rendimiento energético del sistema fotovoltaico, para las diferentes estaciones del año.

Principales métodos de investigación utilizados

- Método de investigación documental y bibliográfica.
- Método de investigación teórico para la correcta caracterización del objeto de estudio.



CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO Y CONTEXTUAL SOBRE PANELES FOTOVOLTAICOS Y SU INCLINACIÓN

1.1. Introducción

Para determinar el ángulo de inclinación óptimo de una determinada región es importante conocer y estudiar ciertas variables que influyen notablemente en este. El ángulo de inclinación varía principalmente según la ubicación geográfica y el clima del lugar donde se va a realizar el estudio. Existen varias herramientas para determinar de forma acertada estas variables. En este capítulo se exponen los fundamentos teóricos que sustentan las bases de la energía solar y algunos de los métodos matemáticos que existen para determinar el ángulo de inclinación óptimo.

1.2. La energía solar

El Sol es una esfera de materia gaseosa intensamente caliente con un diámetro de 1,39 millones de km y está en promedio a 150 millones de km de la tierra. La superficie del Sol se encuentra a una temperatura efectiva de 5762 K; la temperatura en el interior se estima entre 8 y 40 millones de K.

La energía emitida por el Sol proviene, de una serie de reacciones termonucleares y exotérmicas. La radiación que emite tarda algo más de 8 minutos en alcanzar nuestro planeta, a razón de 3×10^5 km/s. De la radiación solar solo llega un 51,6% a la superficie de la tierra. Los restantes 48,4% se les pierde como reflexión (31%) y absorción (17,4%) en la capa de aire. La intensidad del Sol se mide en kW/m² o por MJ/m² (Larrea & Bayas, 2011).

Como la tierra se mueve alrededor del Sol en una órbita ligeramente elíptica, la distancia entre ellos varía desde 98,3% de la distancia media cuando la tierra está más cerca del Sol, hasta 101,7% de la distancia media cuando la tierra está más alejada del Sol (Universidad Pontificia Católica del Perú, 2003).

Pese a lo anterior, actualmente la energía solar no ha sido utilizada en gran escala, debido a que han existido otras fuentes relativamente fáciles de aprovechar, como los combustibles fósiles. La situación existente ha sido mantenida por los intereses geopolíticos, económicos-financieros en no cambiar los tipos de generación energética; además, dicha situación se ve influenciada por los factores tecnológicos y culturales.



Los países menos desarrollados, son los que tienen urgencia inmediata de aplicar la energía solar, al no poseer los recursos naturales que suministran los combustibles fósiles, los cuales se ven obligados a importar, creando de esa manera una fuga de divisas, muy necesarias para su desarrollo. la energía solar es una fuente de energía renovable, inagotable, limpia y sustentable en el tiempo.

Producto de la sobreexplotación de recursos no renovables y los efectos generados por su consumo, se puede percibir una creciente conciencia social y de los gobiernos, de sacar provecho de este tipo de energías. Esto es posible de ver por la mayor cantidad de sistemas de generación en base a energías renovables instalados y en proceso de instalación en nuestro, los cuales son utilizados como sistema auxiliar o principal, dependiendo de la ubicación y recursos de quien los utilice.

La demanda de energía eléctrica cada vez mayor en nuestro país y la necesidad de diversificar la matriz energética de Cuba, llevó al gobierno a desarrollar un plan que contempla un 15% de generación de energía en base a Energías Renovables. Ahora bien, la potencia de la radiación depende del momento del día, las condiciones atmosféricas y la ubicación. Bajo condiciones óptimas se puede asumir un valor aproximado de irradiancia de 1000 W/m^2 en la superficie terrestre. Esta radiación puede llegar a la tierra en forma directa o difusa.

1.3. Fundamentos teóricos del Efecto Fotovoltaico

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico fue identificado por primera vez en 1839 por Becquerel, quien observó que la tensión que aparecía entre dos electrodos inmersos en electrolito dependía de la intensidad de luz que incidiese sobre ellos. El mismo efecto fue observado por Adams y Day, en 1879, pero esta vez utilizando un elemento sólido: el Selenio. Sin embargo, la primera célula solar moderna tuvo que esperar a Chapin en 1954 (Camarena Rojas & Lozano Vilcarano, 2016).



La motivación para el estudio y desarrollo de las células solares durante los primeros años de investigación fue su aplicación como fuente suministradora de energía a los satélites espaciales. Hoy se espera que las células solares y la energía solar fotovoltaica contribuyan de forma importante al suministro de energía limpia a la sociedad (Camarena Rojas & Lozano Vilcarano, 2016).

Aunque la teoría atómica es complicada, se conoce que los electrones que se encuentran orbitando alrededor del núcleo atómico no pueden tener cualquier energía sino solamente unos valores determinados que se denominan niveles energéticos a los que se nombra: 1s, 2s, 2p, 3s, etc. En el caso del Silicio la última capa, la número 3, posee cuatro electrones y faltan también cuatro electrones para completarla. En la figura 1.1 vemos un átomo de Silicio y sus niveles de energía. Cuando los átomos de Silicio se unen unos a otros comparten los electrones de las últimas capas con los átomos vecinos formando lo que se denomina enlaces covalentes, muy estables y fuertes. Estas agrupaciones se llevan a cabo de forma ordenada dando lugar a un sólido de estructura cristalina (Camarena Rojas & Lozano Vilcarano, 2016).

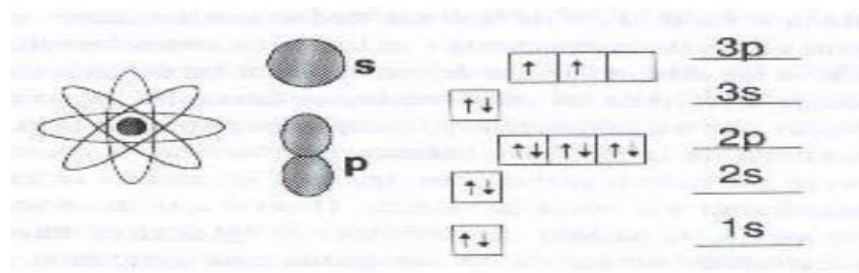


Figura 1.1. Átomo de Silicio y sus niveles de energía. (Fuente: Cimientos de la mecánica cuántica)

De la misma forma que los electrones en un átomo no pueden tener cualquier energía, los electrones en un cristal tampoco pueden tomar cualquier energía. Sin embargo, lo que antes, en el átomo, era un único nivel, ahora, son agrupaciones de niveles llamadas bandas de energía. Y de la misma forma que los últimos niveles energéticos en un átomo definen las propiedades químicas del átomo, las últimas bandas de energía definen las propiedades electrónicas de un cristal. Las dos últimas bandas ocupadas (total o parcialmente por electrones) reciben el nombre de banda de conducción (para la más energética) y banda de valencia (Lorenzo, 1994).



1.3.1. Influencia del ángulo de inclinación sobre la radiación incidente

El ángulo de inclinación es uno de los parámetros importantes para captar la máxima radiación solar que incide en los paneles solares. Este ángulo es específico para cada lugar y depende del día, mes y año por la posición del Sol. La determinación exacta del ángulo de inclinación para cada lugar de interés es esencial para la producción de la energía máxima por el sistema. Se encuentra que la ganancia de energía es más para el ángulo de inclinación óptimo mensual que estacional o anual para cualquier posición (Kumar & Chandel, 2013).

El ángulo óptimo de inclinación es el ángulo donde la radiación solar incide perpendicularmente en la superficie. Cuando el ángulo de incidencia de radiación $\cos\theta$ directa en una superficie, θ , es más pequeño, entonces será más grande. Maximizar $\cos\theta$ en una superficie puede maximizar la radiación solar recibida en esa superficie. Así, el ángulo de inclinación óptimo del colector es obtenido de la $\cos\theta$ primera derivada de con respecto al ángulo de inclinación (Ekadewi & Djatmiko, 2013).

1.3.2. Tipos de radiación solar

La radiación solar se manifiesta en tres principales tipos y son los que intervienen en su totalidad cuando se habla de generación fotovoltaica. Podemos citarlos de la siguiente forma.

Radiación Directa (I_b): Es aquella que se manifiesta llegando de manera ininterrumpida, viajando desde el Sol en línea recta hasta un punto determinado en la superficie terrestre.

Radiación Difusa (I_d): Es aquella que, a diferencia de la directa, no sobrepasa la atmosfera sin interrupciones, sino que como consecuencia de los átomos y moléculas que se encuentran formando parte de ella, tiende a desintegrar parte de sus componentes y se considera a la radiación difusa como la que emerge de la atmosfera y llega hacia un punto determinado en la superficie terrestre. También existe la radiación reflejada, pero en casos de generación fotovoltaica no se la considera con mayor relevancia por ser una aquella que se presenta o se genera al rebotar o reflejarse con algún elemento ubicado en la tierra, y al



tener un colector de radiación de forma horizontal no tendría mayor influencia sobre él.

Radiación Global (I): Es la resultante de la suma de la Radiación directa y de la radiación difusa. ($I_b + I_d$). Esto se aplica cuando se tiene superficies horizontales como receptor. La medida de radiación directa y difusa está totalmente sujeta a las fluctuaciones climáticas diarias y estacionales. Es decir, en verano y días soleados tenemos mayor promedio de concentración de energía, caso contrario con los días soleados y estaciones invernales. En los lugares templados en la Tierra, la medida anual de radiación difusa va a exceder notablemente de la directa.

Durante el tiempo de invierno, la radiación útil para la generación fotovoltaica, es casi en su totalidad radiación difusa, a diferencia del verano que viene a ser todo lo contrario, pero en la mayor parte del año la generación se basa en su gran mayoría con radiación difusa. Al contrario, en las zonas más cercanas a la línea ecuatorial, los niveles de radiación directa son muy altos en la mayoría de los lugares puestos a medición. En regiones con mucha nubosidad, la contribución de la radiación difusa a la radiación global puede llegar a ser mayor al 80%. En la figura 1.2 se muestran los flujos de la Radiación solar hacia la tierra.

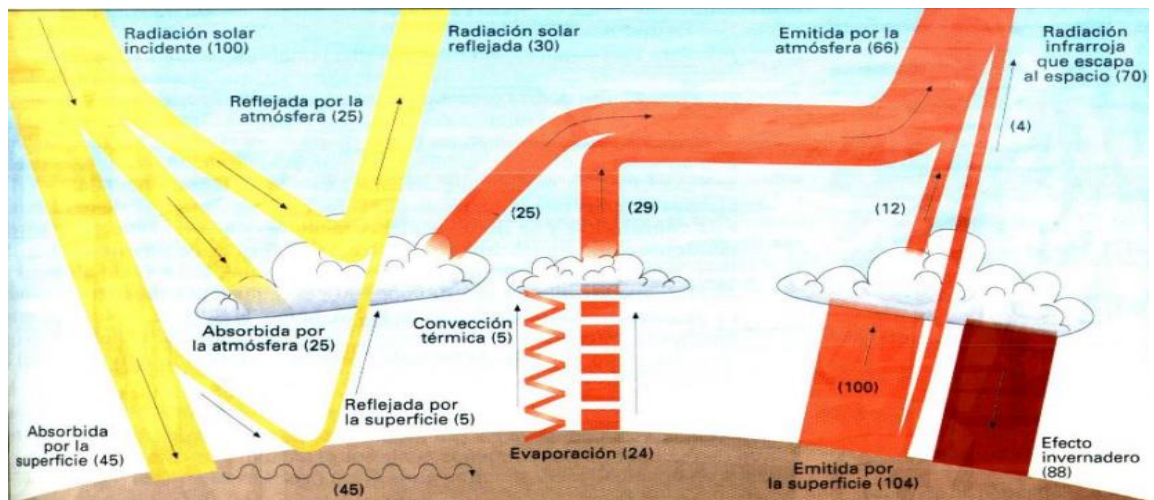


Figura 1.2. Flujos de la Radiación Solar en la Tierra (Fuente: Tian y Zhao (2013))

1.4. Ángulo de Inclinación

Skeiker (2009) define al ángulo de inclinación como “(...) el ángulo entre el plano de la superficie del colector y la horizontal, es óptimo cuando el ángulo de incidencia es mínimo para que la radiación directa sea el máximo”.

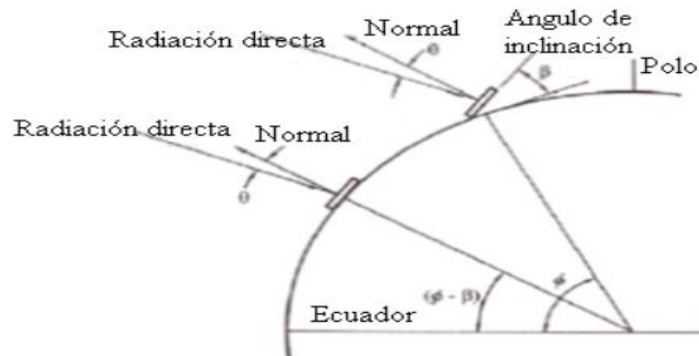


Figura 1.3. Efecto de la inclinación del colector (Fuente: Patkó et al. (2013))

El ángulo de inclinación es uno de los parámetros importantes para captar la máxima radiación solar que incide en los paneles solares. La Figura 8 muestra las relaciones geométricas de los paneles fotovoltaicos ubicados en la superficie de la Tierra. Este ángulo es específico para cada lugar y depende del día, mes y año por la posición del Sol. La determinación exacta del ángulo de inclinación para cada lugar de interés es esencial para la producción de la energía máxima por el sistema. Se encuentra que la ganancia de energía es más para el ángulo de inclinación óptimo mensual que estacional o anual para cualquier posición (Kumar & Chandel, 2013).

La Esfera Celestial

La esfera celestial tiene un poste celestial del norte y del sur, así como un ecuador celestial que sean puntos de referencia proyectados a las mismas posiciones respecto a la superficie de la tierra. La ascensión y la declinación derechos sirven como un sistema coordinado absoluto fijado en el cielo, más bien que sistema relativo como el sistema de zenith/horizon. La ascensión derecha es el equivalente de la longitud, sólo está medida sobre horas, minutos y segundos (puesto que la tierra rota en las mismas unidades).

La declinación es el equivalente de la latitud medido grados del ecuador celestial (0 a 90). Cualquier punto del celestial (es decir la posición de una estrella o de un planeta) se puede referir con una ascensión y una declinación derechos



únicas. La esfera celestial tiene un poste celestial del norte y del sur así como un ecuador celestial que se proyecten de puntos de referencia de la superficie de la tierra. Puesto que la tierra gira su eje una vez cada 24 horas, las estrellas remontan arcos a través del cielo paralelo al ecuador celestial. El aspecto de este movimiento variará dependiendo de donde usted está situado en la superficie de la tierra. Observe que la rotación diaria de la tierra hace cada estrella y planeta hacer una trayectoria circular diaria alrededor del poste celestial del norte designado el movimiento diurnal.

Acimut (Azimut)

Del árabe "as-sumut", plural de "as-samt", significa la dirección, el cenit. Ángulo que forma el círculo vertical que pasa por un punto de la esfera celeste o del globo terráqueo con el meridiano. Es una de las dos coordenadas del sistema altacimutal o sistema de coordenadas astronómicas horizontales.

La otra coordenada es la altura, que se mide como la distancia angular de un cuerpo celeste sobre el horizonte, es decir, el ángulo entre el plano del horizonte y la línea que une al observador y al cuerpo celeste, o el arco de circunferencia vertical que se extiende entre el cuerpo celeste y el horizonte.

En astronomía, un sistema coordinado celestial es un sistema coordinado para transposiciones en el cielo. Hay diversos sistemas coordinados celestiales cada uno que usa una rejilla coordinada proyectada en la esfera celestial, en analogía al sistema coordinado geográfico usado en la superficie de la tierra. Los sistemas coordinados se diferencian solamente en su opción del plano fundamental, que divide el cielo en dos hemisferios iguales a lo largo de un gran círculo. (el plano fundamental del sistema geográfico es el ecuador de la tierra).

Altacimutal

Es uno de los sistemas que se utilizan para establecer la posición de un objeto en la esfera celeste. Este sistema de coordenadas describe la posición de un objeto con respecto al horizonte visible local. Puntos debajo del horizonte tienen alturas negativas. La altura es a veces llamada elevación. El altacimut es el ángulo medido a partir del norte en el sentido de las agujas del reloj. Las coordenadas altacimutales de un objeto son coordenadas locales, y cambian constantemente con el tiempo. También recibe este nombre un tipo específico



de soporte para los instrumentos ópticos, que permite mover el tubo del telescopio en cualquier dirección.

Irrradiación

La potencia de la radiación solar, que se recibe en un instante dado sobre un captador de una superficie determinada, se le conoce como irradiancia y se mide en unidades de W/m^2 . Se sabe que la atmósfera terrestre está constituida por gases, nubes, vapor de agua, partículas contaminantes y sólidos en suspensión, que constituyen lo que se conoce comúnmente como masa de aire.

A medida que la luz solar la atraviesa, ésta sufre procesos como los anteriormente nombrados, pero que vale la pena recordar como son: absorción, reflexión y refracción, y lo que, en consecuencia, hace que la irradiancia disminuya su valor respecto de afuera de la atmósfera. Bajo condiciones de atmósfera limpia, sin ningún proceso óptico y estando el Sol en el cenit, la irradiancia máxima que un captador podría recibir es de 1000 W/m^2 . Como un valor promedio normalizado.

Para un día despejado, la componente recibida mayormente en el captador es la directa, mientras que, en un día nublado, es la componente difusa, ya que la radiación directa es obstruida por las nubes. A lo largo del día y bajo condiciones atmosféricas iguales, la irradiancia recibida en un captador varía cada instante, presentando valores mínimos en el amanecer y atardecer, y adquiriendo valores máximos al mediodía. Esto es, por ejemplo, que a las 10 am, el valor de la irradiancia sea diferente y menor al que se obtiene a las 12 pm, ya que la distancia de la luz solar al mediodía es mínima. Lo anterior, se debe a efectos horarios y estacionales (Bustamante, 1996).

Insolación

Es el valor acumulado de la irradiancia en un tiempo dado. Si el tiempo se mide en horas (h), la insolación tendrá unidades de Watts-hora por metro cuadrado (Wh/m^2). Generalmente, se reporta este valor como una acumulación de energía que puede ser horaria, diaria, estacional o anual. La insolación también se expresa en términos de Horas Solares Pico (HSP). Una hora solar pico es equivalente a la energía recibida durante una hora, a una irradiancia promedio de $1,000 \text{ W/m}^2$ (Bustamante, 1996).



1.5. Investigaciones precedentes sobre la determinación del ángulo óptimo

A lo largo de la historia de la humanidad, el hecho de poder convertir la energía solar en electricidad y aprovechar este recurso natural para sus propios fines ha sido uno de los sueños más deseados por el ser humano. La creciente demanda de energía que la sociedad exige, unido al hecho que las fuentes de energía convencionales, las derivadas del petróleo (las más contaminantes), inevitablemente se extinguirán han convertido este sueño en una necesidad.

Shariah, Al-Akhras y Al-Omari (2002) en su investigación titulada “*Optimizing the tilt angle of solar collectors*”, calcularon el ángulo de inclinación óptimo anual para un calentador solar de agua por termosifón instalado al norte (Amman) y sur (Aqaba) de Jordania utilizando el programa de computadora versátil TRNSYS (Simulación de Sistemas Transientes), destacan que un colector solar necesita ser fijado a un ángulo de inclinación para maximizar el funcionamiento del sistema y para ello utilizan la fracción solar del sistema y eficiencia anual del colector como indicadores para encontrar el mencionado ángulo para el calentador solar, mientras que el programa TRNSYS necesita como dato de ingreso la radiación solar diaria promedio mensual y es suministrada por el Departamento Meteorológico de Jordania, a partir de ello estima la radiación solar por hora para superficies inclinadas con el método de cálculo desarrollado por Rousan (1996).

Para la validación experimental utilizan colectores solares de placa plana de área de 2 a 5 m² conectado a un tanque de almacenamiento de 100 a 250 L y un mezclador antes del agua de salida del sistema. La carga diaria de 150 L a una temperatura de 55 °C se suministra al usuario y se distribuye sobre un período de 24 horas según el perfil de distribución de agua caliente conocida Rand.

La razón volumen de tanque de almacenamiento y área del colector mantienen constante igual a 50 L/m². Los resultados indican que el ángulo de inclinación óptimo para maximizar la fracción solar es mayor de 5° a 8° al que maximiza la radiación solar en el colector solar, por ello depende de la estrategia de operación, y que 16 los sistemas operan con una fracción solar suficientemente alta en las regiones norte y sur de Jordania con un rango del ángulo de inclinación óptimo del valor de la latitud más 20°.



Oscar Perpiñán Lamigueiro en su tesis doctoral titulada “Grandes Centrales Fotovoltaicas: Producción, seguimiento y ciclo de vida”, describe un modelo matemático en el cual se multiplica la latitud geográfica del lugar con 0,69 sumado a 3,7. En este modelo no se tiene en cuenta ningún tipo de radiación por lo cual su resultado a pesar de ser aproximado al ángulo óptimo real no es tan exacto como otros que si lo utilizan.

Skeiker (2009) en su investigación titulada “*Optimum tilt angle and orientation for solar collectors in Syria*”, desarrolló un procedimiento analítico para obtener fórmulas que requieren un número mínimo de parámetros para determinar el ángulo de inclinación óptimo para cualquier día en el año, latitud y ángulo de acimut de algún lugar de los hemisferios, pero determina el valor óptimo para las principales zonas de Siria (diferentes latitudes de 0° a 60°) y en periodos específicos de tiempo. Debido a que reconoce la importancia de este ángulo como un parámetro que afecta al rendimiento de un colector solar, porque influye en la cantidad de energía que el colector solar absorberá.

Para obtener la relación que estima la radiación solar supone la condición de atmosfera estándar (la radiación solar que incide es constante y no considera los componentes de la radiación solar ni la dirección) que se utiliza para aplicaciones de energía solar, a pesar que produce una sobreestimación considera que el valor óptimo es el mismo.

A partir de la función objetivo maximiza la energía captada aplicando la derivada con respecto al ángulo de inclinación, resultando una relación matemática específica para el hemisferio norte y que está en función a latitud, declinación solar, ángulo horario y de puesta del Sol y en base a la relación estima para 13 lugares los ángulos de inclinación óptimos para el primer y último día de cada mes y el día 15, para cada mes, estación y todo el año.

Sus resultados lo validan con los obtenidos por Nijegorodov (2003) en un estudio similar para la misma zona. Con ello el incremento de la radiación solar ganada es del 28%, 26% y 20% si se realiza el cambio del ángulo de inclinación mensual, estacional y anual, respectivamente, comparada con una superficie horizontal.

Tang, Gao, Yu y Chen (2009) en su investigación titulada “*Optimal tilt angles of allglass evacuated tube solar collectors*”, determinaron los ángulos de inclinación



óptimos de un colector solar de tubos evacuados fijo y realizaron las investigaciones de los efectos de algunos parámetros estructurales en su colección de energía anual, instalado en cualquier inclinación y ángulos de azimut, para la mayoría de lugares de China.

A diferencia de los colectores de placa plana, la radiación colectable anual en un sólo tubo de los colectores de tubos evacuados se relaciona con muchos factores como el tamaño de tubos solares, distancia central entre dos tubos adyacentes, uso del tipo de deflectores (DFR), tipo de colector, distancia entre DFR y tubos solares, latitud del lugar y condiciones climáticas.

Por consiguiente, los colectores deberían ser instalados con un ángulo de inclinación 17° óptimo del horizonte, para maximizar la colección anual de energía, para ello desarrollaron un procedimiento matemático detallado para calcular la radiación colectable diaria promedio mensual en un tubo del colector solar considerando sólo la radiación directa y difusa (el día medio de cada mes en el año fue seleccionado como el día representativo del mes), basado en la geometría solar, conocimiento de la transferencia de la radiación bidimensional así como también de las mediciones de la radiación diaria promedio mensual sobre la superficie horizontal en todo el año.

Los resultados muestran que la radiación anual que ingresa en los tubos es afectada por los factores detallados (especialmente del uso de DFR, distancia central entre los tubos y el ángulo de acimut) y sólo presentan el ángulo de inclinación óptimo anual para cada lugar considerado (cuyas latitudes oscilan entre 23° y 46°) y concluyeron que el ángulo de inclinación es menor que la latitud en 10° o 20° , dependiendo si el colector solar usa o no deflectores.

Ekadewi y Djatmiko (2013) en su investigación titulada "*The optimal tilt angle of a solar collector*", estimaron el ángulo de inclinación óptimo para Surabaya-Indonesia ($7,2^\circ$ Sur), considerando la importancia de este ángulo en la cantidad de radiación solar incidente en un colector solar, porque para este lugar no existen estudios y los existentes son para otras zonas, que necesitan como información las mediciones de la radiación directa y difusa, las cuales no son disponibles en muchos lugares.



El fundamento de la ecuación que desarrollaron es que cuando el ángulo de incidencia de radiación directa en una superficie, θ , es más pequeño, entonces $\cos\theta$ será más grande, por lo tanto, maximizando $\cos\theta$ en una superficie se maximiza la radiación solar incidente en esa superficie, ambos tienen la misma tendencia. Así, el ángulo de inclinación óptimo del colector solar es obtenido de la primera derivada de $\cos\theta$ con respecto al ángulo de inclinación. Los parámetros que se necesitan son latitud, tiempo, día, y orientación de la superficie.

Presentan el ángulo de inclinación para cada día del año cuando se orienta al norte-sur (los valores negativos indican que la orientación es la opuesta, o sea al sur en lugar del norte o viceversa) o este-oeste (requiere de dos colectores, uno al este en la mañana y el otro al oeste por la tarde), que es el promedio de cada día evaluado de las 7 a 12 am, considerando la simetría de la radiación solar y del ángulo horario alrededor del mediodía.

Para la validación de la ecuación desarrollada, los autores realizaron la comparación con la investigación de Tanget al., (Duffie & Beckman, 2013) y las mediciones de la radiación solar de algunos días de junio del 2008, diciembre del 2009, enero del 2010 y marzo y abril del 2011. Con Tang et al.(2009) Presentan diferencias alrededor de 10° en enero, febrero y diciembre, y es menor en los 18 demás meses, la discrepancia total es que Tang et al.(2009) considera el ángulo igual a cero cuando el calculado es negativo. Mientras que la ecuación es válida considerando los resultados de (Duffie & Beckman, 2013), y las mediciones.

Para un colector instalado en Surabaya Indonesia, el ángulo de inclinación óptimo durante el 12 de marzo y 30 de septiembre varía entre 0° - 40° (hacia el norte) y durante el 1 de octubre y 11 de marzo está entre 0° - 30° (hacia el sur). Si se opta por la orientación este-oeste el ángulo de inclinación óptimo es 36° - $39,4^\circ$.

Kumar y Chandel (2013) en su publicación titulada *"Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review"* proveen un estado de actualización de investigaciones y aplicaciones de diversos métodos computacionales para determinar el ángulo de inclinación óptimo de un panel solar usando diferentes



técnicas de optimización. Debido a la relevancia de este ángulo en la producción de energía y reducción del costo del sistema de energía solar. En la revisión presentan el modelamiento de la radiación solar en superficies inclinadas que involucra el tiempo solar, geometría solar y distribución de la radiación solar global. La radiación incidente global en una superficie inclinada considera la radiación directa, difusa y reflejada.

La primera diferencia entre los diversos métodos es el cálculo de la radiación difusa, debido a que tiene como componentes el isotrópico, circunsolar y de horizonte iluminado existen diversos modelos para estimarlo, clasificados como isotrópicos y anisotrópicos, el primero considera la condición de un cielo nublado y que la intensidad de radiación difusa del cielo es uniforme y el otro todos los componentes de la radiación difusa.

La segunda diferencia es la consideración o no de la radiación reflejada, sustentada porque en proporción a las demás es mínima y está en función al cálculo de la reflectancia (albedo) de la tierra. Para definir qué modelo utilizar influye considerablemente si del lugar de estudio se dispone de las mediciones de la radiación global, directa o difusa.

Luego de determinar el modelo matemático que estima la radiación solar global, la etapa siguiente es la optimización de la función objetivo, por ello describen, además de la técnica de red neural artificial, las técnicas denominadas: Algoritmo Genético, Endurecimiento Simulado y Optimización de Movimiento de Partículas que son adecuadas para problemas que incluye variables no lineales complejas.

Los valores del ángulo de inclinación varían por cada autor, no hay una relación matemática única ni intervalos de variación similares, lo que sí coinciden en las investigaciones, que depende de la latitud del lugar de estudio. No detallan estudios para lugares de América del Sur, pero si para ciudades representativas de países como Canadá, Grecia, Turquía y Malasia de Europa y Asia.

Patkó *et al.* (2013) en su investigación titulada *“Evaluation the impact tilt angle on the sun collectors”*, determinaron los ángulos de inclinación (anual y estacional) de un colector solar de placa plana en la que será capaz de transformar la mayor cantidad de energía del Sol.



Esto quiere decir que el ángulo de inclinación debería ser modificado según el movimiento del Sol para cada día del año, el cual es técnicamente inimaginable e impracticable. Por ello, entre los problemas complejos de la operación de los colectores solares, se encuentra la determinación del ángulo de inclinación óptimo de los colectores solares. En base a la experiencia y consideraciones teóricas de las leyes del movimiento relativo de la Tierra-Sol, estimaron el ángulo de inclinación para los periodos mencionados, que fueron validados por mediciones de laboratorio en la Universidad de Óbuda, Budapest (47,5° N)- Hungría durante el 2011.

En las experimentaciones se utilizaron dos colectores solares en paralelo de 1,6 m² con sus respectivos tanques de almacenamiento e intercambiadores de calor con un líquido anticongelante, en la que midieron la temperatura y flujo másico del agua y líquido y las características de la atmósfera externa que fueron procesadas por un sistema de PLC. Las comparaciones de ambos colectores fueron realizadas en función a la razón de las temperaturas del agua de salida de ambos colectores. No evaluaron en la primavera porque suponen que en otoño y primavera dan el mismo resultado. Los ángulos de inclinación determinados se calculan según las ecuaciones 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4 (Patkó *et al.*, 2013).

$$\beta_{anual} = \phi + (10^{\circ} - 20^{\circ}) \quad (1.1)$$

$$\beta_{verano} = \phi - \delta \quad (1.2)$$

$$\beta_{anual} = \phi + \delta \quad (1.3)$$

$$\beta_{primavera} = \beta_{otoño} = \phi \quad (1.4)$$

Las mediciones hicieron constatar que, si el colector solar no está en el ángulo óptimo anual, la potencia del colector disminuye entre 10% al 20%, incluso en el verano-cuando la posibilidad de transformación de energía es la mejor-es entre 20% al 30%.

Vishal, Ihaddadene, Bey y Hamdibacha (2014), en su investigación titulada “*The effects of volumetric flow rate and inclination angle on the performance of a solar thermal collector*”, presentan un estudio experimental sobre la influencia de la



velocidad de flujo volumétrico y el ángulo de inclinación sobre el rendimiento de un colector solar. Las pruebas se realizaron en un sistema de demostración de energía solar (ET200), que consiste en un colector solar, un tanque de almacenamiento, un armario de control y mando y de una lámpara solar de alta potencia que simula energía solar.

Se evaluó para una intensidad de radiación solar de $1,033 \text{ kW/m}^2$ y el ángulo de inclinación de 0° , y luego se incrementó el ángulo de inclinación de 0° a 60° , lo cual incrementó la eficacia del colector. Obtuvieron una relación lineal: $n=0,43a+53,07$ con un alto coeficiente de regresión ($r^2=0,967$), se refiere a la eficiencia del colector en función al ángulo de inclinación.

1.6. Modelos matemáticos para calcular el ángulo óptimo de inclinación de paneles solares

El efecto de la orientación y el ángulo de inclinación de una superficie colectora de la radiación solar, por ejemplo, un captador solar plano o un panel fotovoltaico, han sido ampliamente estudiadas en varias investigaciones. En la figura 1.4 se muestran los ángulos que intervienen en el cálculo de la radiación solar total sobre una superficie receptora. Varios métodos se han propuesto en la literatura para encontrar el ángulo óptimo. A continuación, se detallan algunos de estos modelos clásicos para calcular dicho ángulo.

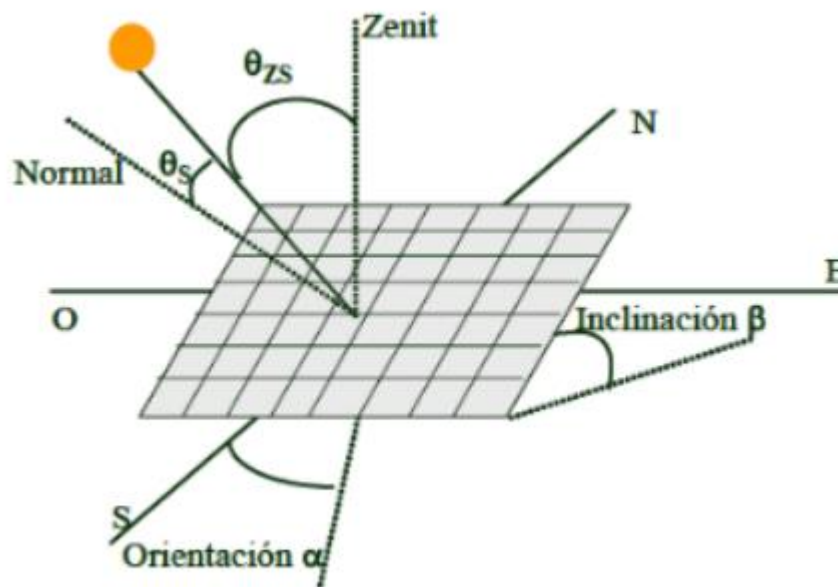


Figura 1.4. Ángulos que intervienen en el cálculo de la radiación solar total sobre una superficie receptora (Inguil y Espinoza, 2014).



1.6.1. Modelo Difuso Isotrópico (Duffie y Beckman)

Glosario:

- Radiación Global(I)
- Radiación Directa (I_b)
- Radiación Difusa(I_d)
- Irradiación reflejada(I_ρ).
- Declinación solar(δ).
- Ángulo de inclinación(β)
- Ángulo de la hora solar(ω).
- Ángulo de incidencia del Sol(θ).
- Ángulo cenital(θ_z).
- Factor de conversión de radiación directa(R_b).
- Factor de conversión de radiación difusa(R_d).
- Factor de conversión de radiación reflejada(R_r).
- Radiación solar total sobre la superficie inclinada(I_t).
- Albedo(ρ).
- Acimut(γ).

La radiación solar sobre una superficie inclinada es una suma de tres componentes, el componente directo que dependerá del ángulo de incidencia de los rayos solares, el componente difuso y el componente reflejado (Bakirci, 2012), los cuales están definidos por la ecuación 1.5:

$$I_T = I_b R_b + I_d R_d + I_\rho R_r \quad (1.5)$$

Donde R_b , R_d y R_r son los factores de conversión de cada componente.

Una gran cantidad de la irradiación solar que llega a la superficie se refleja en ella. La irradiación solar que es reflejada por la superficie se conoce como albedo ρ . La irradiación reflejada I_ρ se calcula según la ecuación 1.6, y es la fracción de la irradiación global I medida por las estaciones que no se refleja en la superficie (Siam, 2000).

$$I_\rho = (I \cdot \rho) \quad (1.6)$$



El factor de conversión de la radiación solar directa es la relación entre la irradiancia solar directa sobre una superficie inclinada $I_{b,n}$ para una superficie I_b (Fylladitaquis & Emmanouil, 2014) y está definido por la ecuación 1.7:

$$R_b = \frac{I_{b,n} \cos \theta}{I_{b,n} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (1.7)$$

Donde $\cos \theta$ es el ángulo de incidencia solar ya que el Sol tiene una trayectoria elíptica, el ángulo de incidencia del Sol en el colector variara a lo largo del día y está dado por la ecuación 1.8:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \text{sen} \delta \text{sen} \phi \cos \beta - \text{sen} \delta \sin \phi \cos \gamma + \\ & \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \text{sen} \phi \text{sen} \beta \cos \gamma \cos \omega + \\ & \cos \delta \text{sen} \beta \text{sen} \gamma \text{sen} \omega \end{aligned} \quad (1.8)$$

En donde γ es el ángulo acimut de la orientación (Campuzano & Chiriboga, 2010).

$\cos \theta_z$ Es el ángulo cenital y está en función del ángulo de declinación solar δ el ángulo de la hora solar ω y la latitud Φ (Fylladitaquis & Emmanouil, 2014) y está definido por la ecuación 1.9:

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \text{sen} \phi \text{sen} \delta \quad (1.9)$$

El ángulo de declinación solar está conformado entre los rayos del Sol y el plano ecuatorial de la tierra (Khoo *et al.*, 2014) y está representado por la ecuación 1.10:

$$\delta = 23.45 \text{sen} \left[360^\circ \left(\frac{248+n}{365} \right) \right] \quad (1.10)$$

Donde n es el día del año.

El ángulo de la hora solar ω es la distancia angular entre el círculo de la hora del Sol y el meridiano local. Conociendo la hora solar y conociendo el origen de las coordenadas del meridiano local que corresponde a 15° se determina mediante la ecuación 1.11 (Censolar, 2014):

$$\omega = 15 \cdot (HS - 0,5) - 12 \quad (1.11)$$

Donde HS es la hora solar.



El factor de conversión de la radiación difusa R_d es la proporción de incidencia de la radiación difusa sobre la superficie inclinada $I_{d,t}$ para el plano horizontal I_d (Filladitakis y Emmanouil, 2014) y está definido por la ecuación 1.12:

$$R_d = \frac{I_{d,T}}{I_d} = \frac{1+\cos\beta}{2} \quad (1.12)$$

Donde β es la inclinación de la superficie captora.

El factor de conversión de la radiación reflejada R_r es parte de la incidencia de la radiación reflejada sobre una superficie inclinada $I_{r,T}$ para un horizontal I_r (Khoo *et al.*, 2014) la cual se define por la ecuación 1.13:

$$R_r = \frac{I_{r,T}}{I_r} = \frac{1-\cos\beta}{2} \quad (1.13)$$

1.6.2. Modelo Liu y Jordán

El modelo de Liu y Jordan (1961) como se muestra en la ecuación 1.14 es muy parecido al anterior ya que tienen las mismas variables y aunque la ecuación varia el resultado termina siendo igual.

El Modelo Difuso Isotrópico tiene factores de conversión R_d y R_r pero como se puede ver en la ecuación 1.12 y 1.13 estos valores resultan ser $\frac{1+\cos\beta}{2}$ y $\frac{1-\cos\beta}{2}$ que están presentes directamente en el modelo Liu y Jordan.

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) + I_p \left(\frac{1-\cos\beta}{2} \right) \quad (1.14)$$

1.6.3. Modelo de Temps y Coulson

El modelo de Temps y Coulson (1977) a diferencia de los antes tratados, considera que el contenido del cielo es anisotrópico y este modelo es una modificación de los isotrópicos el cual está en la base de la ecuación 1.14 que a continuación se muestra:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) (1 + \text{Sen}^3 \frac{\beta}{2}) + (1 + \cos^2 \theta \text{sen}^3 \theta_z) + I_p \left(\frac{1-\cos\beta}{2} \right) \quad (1.15)$$



1.6.4. Modelo de Klucher

El modelo de Klucher (1979) modifica el anisotrópico de Temps y Coulson mediante un factor modulante F . A continuación, se detalla la ecuación:

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 + F \sin^3 \frac{\beta}{2}) + (1 + F \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) + I_\rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1.16)$$

El factor F está en función de la Radiación Difusa I_d y la Radiación Global I que son los datos que se muestran a continuación en la ecuación 1.17:

$$F = 1 - \left(\frac{I_d}{I} \right)^2 \quad (1.17)$$

1.7. Antecedentes de investigaciones de la energía solar en Cuba

La primera celda solar de silicio se hizo en 1975, cuando comenzaban las investigaciones en la temática fotovoltaica en la Universidad de la Habana que perduran hasta hoy. A finales de los 80 comenzaron en la industria a hacer los primeros módulos fotovoltaicos, que posteriormente continuaron más establecidamente en lo que hoy es el Empresa de Componentes Electrónicos (CCE de Pinar del Rio).

En la década del 90 el Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL) incursionaba en la obtención de inversores con la electrónica de la época. El Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES) en Santiago de Cuba comenzaba a instalar sistemas remotos. El Comité Estatal de Energía hacia sus primeras promociones en la fotovoltaica. Se creaba el Centro de Estudios de Tecnologías Energéticas Renovables (CETER) en la Universidad Tecnológica de La Habana “José Antonio Echeverría (CUJAE) y el Laboratorio de Investigaciones FV en el Instituto de Ciencia y Tecnología de Materiales (IMRE-UH).

La División EcoSol Energía de la Corporación Copextel (ECOSOL) desarrollaba las instalaciones fotovoltaicas en el país y después en otros países. En 1992 se elevó la proposición de un programa FV para Cuba. Pero la línea energética en el país continuaba sobre las bases de combustibles fósiles. Se realizaron otros estudios sobre la necesidad del programa FV en 2005, 2007, 2009, 2012 y la actual siendo actualizada en diciembre del 2012.



Importantes estudios integrales sobre energía fotovoltaica se realizaron y se han publicado por más de 25 años en el marco de la Facultad de Física de la Universidad de la Habana y el Instituto de Ciencia y Tecnología de Materiales (IMRE-UH). (CUBASOLAR, 9 de septiembre del 2015)

Bérriz (1977) publicó en el informe científico No: 3 de la academia de ciencias de Cuba el artículo "Cálculo de colectores e instalaciones solares" en el que se tocaba el tema de determinar el ángulo de inclinación óptimo para aumentar la generación del colector solar. En este trabajo el autor explica que el ángulo óptimo de cada lugar puede ser determinado sumando a la latitud geográfica del lugar 10° .

Del Moral Pelier y Álvarez González (2008) publicaron en la revista Cubaenergía el artículo "Influencia del ángulo de inclinación de una superficie captadora solar sobre la radiación incidente". En la investigación los autores utilizan un modelo matemático para determinar el ángulo de inclinación óptimo de paneles solares en el municipio de Imías en la provincia de Guantánamo. Se describe la radiación solar total colectable para diferentes ángulos en los meses del año y se llega a la conclusión que el ángulo óptimo para ese lugar es de 18° (Del Moral y Álvarez, 2008).

Del Moral Pelier y Álvarez González (2008) publicaron en la revista Ecosolar el artículo "Influencia de la orientación de los colectores solares en la captación de energía". En esta investigación el autor determina el ángulo óptimo de un lugar con latitud de 25° utilizando el programa *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER)* el cual realizaba una simulación de la energía promedio anual captada por los paneles solares.

Díaz, Santos y Castro, (2017) publicaron el artículo "Influencia del ángulo de inclinación de los módulos solares en la generación de electricidad de una central fotovoltaica". Esta investigación se basa en determinar el nivel de influencia que puede tener la variación del ángulo de inclinación de los módulos solares sobre la generación de electricidad de una central fotovoltaica. Para ello utilizaron el software PVSYST con el objetivo de establecer comparaciones para diferentes ángulos de inclinación, así como observar como varía la generación de



electricidad y en qué medida se protege el medio ambiente en el tiempo de vida útil de la central.

1.8. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se describieron los fundamentos teóricos de la energía fotovoltaica y la importancia del ángulo de inclinación a la hora de aumentar la eficiencia del panel. En las investigaciones precedentes se evidenció la gran utilización de modelos matemáticos y softwares para determinar el ángulo de inclinación óptimo.



CAPÍTULO 2. OBTENCIÓN TEÓRICA Y EXPERIMENTAL DEL ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN PARA LA REGIÓN DE MOA

2.1. Introducción

En este capítulo se presenta la metodología empleada para la determinación del ángulo óptimo de manera teórica y experimental. Se analiza el modelo matemático a utilizar y se realiza una caracterización de las condiciones climáticas de Moa. También se describen los instrumentos con que se realizarán las mediciones y el sistema fotovoltaico a utilizar. Por último, se describirán los experimentos y se compararán las metodologías utilizadas en la investigación.

2.2. Selección del método de cálculo teórico

Los paneles solares son una de las tecnologías más prometedoras para la generación de electricidad. Para aumentar la eficiencia en la generación es importante conocer el ángulo óptimo de inclinación de los paneles. Este ángulo depende de muchos factores tales como la latitud geográfica y la situación climatológica del lugar.

En esta investigación se decidió utilizar el modelo matemático Difuso Isotrópico (Duffie & Beckman, 2013), ya que sirve para calcular los niveles de radiación solar en cada instante de tiempo a partir de los niveles de radiación solar diaria sobre una superficie. Con este modelo, conociendo la Radiación Directa (I_b) y La Radiación Difusa (I_d), es posible calcular los niveles de Radiación Total (I_T) (Duffie & Beckman, 2006).

A continuación, se detalla el procedimiento de cálculo del ángulo óptimo de inclinación para un sistema fotovoltaico instalado en el ISMMM de Moa. Aunque sólo se exponen los resultados para un día del año, teniendo en cuenta un ángulo específico, este mismo modelo se utilizó para calcular el ángulo óptimo diario, mensual y anual. Los datos de la Radiación Global, Directa y Difusa se obtuvieron de la estación meteorológica de Moa.

Tomando como ejemplo la fecha del 27 de abril, que es el día 117 del año y teniendo como datos de entrada:

Latitud de Moa (Φ) = 20,66°



Radiación Global (I) = 387 W/m²

Radiación Directa (I_b) = 281,4 W/m²

Radiación Difusa (I_d) = 105,7 W/m²

Teniendo el panel sobre una superficie de hormigón viejo cuyo albedo (ρ) es de 0,23 W/m² el primer paso es calcular la Irradiación reflejada para con la ecuación 1.3 sustituyendo los datos se obtiene la ecuación 2.1:

$$I_\rho = (387 \text{ W/m}^2 \cdot 0,23) \quad (2.1)$$

De la cual obtenemos como resultado:

$$I_\rho = 89,01 \text{ W/m}^2$$

Luego se calcula la declinación solar, para ello se utiliza la ecuación 1.7, sustituyendo los datos se obtiene la ecuación 2.2:

$$\delta = 23,45 \text{sen} \left[360^\circ \left(\frac{248+117}{365} \right) \right] \quad (2.2)$$

De la cual obtenemos que:

$$\delta = 13,19^\circ$$

Luego se calcula el ángulo de la hora solar utilizando la ecuación 1.8 la cual está en función de la hora solar que para este caso es 12 h, de esta sustitución se obtiene la ecuación 2.3:

$$\omega = 15 \cdot (12 \text{ h} - 0,5) - 12 \quad (2.3)$$

De la cual se obtiene el siguiente resultado:

$$\omega = -7,5^\circ$$

El siguiente paso es calcular el ángulo de incidencia solar θ para lo cual se utiliza la ecuación 1.5, esta ecuación es sumamente importante pues es donde se varía el ángulo de inclinación, en este caso utilizaremos una inclinación $\beta=18^\circ$ y un azimut $\gamma=0^\circ$, sustituyendo los datos se obtiene la ecuación 2.4:



$$\begin{aligned}
&\cos \theta \\
&= \text{sen}(13,19^\circ)\text{sen}(20,66^\circ) \cos(18^\circ) - \text{sen}(13,19^\circ) \sin(20,66^\circ) \cos(0^\circ) \\
&+ \cos(13,19^\circ) \cos(20,66^\circ) \cos(18^\circ) \cos(-7,5^\circ) \\
&+ \cos(13,19^\circ)\text{sen}(20,66^\circ)\text{sen}(18^\circ) \cos(0^\circ) \cos(-7,5^\circ) \\
&+ \cos(13,19^\circ)\text{sen}(18^\circ)\text{sen}(0^\circ)\text{sen}(-7,5^\circ)
\end{aligned} \tag{2.4}$$

Teniendo como resultado que:

$$\cos \theta = 0,97^\circ$$

Para calcular el ángulo cenital se utiliza la ecuación 1.6, desarrollando la ecuación se obtiene la ecuación 2.5:

$$\cos \theta_z = \cos(20,66^\circ) \cos(13,19^\circ) \cos(-7,5^\circ) \text{sen}(20,66^\circ)\text{sen}(13,19^\circ) \tag{2.5}$$

Teniendo como resultado:

$$\cos \theta_z = 0,98^\circ$$

El siguiente paso es calcular los factores de conversión de la Radiación Reflejada (R_r), Radiación Directa (I_b) y la Radiación Difusa (I_d). Para el primer caso se utiliza la ecuación 1.10, sustituyendo los datos se obtiene la ecuación 2.6:

$$R_b = \frac{1 - \cos 18^\circ}{2} \tag{2.6}$$

Como resultado se obtiene que:

$$R_r = 0,02$$

Para determinar el factor de conversión de la Radiación Directa se utiliza la ecuación 1.4, sustituyendo los datos se obtiene la ecuación 2.7:

$$R_b = \frac{0,97^\circ}{0,98^\circ} \tag{2.7}$$

Como resultado se obtiene que:

$$R_b = 0,985$$

Para determinar el factor de conversión de la radiación difusa se utiliza la ecuación 1.9, entonces sustituyendo se obtiene la ecuación 2.8:



$$R_d = \frac{1 + \cos 18^\circ}{2} \quad (2.8)$$

Como resultado se tiene que:

$$R_d = 0,975$$

Una vez determinadas las variables de Radiación Global, Directa, Difusa y Reflejada se procedió a sustituir los datos en la ecuación 1.2, al hacer la sustitución se obtiene la ecuación 2.9:

$$I_T = (281,4W/m^2 \cdot 0,895) + (105,7W/m^2 \cdot 0,975) + (89,01W/m^2 \cdot 0,02) \quad (2.9)$$

Entonces la Radiación Total recibida por un panel solar el día 27 de abril con un ángulo de inclinación de 18° en la región de Moa sería de:

$$I_T = 380,94 W/m^2$$

Para calcular el ángulo óptimo anual y mensual, se calculó un promedio de la radiación global, directa y difusa que incide sobre el panel cada día del año, entre las 7:00 am y las 5:00 pm, que son las horas que más radiación se recibe. Los ángulos que se tuvieron en cuenta para la inclinación del panel fueron: 0° , 10° , 12° , 15° , 18° , 20° , 21° , 24° , 25° , 27° , 30° , 35° , 40° , 45° . Se decidió variar cada 3° a partir de 12° para garantizar que existiera una diferencia entre ellos, pero que a la vez permitiera obtener resultados diferentes entre sí.

2.3. Caracterización del clima de la región de Moa

Según el estudio realizado por Retirado (2012), la región de Moa presenta un clima tropical con una distribución estacional de las precipitaciones irregular, determinada por una significativa disminución de las mismas dentro del período lluvioso y una tendencia general a la ocurrencia de láminas máximas al final del mismo. Presenta dos máximos; uno principal en octubre-noviembre y otro secundario en mayo-junio, de igual manera, presenta dos mínimos; uno en febrero-marzo y otro en julio-agosto.

La cantidad de días al año con lluvias mayor que 1 mm es superior a 100, el promedio anual de precipitaciones alcanza los 2000 mm y la evaporación se acerca a los 1600 mm. La combinación de la máxima evaporación con el mínimo de precipitaciones en el verano y el mínimo de evaporación con el máximo de



precipitaciones en el invierno producen un resecamiento intenso en el verano y un exceso de humedad en el invierno.

La temperatura media anual es 27 °C, en verano fluctúa entre 30 y 32 °C con máximas que oscilan entre 34 y 36 °C y en invierno varía entre 14 y 26 °C con mínimas alrededor de los 12 °C. La insolación es prácticamente constante todo el año, siendo la frecuencia de días despejados en el período seco de 60 días/año y la insolación anual es mayor que 2 900 horas luz. La radiación solar incidente sobre la superficie media anual es de 17 MJ/m² (suma diaria). La humedad relativa media anual para las 7:30 horas es de 85 a 90 % y para las 13:00 horas está entre 70 y 75 %.

El régimen eólico refleja la ocurrencia mayoritaria de los vientos alisios reforzados por las brisas marinas, y contrarrestados por el terral. Los vientos soplan sobre la zona oriental procedentes del NE en los meses de octubre-enero; del ENE, durante febrero-mayo; y del Este, en junio-septiembre. La velocidad promedio de la brisa es en general de 1,4 a 4,1 m/s y mantiene una frecuencia de 180 días al año. Se puede afirmar que el viento reinante en la zona es la combinación alisios-brisa marina con una frecuencia mayor que el 64 %. Generalmente el viento reinante es el de mayor velocidad promedio anual, que en la zona del patio de secado es de 3,9 a 4,4 m/s. La cantidad anual de días con calma es 41, como promedio.

Como se infiere de las características ante expuestas existen ocho meses del año (diciembre-abril y julio-septiembre) donde las precipitaciones son moderadas. En el período se destacan los meses de verano donde existe una marcada disminución de las mismas, lo que conjugado con los altos regímenes de radiación solar provoca la máxima evaporación de la humedad (Retirado, 2012).

2.4. Caso de estudio

Con objeto de validar la metodología propuesta se ha analizado el comportamiento de un pequeño sistema fotovoltaico durante siete días. En primer lugar, se describe el sistema fotovoltaico usado para el estudio, y luego se describe la instrumentación que se empleó para medir los parámetros eléctricos de la instalación fotovoltaica.



2.4.1. Descripción del sistema

El sistema seleccionado para validar la metodología propuesta se encuentra integrado en el Edificio Docente #2 del ISMMM. Los módulos que forman el generador fotovoltaico se encuentran ubicados sobre el pasillo aéreo del segundo piso, en este sitio se pueden obtener todas las horas de Sol durante el día entero. En invierno, cuando la elevación del Sol sobre el horizonte es menor, los módulos reciben toda la irradiancia desde el alba hasta el ocaso. La imagen 2.1 muestra los paneles fotovoltaicos con la estación meteorológica utilizada en las mediciones.



Figura 2.1. Paneles fotovoltaicos y la estación meteorológica ubicados en el 2do piso del Docente #2 del ISMMM.

2.4.2. Características del sistema fotovoltaico

En la figura 2.2 se muestra una imagen del panel fotovoltaico multicristalino que se utilizó para las mediciones en el ISMMM. Este panel se instaló sobre un carro que permite su transporte hacia áreas plenamente soleadas, también se puede variar su ángulo de inclinación para optimizar la captación de la radiación solar.



Figura 2.2. Módulo solar del CEETAM, marca SOLAR WORLD.

Aunque el carro fotovoltaico posee dos paneles fotovoltaicos SW 150 poly R6, para las mediciones de los parámetros característicos se empleó uno solo. Estos paneles son comercializados por la empresa internacional SolarWorld de Alemania, garantizando 25 años de buen rendimiento en su desempeño. En la tabla 2.1 se indican algunas de sus características generales, para las Condiciones Estándar de Medida.

Tabla 2.1. Datos técnicos del módulo fotovoltaico Sunmodule SW 150 poly R6A.
Fuente: (Solarworld, 2016)

Punto de máxima potencia (Pmax)	150 Wp
Tensión a circuito abierto (Voc)	22,5 V
Tensión a máxima potencia (Vmpp)	18,3 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,81 A
Corriente a máxima potencia (Impp)	8,27 A
Coeficiente de variación de Isc/Temp. (Ki)	0,007136 A/°C
Coeficiente de variación de Voc/Temp. (Kv)	-0,08325 V/°C
Cantidad de celdas	36

Para las dimensiones que posee este panel pudiera tener más de 150 Wp, si se compara con tecnologías similares actuales que se pueden encontrar hoy en día en el mercado. En la figura 2.3 se muestran sus dimensiones.



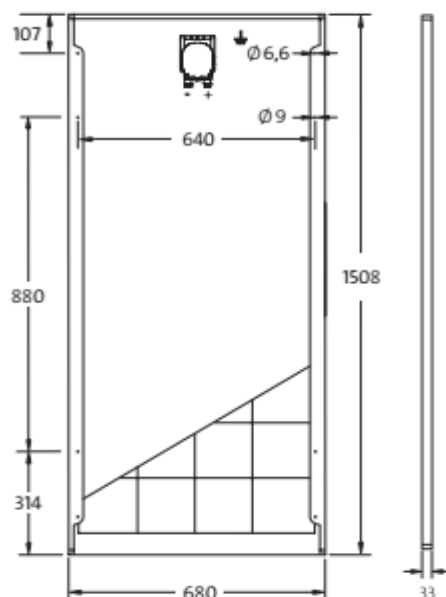


Figura 2.3. Dimensiones del panel SW 150 poly R6A. Fuente: (Solarworld, 2016).

2.5. Instrumentos de medición empleados

Para las mediciones de la variable irradiancia, se utilizaron sensores de una estación climatológica, mientras que para medir la temperatura del panel se utilizó un pirómetro infrarrojo, ambos del inventario del CEETAM.

Para las mediciones de los parámetros eléctricos del panel fotovoltaico, se empleó un dispositivo electrónico llamado trazador de curvas, que es capaz de captar de forma instantánea los valores de tensión, corriente, potencia y eficiencia.

A continuación, se explican brevemente cada uno de estos dispositivos.

Estación meteorológica

Para las medir las variables del clima se empleó la estación meteorológica WatchDog Serie 2000, con los componentes para determinar las siguientes mediciones:

- Velocidad (0-175 MPH). Precisión: $\pm 5\%$
- Dirección del viento (Incrementos de 2°). Precisión: $\pm 7\%$
- Radiación Solar (1-1250 W/m²). Precisión: $\pm 5\%$
- Temperatura ambiente (-20° a 70°C). Precisión: $\pm 0,6^\circ\text{C}$
- Humedad Relativa (20% a 100% @5° a 50° C). Precisión: $\pm 3\%$



- Pluviometría (Resolución 0,01" (0,25cm)). Precisión: $\pm 2\%$
- Display de lectura directa en la estación.

La estación puede ser accesada a diferentes tiempos, por usuarios múltiples porque los datos no son borrados de la memoria después de una descarga de datos. La estación meteorológica de la serie 2000 se puede comunicar por medio de conexión directa con cable, radio o teléfono. Para esta investigación, las condiciones del tiempo, datos históricos y parámetros calculados fueron vistos directamente en la pantalla LCD de la estación. Con las teclas identificadas mediante flechas se programó el intervalo de registro de datos y se asignaron los sensores a los puertos externos.

La orientación e inclinación del sensor de irradiancia fueron las mismas que las del generador fotovoltaico, ubicado en el mismo sitio del emplazamiento de los paneles, en un área libre de sombras.

En la figura 2.4 se muestra una imagen de la estación, posee un sensor de radiación que permite medir un amplio rango de niveles de irradiancia, lo cual es suficiente para los propósitos de esta investigación. Sin embargo, no permite medir la temperatura de operación del panel, por lo que se empleó otro instrumento para este fin, explicado más adelante.



Figura 2.4. Estación Meteorológica WatchDog 2900 ET. Fuente: (Spectrum, 2010)



Pirómetro

Como la estación metodológica WatchDog 2900 ET no permite la medición de la temperatura de operación del panel fotovoltaico, para este propósito se empleó un pirómetro infrarrojo del modelo UNI-T UT305C, sus características técnicas son (Toolboom, 2017):

- Diapasón de temperatura -50°C ~ 1550°C
- Grabación de datos (hasta 100)
- Interruptor del láser
- Opción de búsqueda
- Alarma de temperatura baja o alta
- Función de retención de datos
- Selección entre °C/°F
- Medición con elemento termoeléctrico T-C
- Transmisión de datos por USB
- Mediciones Max/Min/Dif/Avg
- Montaje sobre un trípode
- Modo de espera
- Indicación de batería baja

En la figura 2.5 se muestra una imagen del pirómetro empleado, las mediciones de la temperatura del panel se realizaron conectando en la parte trasera del panel FV, una sonda que viene junto a este pirómetro. De esta forma se garantizó una mayor fiabilidad en las mediciones de esta variable.



Figura 2.5. Pirómetro o termómetro infrarrojo UNI-T UT305C.



El termómetro infrarrojo sin contacto UT 305C tiene un rango de medición de temperatura de -50 hasta 1550 °C con precisión de $\pm 1,8$ °C o $\pm 1,8\%$, lo cual resulta más que suficiente para los propósitos de esta investigación. Durante las mediciones se registraron valores mínimos de 38,7 °C y máximas de 61,4 °C.

Piranómetro

Para las mediciones de la irradiancia solar global se empleó el propio sensor que viene integrado a la estación meteorológica. En la figura 2.6 se muestra el sensor y su conector. Este sensor se ubicó en paralelo con los módulos fotovoltaicos para garantizar que la intensidad de la radiación sea la misma en ambos dispositivos.



Figura 2.6. Piranómetro adjunto a la estación meteorológica WatchDog 2900 ET.

Este piranómetro que viene adjunto a la estación meteorológica es capaz de medir la radiación solar en un rango de 1 a 1250 W/m² con una precisión: $\pm 5\%$, lo cual resulta ideal para esta investigación, dadas las condiciones climatológicas de Moa. Durante las mediciones se registraron valores mínimos de 671 W/m² y máximas de 1252 W/m².

Trazador de curvas características I-V de paneles fotovoltaicos

Para esta investigación se empleó un trazador de curvas mostrado en la figura 2.7, diseñado en el CEETAM.



Figura 2.7. Trazador de curvas características de paneles fotovoltaicos.

Este trazador de curvas se implementó con una carga capacitiva para obtener las curvas características de V-I del panel fotovoltaico. Sus componentes se describen a continuación.

Carga capacitiva: formado por un capacitor de 4700 μF de 100 V, dos relés que permiten la conmutación de carga y descarga del capacitor y dos transistores que activan los relés.

Sistema de adquisición de datos: formado por un ARDUINO UNO el chip ATmega328, es una plataforma de hardware libre, basada en una placa con un microcontrolador y un entorno de desarrollo integrado (IDE), diseñada para facilitar el uso de la electrónica en proyectos multidisciplinarios, que pueden abarcar desde sencillas aplicaciones electrónicas domésticas hasta proyectos más elaborados para la industria.

Su principal ventaja es su facilidad de programación, al alcance de cualquiera. Se ha comprobado su eficacia en la adquisición de datos para la obtención de curvas características V-I de paneles FV en trabajos como los de (Espada, 2015; Barsoum *et al.*, 2016).

La instalación FV se diseñó y simuló sobre el software PROTEUS. El diseño teórico parte de la revisión de trabajos precedentes que existen en la literatura científica, donde se tomaron elementos del conocimientos aportados principalmente por (Firman *et al.*, 2010; Herman *et al.*, 2012; Leite *et al.*, 2012;



Vargas & Abrahamse, 2014; Brito *et al.*, 2015; Ramaprabha *et al.*, 2015; Barsoum *et al.*, 2016).

La implementación práctica de este prototipo electrónico tiene gran importancia, ya que permite caracterizar en tiempo real la producción energética instantánea así como la eficiencia de conversión fotovoltaica (Osorio, 2017).

En la figura 2.8 se muestra el esquema de conexión de los componentes de la instalación FV descritos anteriormente. Con el marco rojo se representa el módulo fotovoltaico en su circuito equivalente de dos diodos, con el marco negro se representa la carga capacitiva, con el marco azul se representa el ARDUINO UNO para la adquisición de datos y con marco verde se representan los sensores de irradiancia y temperatura.

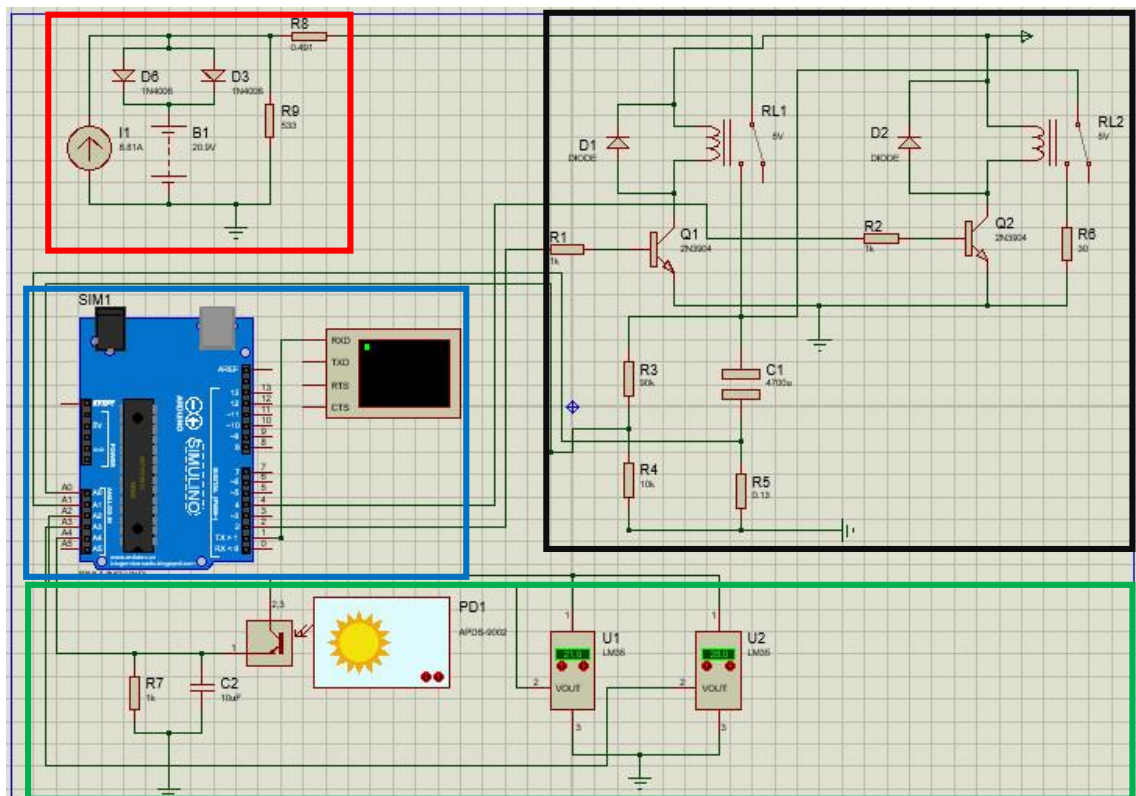


Figura 2.8. Esquema de conexión de los componentes de la instalación FV del ISMMM. Fuente: (Osorio, 2017)

Aplicación en Matlab

El trazador de curvas es activado mediante una aplicación programada en Matlab. En la figura 2.9 se muestra una imagen de la captura de la curva de



tensión y corriente en el proceso de carga del filtro de la carga capacitiva (gráfica de la izquierda); así como la curva característica V-I y V-P (gráfica de la derecha).

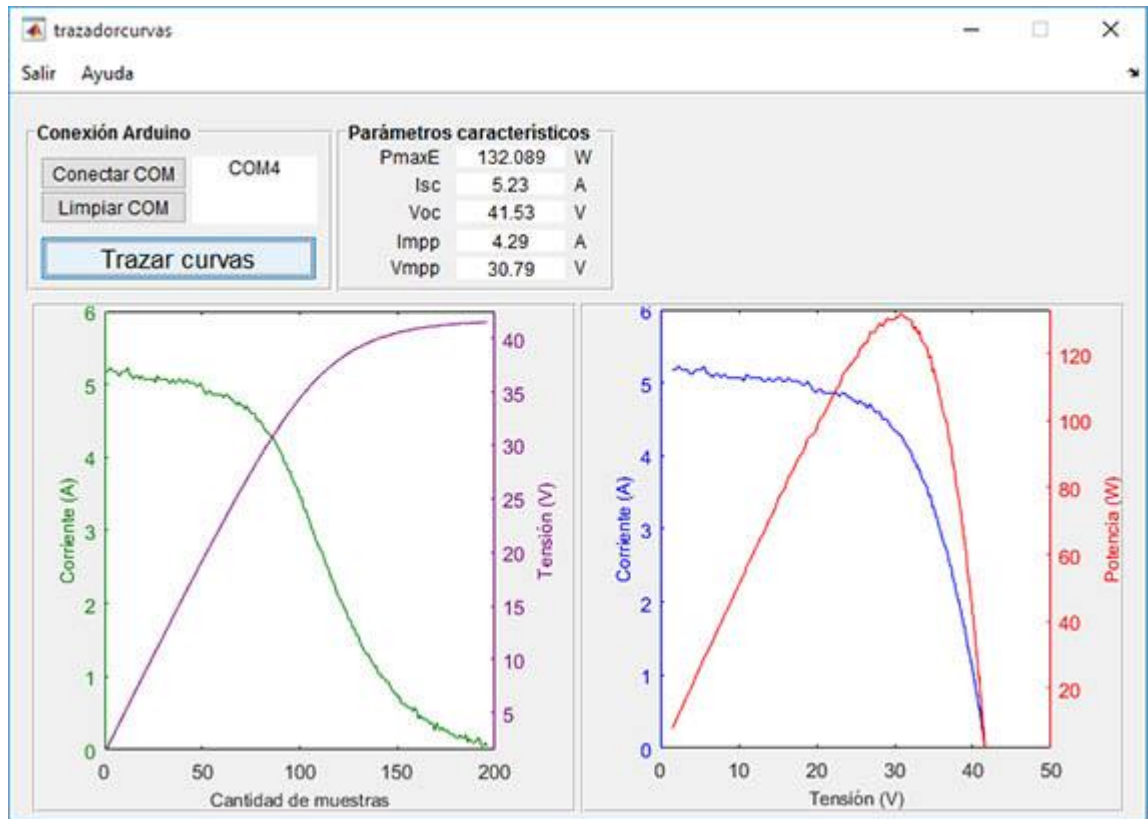


Figura 2.9. Aplicación en Matlab para la obtención de curvas y parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos.

Los puntos de las curvas se guardan en documentos de Excel, lo que posibilita su posterior procesamiento.

En la parte computacional se utilizó una Laptop Samsung Core i5, 6GB de memoria RAM, con 300GB de disco duro.

2.5. Metodología para las mediciones experimentales

Se realizaron mediciones durante siete días en un horario de 10:00 am a 3:00 pm con una diferencia de tiempo entre una medición y otra de 30 minutos. Este tiempo de duración de las mediciones es realmente muy corto, pero las condiciones del clima y el tiempo requerido para realizar este informe, no propiciaron que se pudiese realizar muchas más mediciones.

En la figura 2.10 se muestra el esquema en bloques de conexión de los dispositivos e instrumentos de medición involucrados en este proceso de obtención de los datos experimentales.



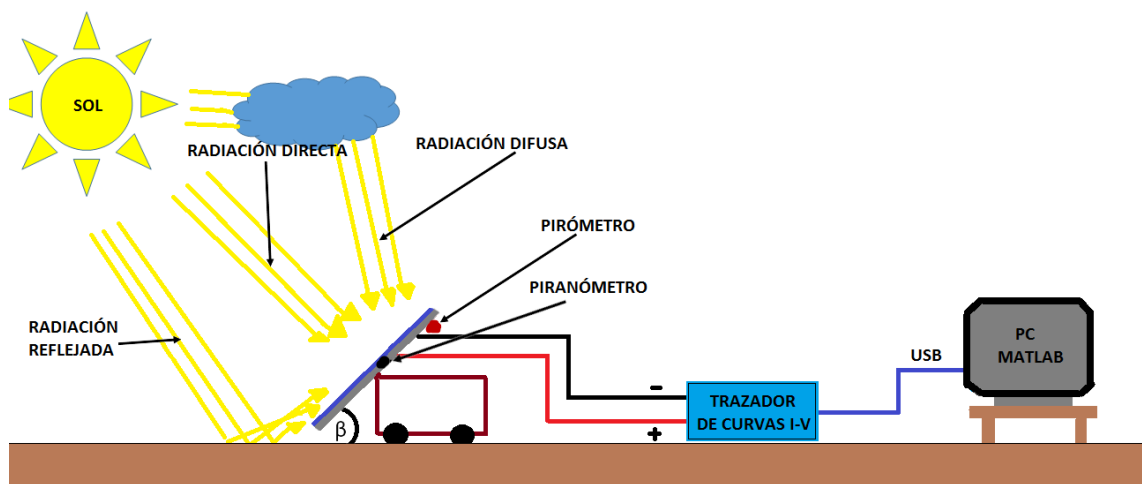


Figura 2.10. Diagrama en bloque del sistema de mediciones y su interacción con el medio.

El panel fotovoltaico recibe los distintos tipos de radiaciones, con el Pirómetro se midió la temperatura por la parte trasera del panel fotovoltaico y con el Piranómetro se midió el nivel de radiación que incide sobre el panel.

Del panel fotovoltaico salen los conectores (positivo-rojo y negativo-negro) que van al trazador de curvas características V-I y V-P, el cual mide los parámetros de potencia máxima, tensión de circuito abierto, tensión en el punto de máxima potencia, corriente de cortocircuito, corriente de circuito abierto y eficiencia. El trazador de curvas se conecta por medio de un puerto USB a la computadora, la cual tiene instalado el software MATLAB, donde se registran todas las mediciones.

Los pasos para obtener las mediciones fueron estos:

- Se fijó el panel en el ángulo requerido.
- Se midieron los parámetros eléctricos del panel en las condiciones de operación.
- Se volvió a fijar el panel en el ángulo siguiente y se repitió el procedimiento anterior.
- Luego de realizar las mediciones con todos los ángulos, se dejó transcurrir 30 minutos y se repitió nuevamente el procedimiento.
- Finalmente se evaluaron los resultados obtenidos.



2.6. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se expuso el procedimiento de cálculo del modelo matemático empleado, para determinar el ángulo óptimo de inclinación de un panel fotovoltaico instalado en el ISMMM. Asimismo, se expuso el comportamiento de las variables meteorológicas en la región de Moa, las cuales influyen directamente en cualquier instalación fotovoltaica. Finalmente se mostró la instrumentación empleada para realizar las mediciones con el fin de validar el modelo teórico.



CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

3.1. Introducción

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos en los cálculos del modelo matemático para determinar el ángulo de inclinación óptimo y los resultados que arrojaron los experimentos. Se muestran tablas y gráficas que ayudan a comprender mejor dichos resultados, asimismo se realiza una breve valoración económica y medioambiental sobre el empleo de los paneles fotovoltaicos como alternativas al uso de combustibles fósiles como fuentes de energía.

3.2 Análisis de los resultados obtenidos de forma teórica

La tabla 3.1 muestra los resultados de los cálculos del valor medio mensual de la Radiación solar total sobre la superficie inclinada (I_t) para diferentes ángulos (β) de inclinación en W/m^2 en Moa estimada por el modelo matemático.

En esta tabla se observa que el ángulo óptimo de inclinación para que un panel reciba el máximo de radiación solar durante todo el año es de 18° inclinado hacia el sur suponiendo simetría entre la mañana y la tarde.

Tabla 3.1. Valor promedio mensual de radiación incidente.

Ángulo β	Meses												Prom.
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
0	325,2	446,0	509,1	497,7	490,4	511,1	524,5	517,2	444,8	407,2	370,2	344,5	449,0
10	345,5	473,0	528,0	501,8	486,7	504,2	518,6	517,1	452,8	427,4	397,3	374,4	460,6
12	348,7	477,0	530,4	502,5	484,9	501,6	516,3	515,8	453,3	429,9	401,6	379,4	461,8
15	353,1	482,8	533,2	499,9	481,4	497,0	512,0	513,2	453,5	434,3	407,7	386,4	462,9
18	356,9	487,4	535,0	497,6	477,0	491,6	506,8	509,6	452,9	437,3	412,9	392,6	463,1
20	359,0	489,9	535,6	495,6	473,7	487,4	502,9	506,6	452,0	438,9	415,9	396,3	462,8
21	359,9	490,6	535,7	495,6	471,9	485,2	500,8	505,0	451,4	439,0	417,2	397,9	462,5
24	362,4	493,3	535,4	491,4	465,9	478,1	493,9	499,6	449,2	440,3	420,8	402,5	461,1
25	363,1	494,4	535,1	488,7	463,7	475,5	491,4	497,6	448,3	441,1	421,9	404,0	460,4
27	364,2	494,9	534,1	486,4	459,1	470,1	486,2	493,2	446,2	440,9	423,5	406,4	458,8
30	365,4	496,1	531,7	479,4	451,6	461,3	477,7	486,0	442,4	441,1	425,6	409,5	455,7
35	365,8	495,1	525,4	467,7	437,4	445,0	461,8	472,1	434,5	438,8	427,0	412,7	448,6
40	364,4	491,5	516,4	453,8	421,3	426,7	443,8	456,0	424,4	434,2	426,0	413,7	439,3
45	361,1	485,1	504,6	437,6	403,3	406,5	423,9	437,6	412,4	427,3	422,7	412,2	427,9
Valor máximo promedio anual (W/m^2)													455,3

La tabla 3.1 muestra la radiación promedio mensual recibida por la superficie captadora para diferentes ángulos de inclinación en las condiciones climáticas del



municipio de Moa en función de los meses del año estimado por el modelo matemático (Ver anexo 1). En ella se puede observar por las formas de las curvas de la energía que procede del Sol y llega a la superficie captadora, que depende fundamentalmente del ángulo de inclinación que forma con la horizontal.

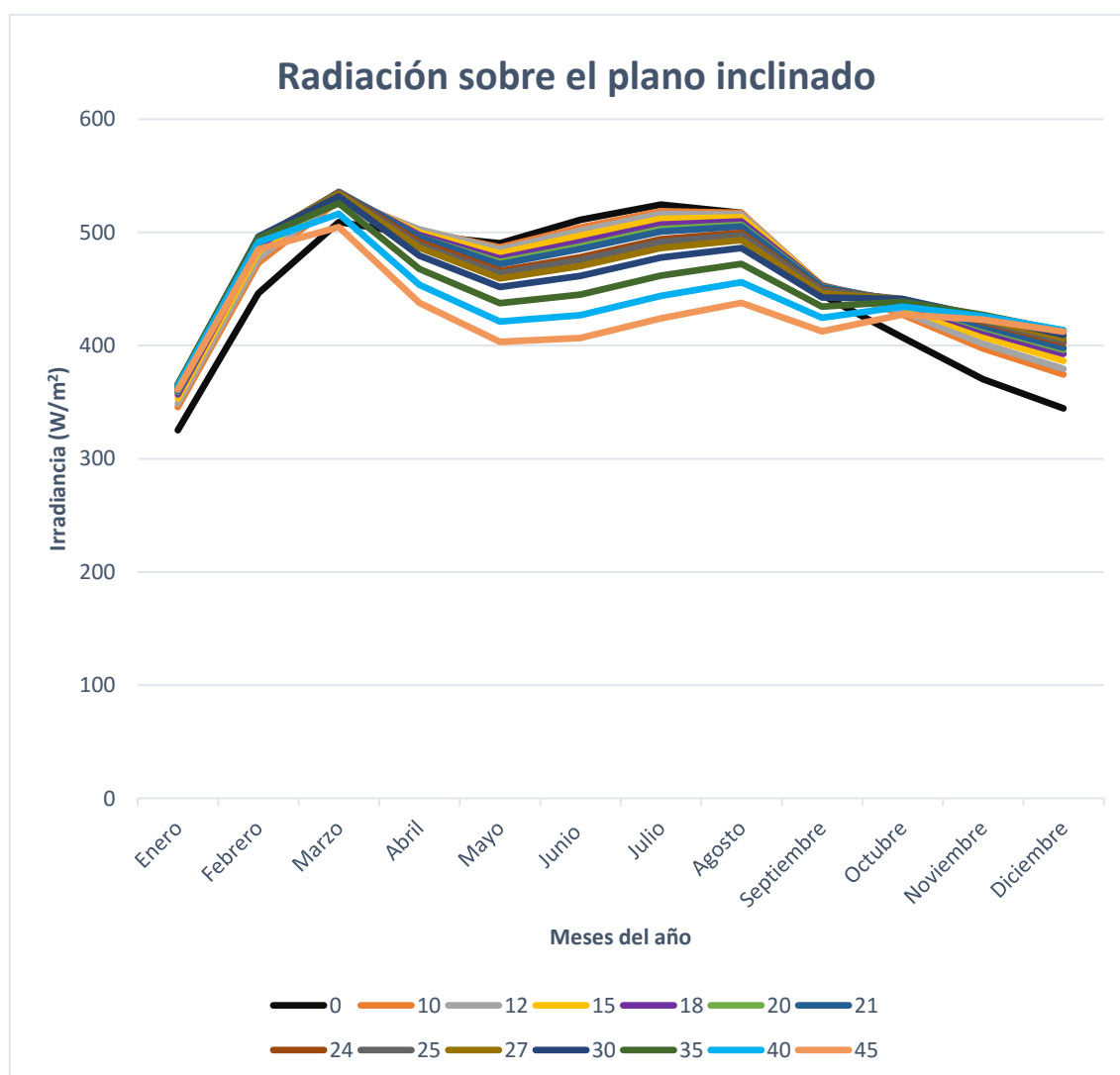


Figura 3.1: Radiación promedio mensual sobre el plano inclinado en diferentes ángulos.

En las figuras 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5 se muestran los valores de la radiación solar para un plano inclinado y para ángulos de inclinación de 0° , 12° , 18° , 30° , 40° al Sur para los diferentes meses del año en el municipio de Moa estimado por el modelo matemático.



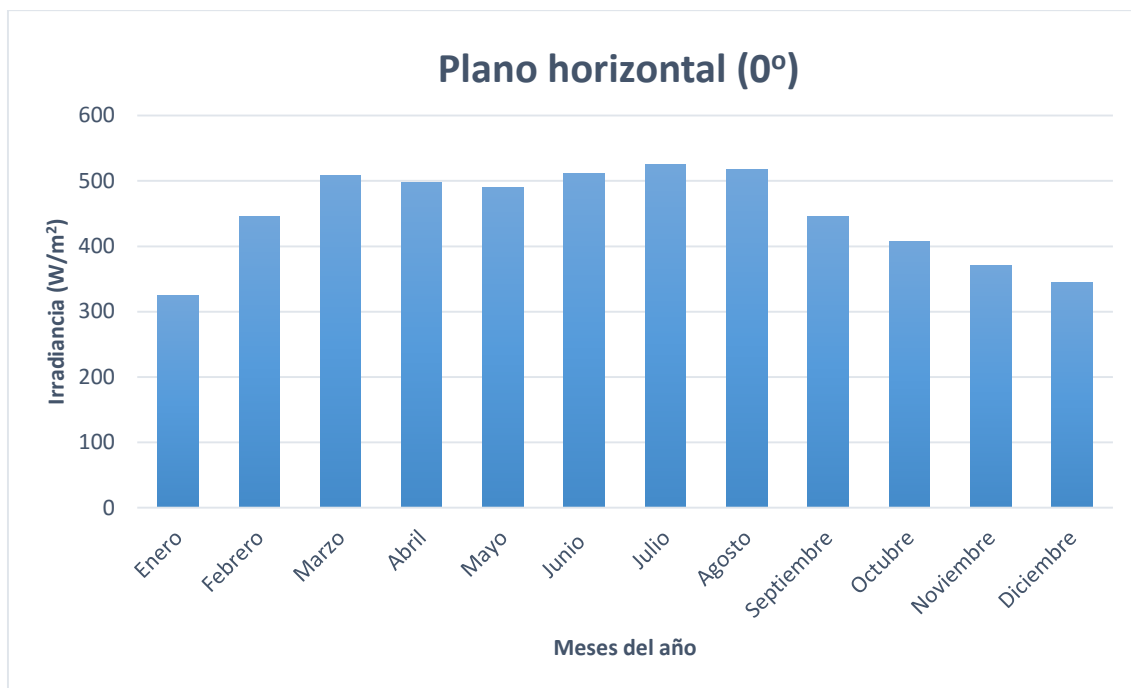


Figura 3.2. Radiación solar sobre un plano horizontal para todos los meses del año.

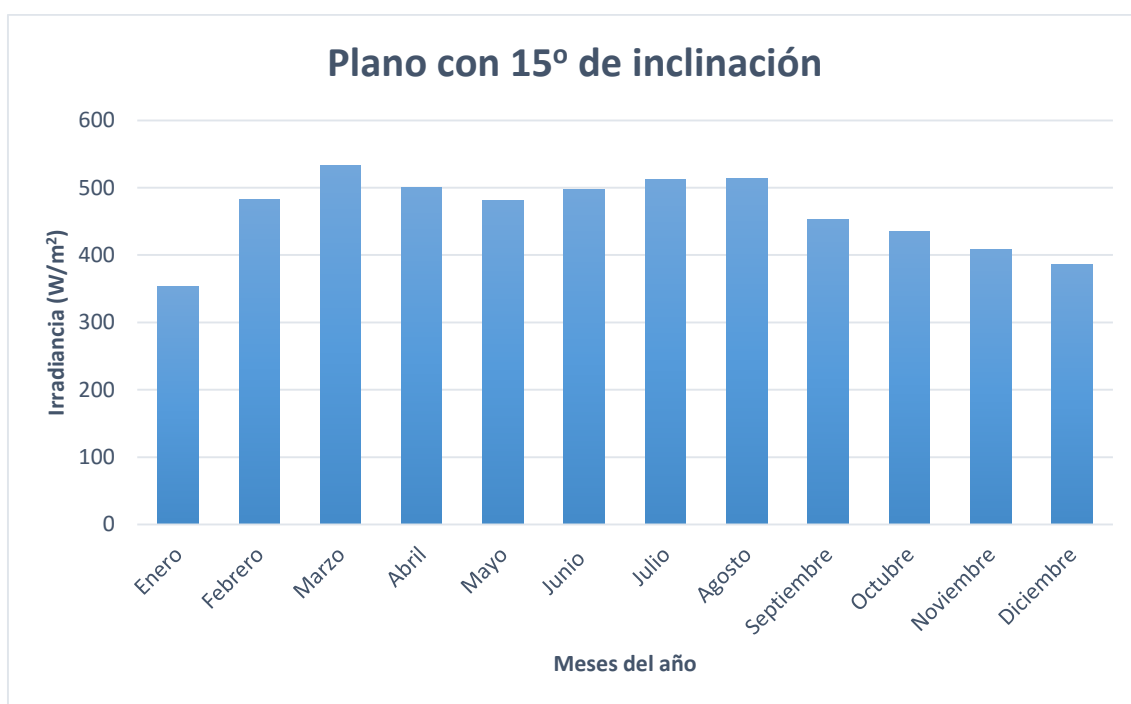


Figura 3.3. Radiación solar sobre un plano inclinado 15° al Sur para todos los meses del año.



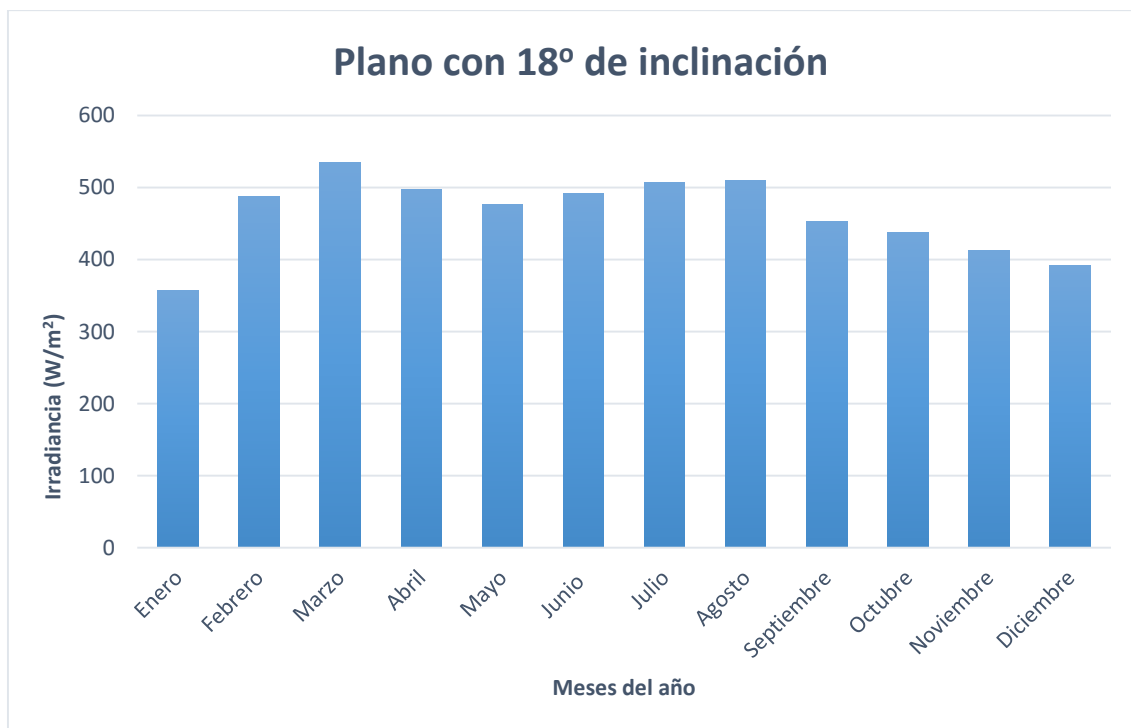


Figura 3.4. Radiación solar sobre un plano inclinado 18° al Sur para todos los meses del año.

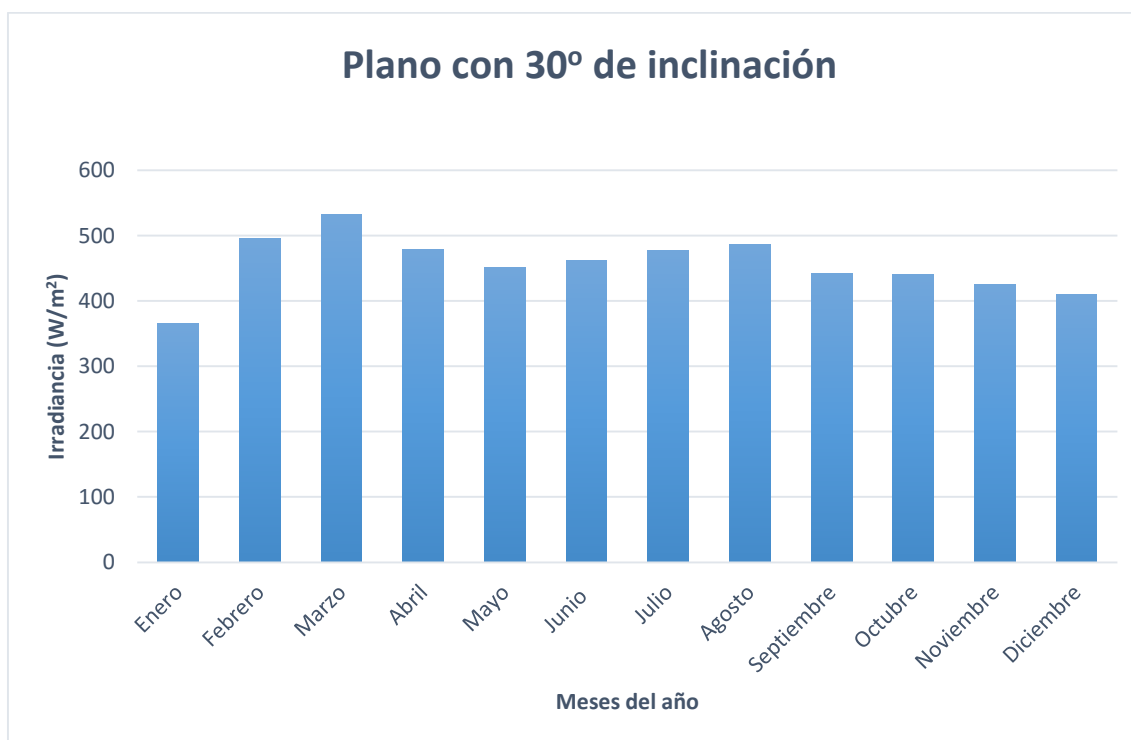


Figura 3.5. Radiación solar sobre un plano inclinado 30° al Sur para todos los meses del año.



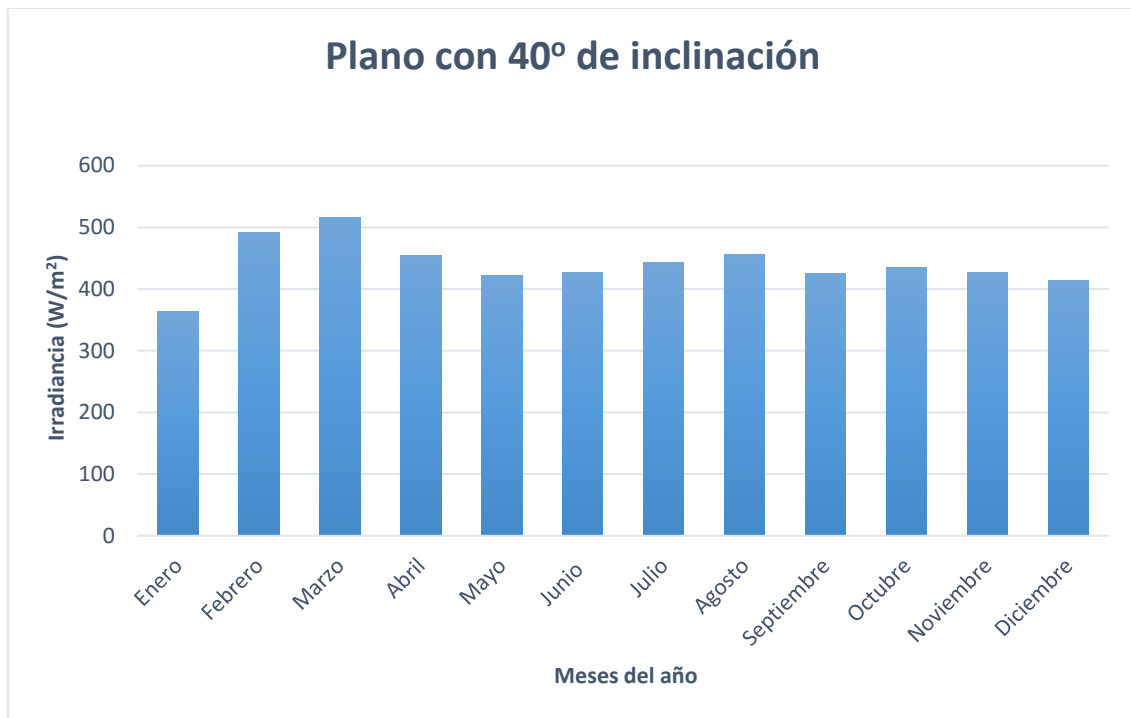


Figura 3.6: Radiación solar sobre un plano inclinado 40° para todos los meses del año.

En la figura 3.7 se pueden observar los valores mínimos de la radiación incidente sobre un plano inclinado desde 0° a 45°. En los sistemas solares fotovoltaicos únicos y autónomos es sumamente importante tener en cuenta el valor mínimo de la radiación solar diaria, promedio mensual, recibida sobre el panel solar. El ángulo que se debe seleccionar es el que garantice el funcionamiento de la instalación en todas las épocas del año, en dependencia del consumo requerido.

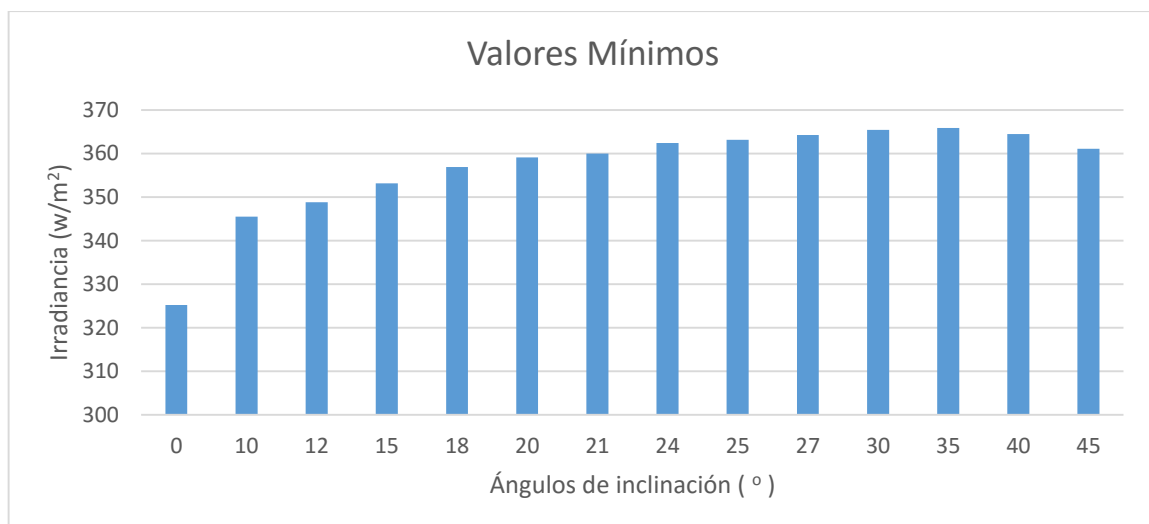


Figura 3.7. Valores mínimos de la Radiación solar incidente sobre un plano inclinado.



En la figura 3.8 se presentan las estimaciones del modelo matemático para la Radiación Solar Total que incide sobre la superficie horizontal (0°) para todos los días del año durante las horas de Sol, que es desde la salida hasta las puestas del Sol.

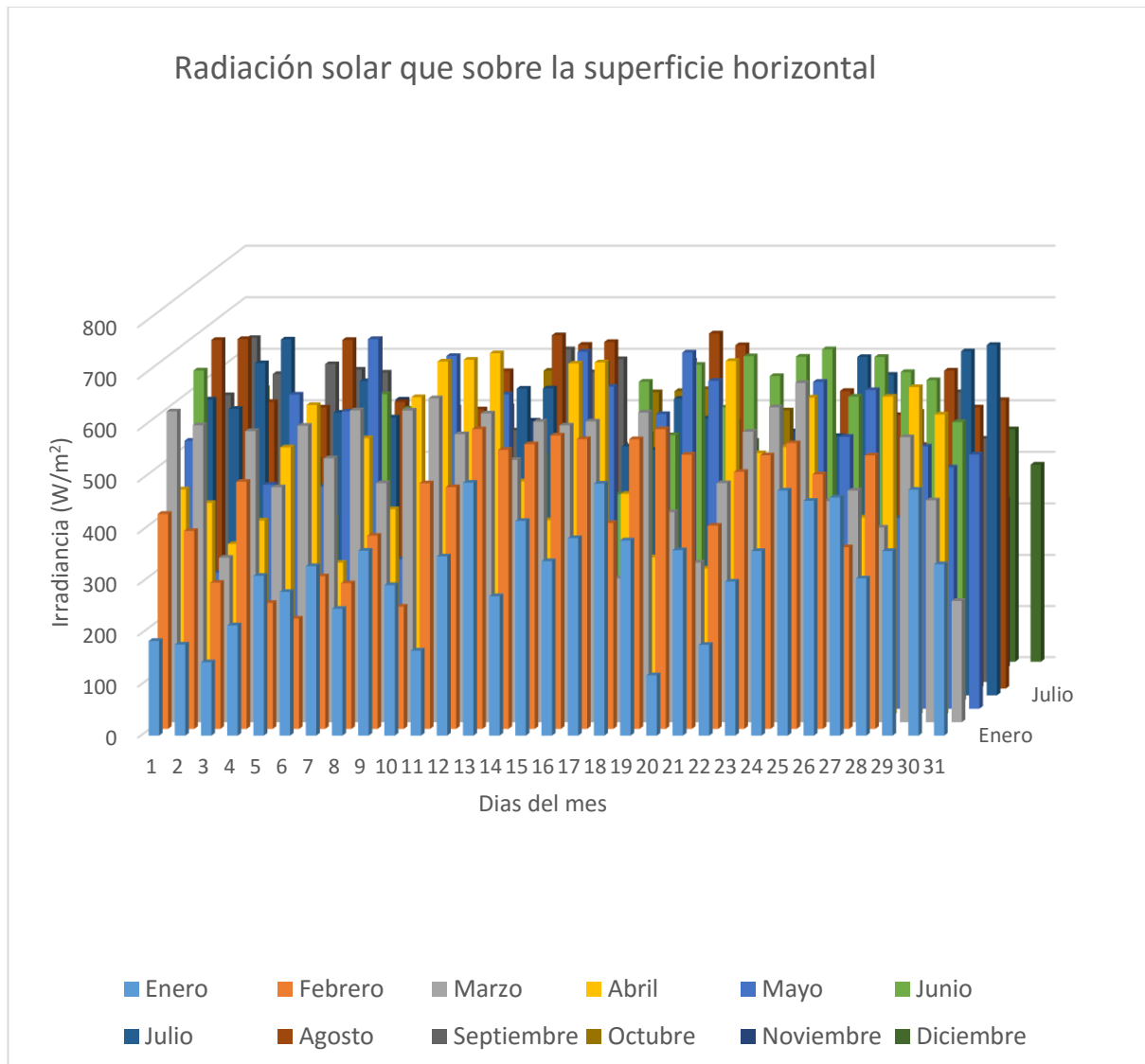


Figura 3.8. Radiación Solar Total que incide sobre la superficie horizontal.

En las tablas 3.2 y 3.3 se muestran las estimaciones del ángulo óptimo de inclinación del modelo matemático para cada día del año, mensual, dos veces al año y anual.



Tabla 3.2. Ángulo de inclinación óptimo para cada día del año en el municipio de Moa.

Ángulo de inclinación óptimo para todos los días del año para el municipio Moa												
Días/ año	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1	10	35	30	12	0	0	0	0	10	21	35	40
2	18	27	30	12	0	0	0	0	15	25	35	40
3	0	10	18	12	0	0	0	0	12	21	27	45
4	20	35	27	10	0	0	0	0	10	0	21	15
5	30	12	21	12	0	0	0	0	15	0	0	0
6	30	10	27	12	0	0	0	0	15	12	35	0
7	35	18	24	0	0	0	0	0	15	0	40	15
8	24	15	27	10	0	0	0	0	12	15	0	30
9	35	25	21	10	0	0	0	0	0	12	24	40
10	27	10	27	12	0	0	0	0	0	24	40	30
11	10	35	27	12	0	0	0	0	12	15	40	40
12	30	30	24	12	0	0	0	0	12	24	40	35
13	45	35	24	12	0	0	0	0	0	30	40	40
14	30	35	20	10	0	0	0	0	18	30	40	40
15	40	35	24	10	0	0	0	0	18	20	30	45
16	30	35	21	10	0	0	0	10	20	21	30	45
17	35	35	21	10	0	0	0	0	15	30	35	35
18	45	25	10	10	0	0	0	0	15	35	24	30
19	35	30	21	0	0	0	0	0	15	35	25	35
20	0	35	15	0	0	0	0	0	10	10	40	45
21	30	30	12	12	0	0	0	0	10	25	30	30
22	0	21	15	10	0	0	0	0	0	35	40	40
23	24	30	18	10	0	0	0	0	0	30	35	35
24	30	30	20	10	0	0	0	0	12	24	35	45
25	45	30	20	10	0	0	0	0	12	30	30	21
26	40	27	12	10	0	0	0	10	0	35	30	40
27	40	18	15	10	0	0	0	10	0	35	35	40
28	20	27	10	10	0	0	0	10	20	30	30	40
29	25		18	10	0	0	0	10	24	30	20	40
30	40		12	10	0	0	0	10	21	35	35	45
31	25		0		0			10		35		40



Tabla 3.3. Ángulo de inclinación óptimo mensual, dos veces al año y anual para el municipio de Moa.

Meses del año	Ángulo de inclinación (°)
Enero	35
Febrero	30
Marzo	20
Abril	12
Mayo	0
Junio	0
Julio	0
Agosto	0
Septiembre	15
Octubre	25
Noviembre	35
Diciembre	40
Período	
Nov-Dic-Ene-Feb-Mar-Abr	28,66
May-Jun-Jul-Ago-Sep-Oct	6,66
Anual	18

3.3. Análisis de los resultados obtenidos de forma experimental.

Para la validación del modelo matemático se realizaron 7 experimentos para comparar el ángulo óptimo estimado por el modelo matemático con el sugerido por las referencias bibliográficas que es de 30° (Bérriz, 1977) y por la empresa INEL perteneciente a la Unión Nacional Eléctrica encargada del montaje de los parques solares en Cuba que es de 15°, el indicador para realizar esta comparación es la potencia de salida y la eficiencia del panel en diferentes ángulos de inclinación.

En las tablas 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10 se muestran las mediciones de la potencia generada por el panel inclinado con los ángulos estimados por el modelo matemático.

Para el día 27 de abril el modelo matemático arrojó que el ángulo óptimo es de 10° , y para los días 2, 5 y 16 de mayo y 4, 5, y 6 de junio 0°, los resultados obtenidos con esas inclinaciones se compararon con los obtenidos con los ángulos propuestos por la bibliografía 15° y 30° respectivamente.



En las tablas 3.10, 3.11, 3.12, 3.13, 3.14, 3.15 y 3.16 se muestran los datos experimentales de la eficiencia de la producción eléctrica del panel inclinado a los grados propuestos por el modelo para cada día y con 15° y 30°.

Tabla 3.4. Datos experimentales del día 27/04/2018.

Potencia (W)			
Hora	Estimado (10°)	Sugerido (15°)	Sugerido (30°)
10:00	73,02	67,49	82,30
10:30	95,68	95,36	90,65
11:00	92,03	99,50	95,42
11:30	102,89	101,82	100,25
12:00	104,09	104,42	100,60
12:30	103,39	104,43	100,75
01:00	104,3	102,53	99,69
01:30	101,28	100,36	97,55
02:00	95,47	96,48	90,08
02:30	92,70	90,58	85,44
03:00	84,53	78,86	75,42
Promedio	95,39	94,71	94,71

En la tabla 3.4 se muestran los resultados de las mediciones el día 27 de abril del 2018. En ella se puede apreciar que inclinando el panel fotovoltaico a 10° se logra una mayor potencia de salida de la que se logra con una inclinación de 15° y 30°.

Tabla 3.5. Datos experimentales del día 02/05/2018.

Potencia (W)			
Hora	Estimado (0°)	Sugerido (15°)	Sugerido (30°)
10:00	86,47	73,02	95,30
10:30	96,72	95,68	96,15
11:00	99,62	92,03	98,23
11:30	102,03	102,89	100,65
12:00	102,55	104,09	101,98
12:30	103,72	103,39	99,30
01:00	101,82	104,30	97,65
01:30	97,83	101,28	96,79
02:00	93,42	95,47	92,60
02:30	87,01	92,70	84,52
03:00	81,55	84,53	73,69
Promedio	95,7	95,39	94,75

En la tabla 3.5 se muestran los resultados de las mediciones del día 2 de mayo del 2018. En ella se aprecia que con el ángulo estimado por el modelo para ese día se



logra una mayor potencia de salida que inclinando el panel fotovoltaico a 15° y 30° respectivamente.

Tabla 3.6. Datos experimentales del día 04/05/2018.

Potencia (W)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	86,47	73,02	94,42
10:30	96,72	95,68	97,10
11:00	100,22	97,06	100,62
11:30	103,99	105,44	103,29
12:00	103,25	104,06	101,59
12:30	109,74	105,55	110,48
01:00	117,77	120,30	118,82
01:30	114,37	117,90	114,01
02:00	99,62	104,82	87,78
02:30	73,50	79,66	53,91
03:00	61,54	75,86	60,18
Promedio	99,36	98,12	94,74

En la tabla 3.6 se muestran los resultados de las mediciones del día 4 de mayo del 2018. En ella se aprecia que con la inclinación que estima el modelo matemático para ese día se logra una mayor potencia de salida que inclinando el panel fotovoltaico a 15° y 30°.

Tabla 3.7. Datos experimentales del día 16/05/2018.

Potencia (W)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	99,67	100,76	31,84
10:30	94,31	93,87	94,48
11:00	99,95	100,98	98,54
11:30	90,53	90,96	114,40
12:00	123,53	77,30	122,29
12:30	130,55	110,06	125,36
01:00	125,82	115,24	120,36
01:30	124,36	110,6	89,50
02:00	112,72	84,10	84,68
02:30	89,67	80,95	72,62
03:00	65,35	78,54	62,50
Promedio	105,13	94,84	92,41

En la tabla 3.7 se muestran los resultados obtenidos en las mediciones el día 16 de mayo del 2018. En la tabla se puede apreciar que con el ángulo de inclinación que



estima el modelo matemático para ese día, o sea 0°, se logra una mayor potencia de salida que inclinando el panel a 15° y 30°.

Tabla 3.8. Datos experimentales del día 04/06/2018.

Potencia (W)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	67,49	65,14	94,42
10:30	95,36	96,71	97,10
11:00	101,24	100,9	100,62
11:30	104,46	102,89	103,29
12:00	104,09	103,97	101,59
12:30	106,36	113,10	110,48
01:00	119,25	118,66	118,82
01:30	119,83	115,91	114,01
02:00	102,27	99,18	87,78
02:30	56,36	53,82	53,91
03:00	69,11	66,71	60,18
Promedio	95,07	94,27	94,74

En la tabla 3.8 se muestran los resultados de las mediciones del día 4 de junio del 2018. En ella se aprecia que con una inclinación de 0° se logra un mayor nivel de potencia de salida que inclinando el panel fotovoltaico a 15° y 30°.

Tabla 3.9. Datos experimentales del día 05/06/2018.

Potencia (W)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	78,50	69,54	72,89
10:30	82,65	78,69	73,50
11:00	98,63	84,52	94,23
11:30	109,87	99,55	95,00
12:00	111,62	106,36	99,25
12:30	115,87	108,44	105,65
01:00	117,58	110,98	108,20
01:30	119,60	102,31	104,69
02:00	102,68	92,56	80,63
02:30	98,52	89,65	74,10
03:00	87,65	65,40	70,35
Promedio	102,10	91,63	88,95

En la tabla 3.9 se muestran los resultados obtenidos en las mediciones del día 5 de junio del 2018. En ella se puede apreciar que la potencia de salida producida con el



ángulo estimado por el modelo matemático es en promedio superior a la que se logra inclinando el panel 15° y 30°.

Tabla 3.10. Datos experimentales del día 06/06/2018.

Potencia (W)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	73,25	69,46	62,56
10:30	79,84	73,83	68,86
11:00	83,70	80,34	73,34
11:30	98,23	87,42	80,55
12:00	101,47	96,53	87,87
12:30	114,34	106,37	93,90
01:00	110,83	108,90	98,73
01:30	97,19	90,25	90,72
02:00	86,34	83,17	81,27
02:30	73,40	67,20	62,33
03:00	66,12	61,39	57,87
Promedio	89,48	84,03	77,95

En la tabla 3.10 se muestran los resultados obtenidos en las mediciones del día 6 de junio del 2018. En ella se aprecia que inclinando el panel a 0° se logra una potencia de salida superior que inclinando el panel 15° y 30°.

Las figuras 3.9, 3.10, 3.11, 3.12, 3.13, 3.14 y 3.15 representan las mediciones de la potencia de salida del panel con los ángulos antes mencionados.

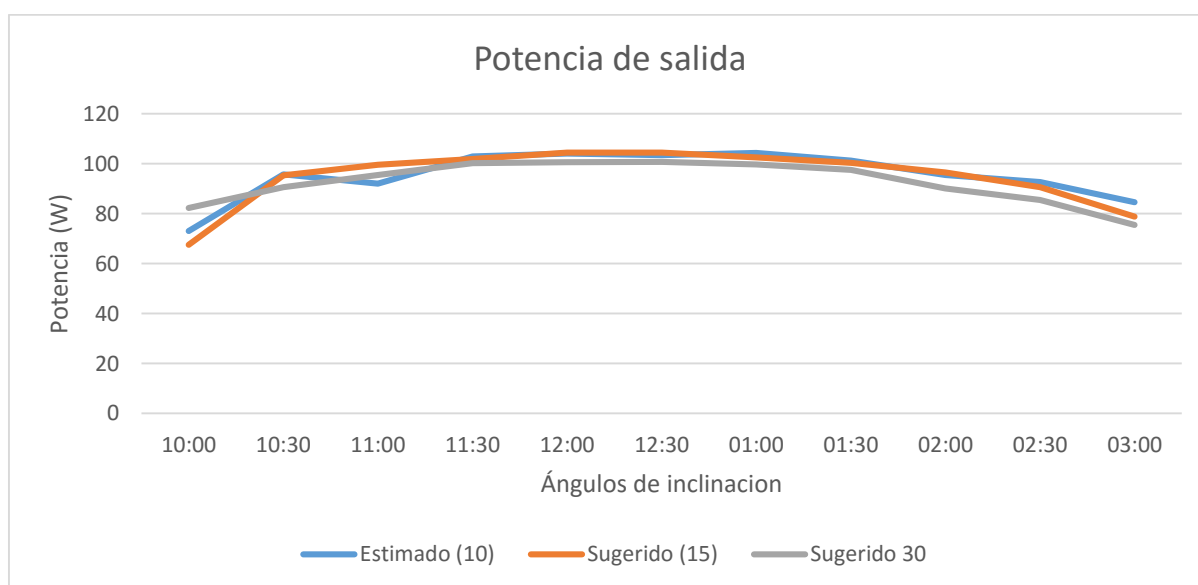


Figura 3.9. Potencia de salida del panel con 10°, 15° y 30° de inclinación el día 27/4/2018.



En la figura 3.9 se aprecia que el mayor nivel de potencia de salida del panel fotovoltaico es con una inclinación de 10° , la cual es superior a la producida por el panel con 15° y 30° de inclinación respectivamente.

En la figura 3.10 se aprecia que las potencias generadas fueron diferentes alcanzando un mayor nivel con 15° a las 1:00 pm y un menor nivel con ese mismo ángulo a las 10:00 am.

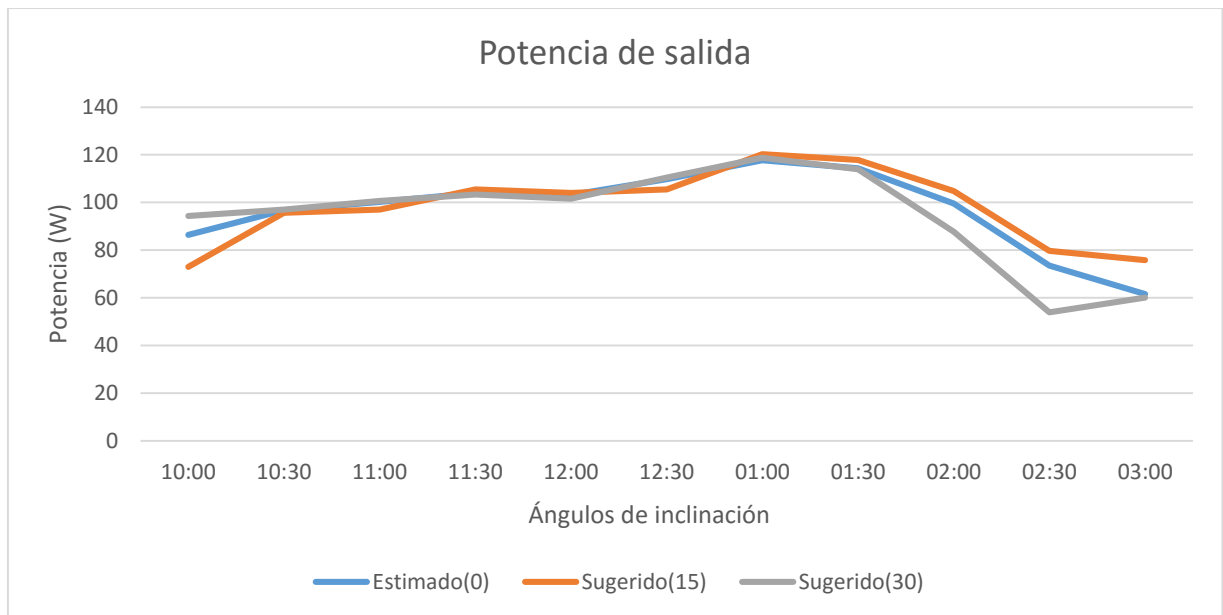


Figura 3.10. Potencia de salida del panel con 0° , 15° y 30° de inclinación el día 2/5/2018.

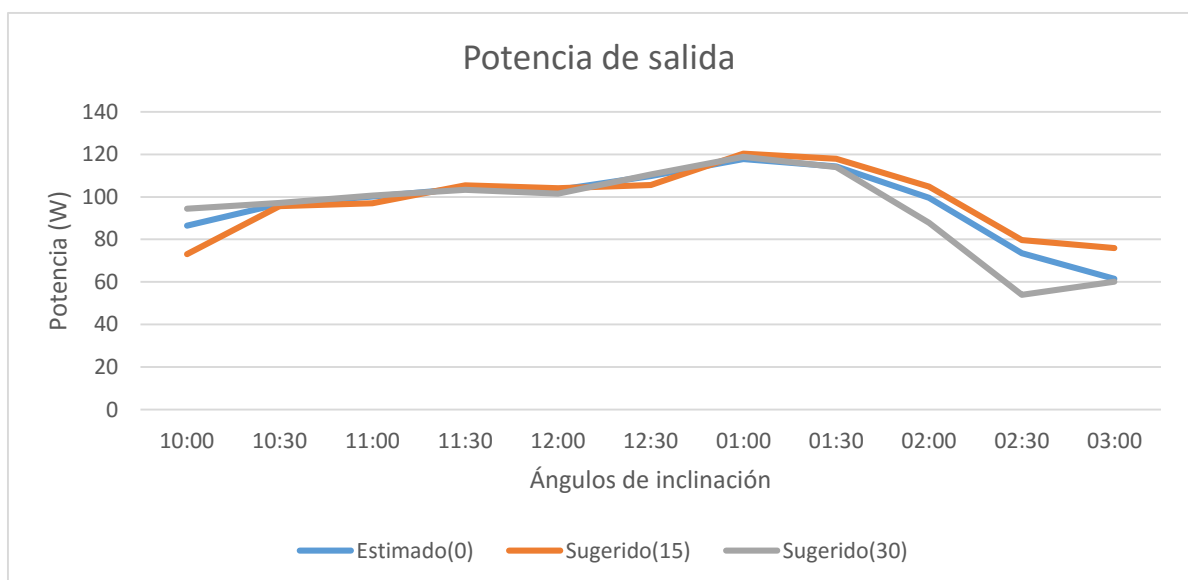


Figura 3.11. Potencia de salida del panel con 0° , 15° y 30° de inclinación el día 4/5/2018.



En la figura 3.11 se puede apreciar que con los tres ángulos de inclinación se mantienen casi similares las potencias de salida hasta las 2:00 pm donde alcanza un mayor nivel con 15° y un menor nivel a las 2:30 pm con 30° de inclinación.

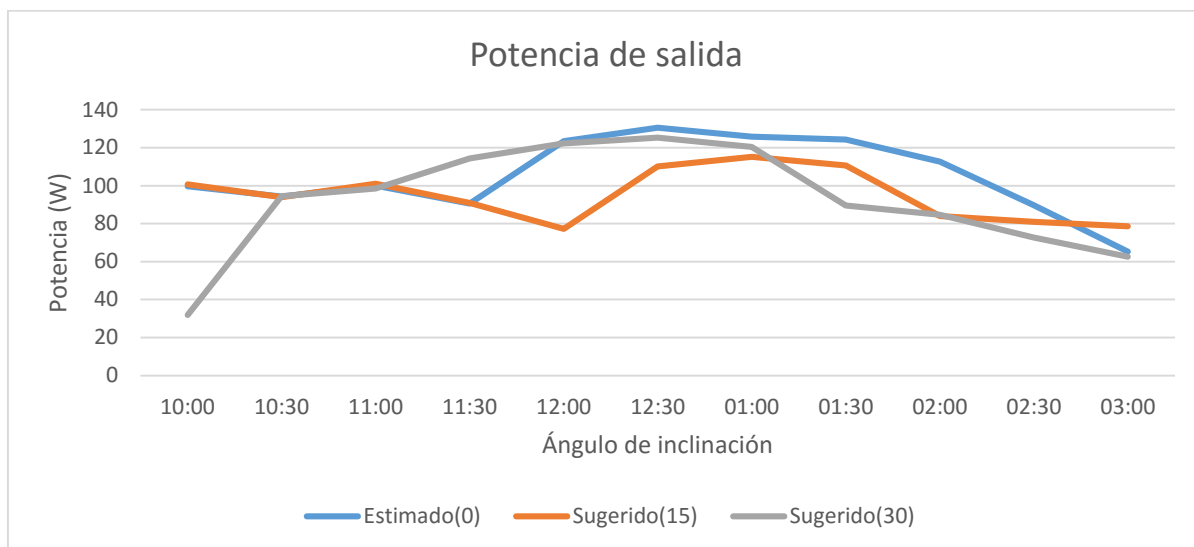


Figura 3.12. Potencia de salida del panel con 0°, 15° y 30° de inclinación el día 16/5/2018.

En la figura 3.12 se puede apreciar que las potencias no son parecidas a lo largo del día siendo la inclinación de 0° la que más genera, teniendo su mayor nivel a las 12:30 pm y menor nivel de generación con 30° a las 10:00 pm.

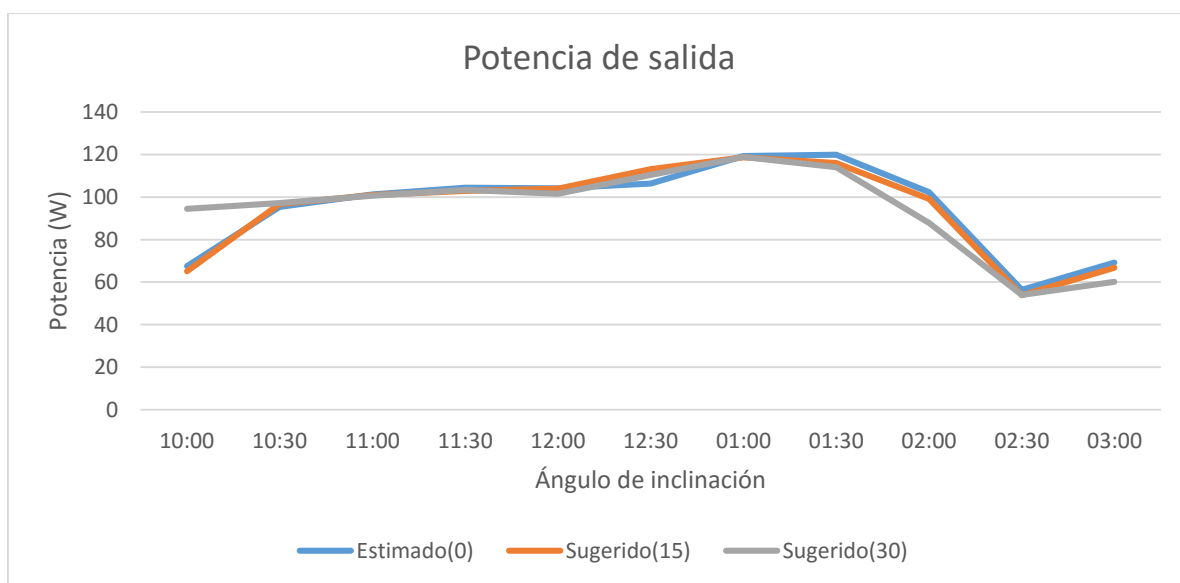


Figura 3.13: Potencia de salida del panel con 0°, 15° y 30° de inclinación el día 4/6/2018.



En la figura 3.13 se puede apreciar que las potencias de salida se mantienen casi similares durante el día, teniendo un mayor nivel a las 1:30 am con 0° y menor a la 2:30 pm con 15°.

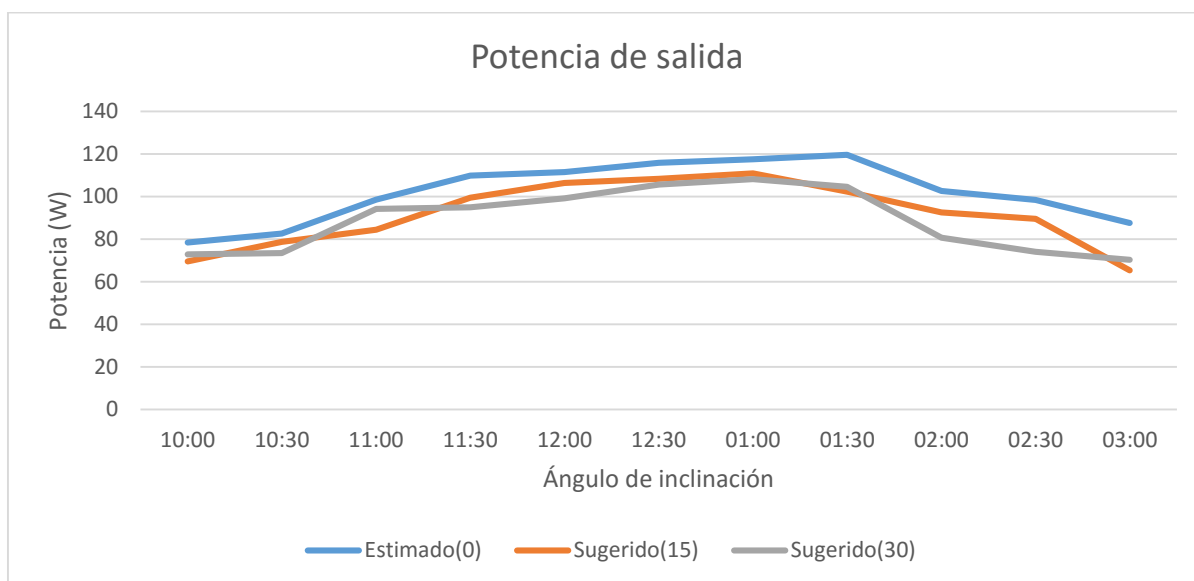


Figura 3.14. Potencia de salida del panel con 0°, 15° y 30° de inclinación el día 5/6/2018.

En la figura 3.14 se puede apreciar que las potencias de salida generadas por el panel se mantienen irregulares durante todo el día lográndose un máximo nivel con 0° de inclinación a las 1:30 pm y un mínimo a la 3:00 pm con 15°.

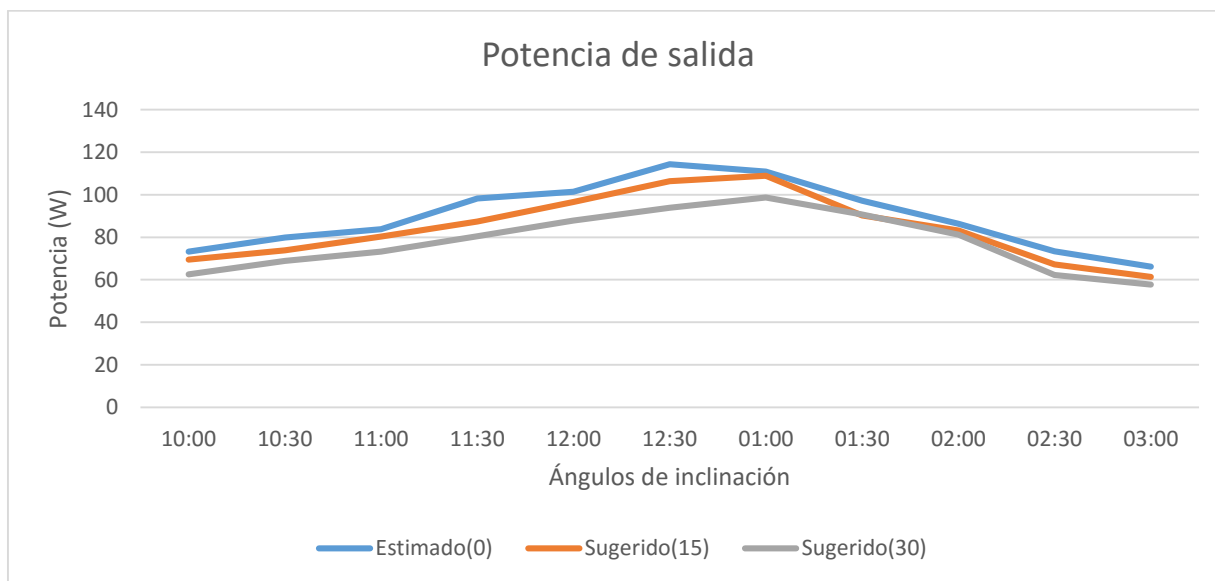


Figura 3.15: Potencia de salida del panel con 0°, 15° y 30° de inclinación el día 6/6/2018.



En la figura 3.15 se pueden apreciar que las potencias generadas por el panel se mantienen irregulares durante todo el día, midiéndose el mayor nivel a las 12:30 pm con 0° de inclinación y el menor a la 3:00 pm con 30° de inclinación.

Tabla 3.11. Datos experimentales del día 27/4/2018.

Eficiencia (%)			
Hora	Estimado(10°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	8,03	8,37	8,64
10:30	10,72	11,53	11,97
11:00	8,71	8,77	8,77
11:30	6,92	6,23	6,23
12:00	6,39	6,63	6,63
12:30	9,38	3,63	3,63
01:00	8,80	3,71	3,71
01:30	3,69	4,16	4,16
02:00	2,85	3,10	3,10
02:30	2,12	2,13	2,13
03:00	2,08	2,10	2,10
Promedio	6,33	5,48	5,55

En la tabla 3.11 se muestran mediciones de la eficiencia del panel solar del día 27 de abril del 2018. En ellas se aprecia que en promedio con 10° de inclinación la eficiencia fue mayor alcanzando un nivel máximo medido de 10,72% a las 10:30 pm.

Tabla 3.12. Datos experimentales del día 2/5/2018.

Eficiencia (%)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	12,19	10,20	10,32
10:30	10,95	10,74	10,85
11:00	10,05	10,52	10,69
11:30	10,38	10,49	10,51
12:00	10,04	10,01	10,10
12:30	10,05	10,10	10,00
01:00	9,37	9,34	9,58
01:30	9,93	9,76	9,35
02:00	10,51	10,63	10,82
02:30	10,88	12,21	13,18
03:00	11,58	11,05	11,20
Promedio	10,53	10,45	10,6

En la tabla 3.12 se muestran las mediciones de eficiencia del panel solar el día 2 de mayo del 2018. En ella se aprecia que en promedio con 0° de inclinación se logró una mayor eficiencia teniendo su punto máximo a las 10:00 pm con un 12,19%.



Tabla 3.13. Datos experimentales del día 4/5/2018.

Eficiencia (%)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	7,82	8,56	10,49
10:30	10,2	10,17	10,14
11:00	9,86	9,32	9,48
11:30	10,42	10,31	10,28
12:00	9,65	8,36	9,06
12:30	9,3	9,36	9,32
01:00	9,37	9,5	9,81
01:30	10,23	10,32	9,4
02:00	10,51	10,62	10,82
02:30	11,88	11,2	11,18
03:00	11,58	10,17	10,2
Promedio	10,07	9,80	10,01

En la tabla 3.13 se muestran las mediciones de eficiencia que se le practicaron al panel fotovoltaico el día 4 de mayo del 2018. En ella se aprecia que en promedio se logró una mayor eficiencia con 0° de inclinación, midiéndose el mayor nivel a las 3:00 pm con un 11,58%.

Tabla 3.14. Datos experimentales del día 16/5/2018.

Eficiencia (%)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	10,90	10,84	10,65
10:30	10,83	10,39	11,00
11:00	11,08	9,79	10,38
11:30	15,92	10,58	10,6
12:00	9,06	8,13	9,83
12:30	10,95	9,97	8,38
01:00	9,06	8,13	9,83
01:30	10,95	9,97	8,38
02:00	10,83	10,39	11,00
02:30	11,08	9,79	10,38
03:00	13,92	10,58	10,60
Promedio	11,50	9,86	10,09

En la tabla 3.14 se muestran los resultados obtenidos en las mediciones realizadas al panel fotovoltaico el día 16 de mayo del 2018. Con una inclinación de 0° se logra una mayor eficiencia del panel y su mayor nivel se registró a las 11:30 am con un 15,92% de eficiencia.



Tabla 3.15. Datos experimentales del día 4/6/2018.

Eficiencia (%)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	12,30	12,03	10,26
10:30	11,11	13,74	10,02
11:00	11,12	11,18	10,84
11:30	13,24	11,98	10,88
12:00	12,52	11,68	9,60
12:30	11,30	9,34	9,95
01:00	11,50	10,64	9,83
01:30	10,22	9,76	9,42
02:00	9,88	8,25	9,00
02:30	12,08	10,60	10,88
03:00	12,52	10,34	9,60
Promedio	11,44	10,93	10,02

En la tabla 3.15 se muestra las mediciones realizadas al panel fotovoltaico el día 4 de junio del 2018. En ella se puede apreciar que con el ángulo estimado por el modelo matemático se logra una mayor eficiencia eléctrica en el panel, teniendo la medición más alta a las 11:30 am con 13.24%.

Tabla 3.16. Datos experimentales del día 5/6/2018.

Eficiencia(%)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	12,21	12,00	9,85
10:30	10,81	12,94	9,92
11:00	10,82	11,18	10,84
11:30	13,98	11,98	10,88
12:00	12,52	11,68	10,82
12:30	9,98	9,95	9,35
01:00	9,06	8,13	9,83
01:30	9,50	8,25	9,65
02:00	9,25	9,76	10,62
02:30	13,88	11,94	9,55
03:00	12,52	11,68	8,36
Promedio	11,33	10,82	9,97

En la tabla 3.16 se muestran los resultados obtenidos en las mediciones para determinar la eficiencia del panel el día 5 de junio del 2018. Los resultados evidencian que en promedio con 0° de inclinación se logra una mayor eficiencia eléctrica. La mayor medición se realizó a las 11:30 am con 13,98%.



Tabla 3.17: Datos experimentales del día 6/6/2018.

Eficiencia(%)			
Hora	Estimado(0°)	Sugerido(15°)	Sugerido(30°)
10:00	8,03	8,37	8,64
10:30	9,36	10,64	10,65
11:00	10,72	9,27	7,78
11:30	8,92	6,23	7,23
12:00	6,39	8,63	6,63
12:30	9,38	7,76	8,63
01:00	8,8	8,71	8,25
01:30	9,69	8,25	6,56
02:00	8,12	7,89	7,95
02:30	7,35	7,13	7,54
03:00	6,98	6,25	6,7
Promedio	8,52	8,10	7,86

La tabla 3.17 muestra los resultados de las mediciones para determinar la eficiencia del panel el día 6 de junio del 2018, en la que se determinó que con el ángulo estimado como óptimo para ese día por el modelo matemático se logara una mayor eficiencia eléctrica. La mayor medición se logró a las 11:00 am con 10.72% de eficiencia.

3.4. Comparación de las dos metodologías empleadas

Para determinar el ángulo óptimo se utilizaron dos metodologías: teórica y experimental. En la parte teórica se utilizó un modelo matemático el cual es capaz de determinar a partir de la radiación global, directa y difusa la Radiación Solar Total colectable por el panel en diferentes ángulos de inclinación. Estos resultados no son más que predicciones que a las que es necesario comprobar su valides. Para validar estos resultados se llevaron a cabo una serie de experimentos que consistieron en inclinar un panel fotovoltaico e inclinarlo a los mismos ángulos que se calcularon con el modelo matemático y comprobar así la veracidad de los resultados. Luego se compararon los ángulos que según la bibliografía se deben inclinar los paneles en nuestro país. De esta manera se llegó a la conclusión de que el modelo matemático es válido al coincidir sus resultados con los obtenidos en los experimentos.

3.5. Consideraciones económicas

Al lograr una inclinación óptima se mejora en gran medida la capacidad de generación de los captosres solares. Esto se traduce, en que, a mayor generación de energías



limpias, menor es la utilización de combustibles fósiles, lo cual conlleva a un ahorro sustancial al disminuir su compra.

Suponiendo que se tenga en Moa un parque solar fotovoltaico de 1400 paneles inclinados a 180, y que cada panel genere 0,095 kWh en un tiempo de generación de diarias 8 horas, el parque solar generaría diariamente 1064 kWh (1,06 MW) diario que multiplicado por 365 días al año funcionando el parque entregaría al Sistema Electroenergético Nacional 388360 kWh al año.

3.5.1 Cálculo del ahorro de combustible

Para este cálculo es preciso considerar el consumo específico de combustible por unidad de energía. Según los datos obtenidos del Departamento Técnico de Producción (DTP), al consultar el libro de control de los informes anuales de producción el consumo el consumo específico en el año 2017 fue de 297,72 g/kWh. El cálculo se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$B_e = CEB \cdot Ea \cdot 10^{-6} \quad (3.1)$$

Donde:

B_e : Ahorro de combustible ton/año.

ΔEa : Energía ahorrada kWh/año.

CEB: Consumo específico bruto g/kWh.

Sustituyendo con los datos antes expuestos:

$$B_e = 297,72 \cdot 388360 \cdot 10^{-6} \quad (3.2)$$

$B_e = 11,56$ ton/año

Empleando la información obtenida del Departamento Técnico de Producción (DTP), que muestra la matriz energética de los tipos y cantidades de los combustibles utilizados en la Central Termoeléctrica para la generación de energía eléctrica se aprecia el uso preponderante que tuvo el Fuel Oil mediano y pesado constituyendo el 71,58% del utilizado durante todo un año. El mismo tiene valor de 274,31 CUC/ton. Entonces el impacto económico solo por concepto de ahorro de combustible es de:

$$Ahorro \left(\frac{CUC}{año} \right) = B_e \cdot C_{comb} \quad (3.3)$$



Donde:

Ccomb: Costo de combustible.

Ahorro de combustible=3241,01 CUC/año

3.6. Impacto ambiental del uso de tecnologías fotovoltaicas

Uno de los puntos más importantes a tener en cuenta a la hora de llevar a cabo un proyecto es su impacto sobre el medio ambiente, ya sea positivo o negativo. Cuando en el mundo se estudian varias alternativas para la utilización de Energías Renovables, la gran utilización de combustibles fósiles en las centrales termoeléctricas es muy elevado siendo casi un tercio del combustible que se extrae de la corteza terrestre. La emisión a la atmosfera de gases producto de la quema de combustibles fósiles es un problema que afecta seriamente a nuestro planeta.

Durante la quema de combustibles en las centrales termoeléctricas se emiten a la atmosfera gran cantidad de gases tóxicos altamente perjudiciales para la salud de nuestro planeta, los cuales nombran a continuación:

Dióxido de Azufre y Trióxido de Azufre (SO_2 y SO_3).

- Monóxido de Nitrógeno y Dióxido de Nitrógeno (NO y NO_2).
- Monóxido de Carbono (CO).
- Benzopireno ($\text{C}_{20}\text{H}_{12}$).
- Hidrocarburos (CH_4 y C_2H_4).

La energía solar fotovoltaica se proyecta como unas de las fuentes de energías renovables más prometedoras en la actualidad. Estas son energías limpias, inagotables, de fácil implementación, no generan residuos y contribuyen con grandes beneficios ambientales como la reducción de las emisiones de CO_2 en la atmosfera, disminución del uso de combustibles fósiles y no produce contaminación auditiva.



Tabla 3.18. Factor de emisión de contaminantes.

Impactos ambientales	Contaminantes	Factor de emisión g/kWh
Lluvias ácidas	NO _x	3,41
Gases dañinos	CO ₂	0,23
Efecto invernadero	CO	799
Hidrocarburos	HC	0,083
Lluvias ácidas	SO ₂	0,0984

Para determinar la reducción de emisiones de gases es necesaria la cantidad de energía ahorrada anualmente y con los datos de la tabla 3.17 donde se encuentran los factores de emisión se puede determinar las emisiones de contaminantes de forma siguiente para cada sistema:

$$Emisiones \left(\frac{t}{año} \right) = Factor \text{ emisión} \left(\frac{g}{kWh} \right) \cdot E \text{ ahorrada} \left(\frac{CUC}{año} \right) \cdot 10^{-6} \quad (3.4)$$

Factores de emisión del sistema policristalino (Tipo de panel utilizado en los experimentos)

(NO) Factor de emisión=3,41·314776·10⁻⁶=1,073 t/año

(CO₂) Factor de emisión=0,23·314776·10⁻⁶=0,072 t/año

(CO) Factor de emisión=799·314776·10⁻⁶=251,506 t/año

(HC) Factor de emisión=0,083·314776·10⁻⁶=0,026 t/año

(SO₂) Factor de emisión=0,0984·314776·10⁻⁶= 0,03 t/año

El parque solar dejó de emitir a la atmosfera 252,707 t/año de gases contaminantes.

3.7. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se presentaron los resultados obtenidos en los cálculos del modelo matemático, los promedios de radiación mensual y anual con los diferentes ángulos de inclinación. Se expusieron los resultados de los experimentos, la potencia de salida y la eficiencia del panel registrados por el trazador de curvas y el rendimiento del panel a diferentes ángulos de inclinación y se compararon las predicciones del modelo con las mediciones realizadas. También se analizó económicamente el ahorro que



generaría un parque solar en Moa, con un ángulo óptimo de inclinación, así como el impacto ambiental producto de la disminución de gases y químicos contaminantes a la atmósfera.



CONCLUSIONES

1. El estado del arte de investigaciones realizadas en Cuba, evidenció que existen diferencias entre los criterios para establecer el ángulo óptimo de inclinación en parques fotovoltaicos (15°) y el recomendado por especialistas del tema ($\text{latitud}+10^\circ$).
2. El modelo teórico analizado dio como resultado que el ángulo óptimo anual en la región de Moa es de 18° con acimut 0° , mientras que para cada mes del año puede variar desde 0° hasta 45° . Estos resultados fueron validados por las mediciones.
3. La valoración económica demostró que un parque fotovoltaico ubicado en Moa, con un ángulo óptimo de inclinación de 18° , produce más energía que con la inclinación sugerida en la bibliografía consultada.



RECOMENDACIONES

1. Ampliar el rango de mediciones de la producción de energía de los módulos fotovoltaicos, de ser posible todo el año, para mejorar la validación del modelo empleado.
2. Realizar el análisis económico para conocer la viabilidad de proyectos solares en la zona considerando la inversión inicial, vida útil de los equipos, ahorro energético y disminución de emisiones de CO₂.



BIBLIOGRAFÍA

1. BARSOUM, N., R. NIZAM & E. GERARD. New Approach on Development a Dual Axis Solar Tracking Prototype. [en línea]. *Wireless Engineering and Technology*, 2016, vol. 7, p. 1-11. [Consultado el: 10 de abril de 2017]. [Disponible en: <http://dx.doi.org/10.4236/wet.2016.71001>]
2. BÉRRIZ, L. *Cálculo de colectores e instalaciones solares». Informe científico-técnico. No. 3. Academia de Ciencias de Cuba. 1977. p.*
3. BÉRRIZ, L., A. CALZADILLA, J. A. GONZÁLEZ, J. INFANTE, *et al.* *Solarización territorial. Vía para el logro del desarrollo sostenible.* CUBASOLAR, 2010. p. 175.
4. BRITO, E. M. D. S., A. D. S. ANTÔNIO, A. F. CUPERTINO & H. A. PEREIRA. Characterization of Solar Panel Using Capacitive Load. [en línea]. 2015, vol. 7, p. 1-7. [Consultado el: 3 de enero de 2017]. [Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/iel7/7050193/7059368/07059472.pdf>]
5. BUSTAMANTE, J. *Manual de Obras Menores de Riego.* 1996. p.
6. CAMARENA ROJAS, M. R. & M. Á. LOZANO VILCARANO. Determinación del ángulo de inclinación óptimo de un panel fotovoltaico en el Valle del Mantaro. Universidad Nacional del Centro del Perú, 2016.
7. CAMPUZANO, M. & J. CHIRIBOGA. Diseño y construcción de un sistema de enfriamiento por adsorción solar. Escuela Politécnica Nacional., 2010.
8. CENSOLAR. *Ángulos solares.* 2014. p.
9. DEL MORAL PELIER, C. A. & M. ÁLVAREZ GONZÁLEZ. Influencia de la orientación de los colectores solares en la captación de energía. [en línea]. *Ecosolar*, 2008, vol., p. 10. [Consultado el: 10 de mayo de 2018]. [Disponible en:]
10. DUFFIE, J. & W. BECKMAN. *Solar engineering of thermal processes. Fourt edition.* CANADA, 2013. p. 928.
11. EKADEWI & DJATMIKO. The optimal tilt angle of a solar collector. [en línea]. 2013, vol., p. 166. [Consultado el:]. [Disponible en:]
12. ESPADA, S. Design and construction of a capacitive load for iv curve tracing of photovoltaic modules. Tesis de Maestría. Universidad Carlos III de Madrid, 2015.
13. FIRMAN, A., V. TORANZOS, A. BUSSO, C. CADENA, *et al.* Sistema híbrido para la caracterización eléctrica de arreglos fotovoltaicos. [en línea]. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 2010, vol. 14, p. 04.17-04.23. [Consultado el: 15 de marzo de 2017]. [Disponible en: www.ger-unne.com.ar/articulos/2012fot01.pdf]
14. FYLLADITAQUIS, P. & D. EMMANOUIL. *Photovoltaic engineering e learning applications developed for remoted laboratory experimentation system.* ENERGY ENVIRON, 2014. p.
15. HERMAN, M., M. JANKOVEC & M. TOPIC. Optimal I-V Curve Scan Time of Solar Cells and Modules in Light of Irradiance Level. [en línea]. *International Journal of Photoenergy*, 2012, vol. 2012 (151452), p. 1-11. [Consultado el: 12 de enero de 2017]. [Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1155/2012/151452>]



16. KHOO, Y., T. REINDL & A. ABERLE. Optimal orientation and tilt Angle for Maximizing in plane Solar Irradiation for PV applications in Singapore. [en línea]. 2014, vol., p. [Consultado el:]. [Disponible en:]
17. KLUCHER. Evaluación de los modelos para predecir insolación sobre superficies inclinadas. [en línea]. *Energía solar*, 1979, vol., p. 111-114. [Consultado el: 15 de enero de 2018]. [Disponible en:]
18. KUMAR & CHANDEL. Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review. [en línea]. 2013, vol., p. 10. [Consultado el: 25 de noviembre de 2017]. [Disponible en:]
19. LEITE, V., J. BATISTA, F. CHENLO & J. L. AFONSO. Low-Cost Instrument for Tracing Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Modules. [en línea]. Evento: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12)*. Santiago de Compostela (Spain). 2012, p. 1012-1017. [Consultado el: 22 de marzo de 2017]. [Disponible en: www.icrepq.com/icrepq'12/565-leite.pdf]
20. LIU, B. & JORDAN. *La insolación diaria sobre superficies inclinadas*. ASHRAE J. 1961. p.
21. LORENZO, E. *Electricidad solar. "Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos" (Primera edición ed.). (I. d. Solar, Ed.)* España: Progensa, 1994. p.
22. OSORIO, L. Simulación de módulo fotovoltaico bajo el efecto de la irradiancia y temperatura. Tesis de Maestría. Facultad De Metalurgia Y Electromecánica. Centro De Estudio De Energía Y Tecnología Avanzada De Moa. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 2017.
23. PATKÓ, I., A. SZEDER & C. PATKÓ. Evaluation the impact tilt angle on the sun collectors. [en línea]. *Energy Procedia*, 2013, vol. 32, p. 222–231. [Consultado el: 15 enero de 2018]. [Disponible en:]
24. RAMAPRABHA, R., S. H. JUBAIR, K. SUHAS & A. LOKESH. Design and Implementation of Efficient Curve Tracer for Photovoltaic System under Partial Shaded Conditions. [en línea]. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, 2015, vol. 7 (1), p. 140-149. [Consultado el: 13 de marzo de 2017]. [Disponible en: <http://dx.doi.org/10.15676/ijeei.2015.7.1.11>]
25. RETIRADO, Y. Modelación matemática del proceso de secado natural de las menas lateríticas. Tesis doctoral Facultad Metalurgia y Electromecánica. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 2012.
26. SIAM. Estimación de la Radiación Neta para su uso en el método de cálculo la evapotranspiración en el sistema de Información Agrario de Murcia. [en línea]. 2000, vol., p. [Consultado el: 13 de marzo de 2018]. [Disponible en:]
27. SKEIKER, K. Optimum tilt angle and orientation for solar collectors in Syria. [en línea]. *Energy Conversion and Management*, 2009, vol. 50, p. 2439–2448. [Consultado el: 15 de diciembre de 2017]. [Disponible en:]
28. SOLARWORLD. Sunmodule SW 150 poly R6. [en línea]. 2016, p. [Consultado el: 15 de enero de 2016]. [Disponible en: www.solarworld.com]
29. SPECTRUM. Estaciones WatchDog serie 2000. [en línea]. 2010, p. 22. [Consultado el: 22 de marzo de 2017]. [Disponible en: www.specmeters.com]



30. TEMPS, K. & R. COULSON. *Incidencia de la radiación solar sobre pistas de diversas orientaciones. Energía Solar*. 1977. p. 179-184.
31. TIAN, Y. & C. ZHAO. A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. [en línea]. *Applied Energy*, 2013, vol. 104, p. 538–553. [Consultado el: 25 de febrero de 2018]. [Disponible en:]
32. TOOLBOOM. 2017. Pirómetro infrarrojo UNI-T UT305C. [en línea]. 2017, [Consultado el: 23 de enero de 2017]. [Disponible en: <https://toolboom.com/es/Infrared-Thermometer-UNI-T-UT305C.php>]
33. VARGAS, T. & A. ABRAHAMSE. Trazador de curvas I-V de código abierto para monitoreo de rendimiento de paneles fotovoltaicos en Bolivia. [en línea]. *Tatiana Vargas y Augusta Abrahamse*, 2014, vol. 1 (4), p. 100-116. [Consultado el: 27 de enero de 2017]. [Disponible en: www.upb.edu/sites/default/files/I%26DV1N15-7Art-JPVargas-Web_1.pdf]
34. Universidad Pontificia Católica del Perú (2003). Manual de energía solar. Lima



ANEXOS

Anexo 1: Promedio de radiación mensual.

Radiación promedio del mes de enero (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	185.8	187.0	187.0	186.7	186.2	185.8	185.6	184.7	184.3	183.5	182.2	179.5	176.3	172.5
2	178.8	182.2	182.6	182.9	183.0	183.0	182.9	182.5	182.4	181.9	181.1	179.2	176.6	173.5
3	143.9	143.6	143.3	142.8	142.1	141.5	141.2	140.2	139.9	139.1	137.8	135.3	132.5	129.4
4	216.4	220.9	221.4	222.0	222.2	222.2	222.2	221.8	221.7	221.2	220.3	218.1	215.1	211.4
5	313.6	330.9	333.6	337.3	340.4	342.1	342.9	344.9	345.4	346.2	347.0	347.0	345.3	342.0
6	281.9	297.3	299.8	303.0	305.8	307.3	308.0	309.7	310.2	310.9	311.6	311.5	309.9	306.9
7	332.3	350.4	353.3	357.1	360.4	362.2	363.0	365.0	365.5	366.4	367.1	367.0	365.2	361.6
8	248.9	256.4	257.4	258.7	259.5	259.9	260.0	260.2	260.1	259.9	259.3	257.4	254.5	250.7
9	362.2	386.2	390.1	395.4	400.0	402.7	403.9	407.0	407.9	409.4	411.1	412.1	411.1	408.1
10	295.3	306.4	308.0	310.0	311.6	312.4	312.7	313.3	313.4	313.5	313.2	311.6	308.6	304.5
11	166.8	167.2	167.0	166.6	166.0	165.5	165.2	164.2	163.9	163.1	161.7	159.1	156.0	150.2
12	351.2	369.4	372.3	376.1	379.2	381.0	381.7	383.6	384.1	384.9	385.4	385.0	382.7	378.7
13	494.2	557.2	568.1	583.4	597.3	605.8	609.8	620.9	624.3	630.5	638.6	648.8	654.6	656.2
14	273.6	287.0	289.1	291.9	294.1	295.4	295.9	297.2	297.5	298.0	298.3	297.7	295.8	292.5
15	420.1	459.0	465.6	474.7	482.8	487.6	489.9	496.0	497.8	501.1	505.1	509.4	510.8	509.2
16	342.1	361.1	364.1	368.1	371.5	373.3	374.2	376.3	376.8	377.7	378.5	378.3	376.4	372.6
17	386.7	413.0	417.5	423.1	428.1	431.0	432.7	436.2	436.8	438.9	440.3	441.5	440.4	437.0
18	492.4	552.3	563.1	577.0	590.1	598.0	602.6	613.0	615.1	621.9	628.3	637.3	642.2	642.8
19	382.3	407.1	411.3	416.5	421.1	423.8	425.4	428.5	429.0	430.9	432.0	432.8	431.3	427.7
20	118.5	117.9	117.7	117.1	116.5	116.0	115.8	114.9	114.6	113.9	112.8	110.7	108.3	105.6
21	363.2	382.9	386.2	390.1	393.6	395.5	396.7	398.8	399.0	400.2	400.5	400.1	397.8	393.6
22	178.1	177.9	177.6	177.0	176.2	175.5	175.2	174.0	173.6	172.6	171.1	168.1	164.7	160.8
23	302.3	311.2	312.4	313.9	314.8	315.2	315.4	315.4	315.3	315.0	314.1	311.7	308.0	303.1
24	361.7	379.5	382.3	385.9	388.8	390.4	391.1	392.8	393.2	393.7	394.1	393.1	390.3	385.7
25	479.1	529.1	537.1	549.4	559.9	566.3	568.4	576.3	579.7	582.9	589.4	595.5	597.8	596.4
26	459.2	500.9	507.5	517.5	526.1	531.1	532.7	538.9	541.6	543.9	548.9	552.9	553.7	551.1
27	465.5	508.4	515.1	525.5	534.3	539.5	541.1	547.5	550.3	552.7	557.9	562.1	562.9	560.4
28	308.5	316.1	317.0	318.1	318.7	318.9	318.7	318.4	318.4	317.6	316.6	313.6	309.5	304.1
29	361.7	375.6	377.5	380.2	382.1	383.1	383.2	383.8	384.3	383.9	383.8	381.7	377.9	372.4
30	480.6	526.1	533.7	544.2	553.5	559.0	561.6	568.4	570.5	574.1	578.4	582.9	583.8	581.1
31	336.0	351.2	353.3	356.4	358.8	360.0	360.2	361.4	362.0	361.9	362.3	360.9	357.8	353.1
Prom	325.2	345.5	348.8	353.2	356.9	359.1	360.0	362.4	363.2	364.2	365.4	365.9	364.4	361.1



Radiación promedio del mes de febrero (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	420.4	447.1	451.4	457.0	461.9	464.6	465.9	469.0	469.8	471.2	472.5	472.8	470.6	465.9
2	387.4	407.3	410.4	414.4	417.7	419.5	420.3	422.1	422.5	423.2	423.5	422.5	419.4	414.2
3	286.8	289.0	289.0	288.6	287.9	287.2	286.8	285.4	284.8	283.6	281.5	277.2	271.9	265.9
4	482.7	523.6	530.3	539.5	547.5	552.3	554.4	560.1	561.8	564.7	568.0	570.8	570.2	566.3
5	247.2	250.5	250.8	250.9	250.6	250.3	250.1	249.2	248.9	248.0	246.5	243.3	239.3	234.4
6	216.5	217.7	217.7	217.3	216.7	216.1	215.8	214.7	214.3	213.3	211.7	208.5	204.6	200.1
7	299.6	305.2	305.7	306.3	306.4	306.2	306.0	305.3	305.0	304.2	302.6	299.1	294.5	288.8
8	285.8	290.2	290.6	290.8	290.7	290.4	290.2	289.3	288.9	288.0	286.3	282.8	278.2	272.6
9	378.2	391.8	393.7	396.0	397.7	398.5	398.8	399.2	399.3	399.0	398.2	395.4	390.9	384.7
10	239.8	241.1	241.0	240.6	239.9	239.3	238.9	237.6	237.2	236.1	234.3	230.6	226.3	221.2
11	480.0	513.0	518.3	525.3	531.3	534.7	536.2	540.1	541.1	542.9	544.5	544.9	542.1	536.4
12	472.5	503.2	508.0	514.5	519.9	523.0	524.3	527.7	528.6	530.1	531.3	531.1	528.0	522.0
13	585.0	641.5	650.0	663.7	675.0	681.6	683.2	691.1	695.1	697.3	704.1	708.5	708.3	703.5
14	544.7	592.5	599.6	611.0	620.3	625.7	626.9	633.2	636.5	638.1	643.3	646.1	644.8	639.5
15	555.8	605.1	612.4	624.2	633.7	639.3	640.5	646.9	650.4	652.0	657.4	660.3	658.9	653.4
16	572.7	624.9	632.6	645.1	655.2	661.2	662.4	669.3	673.0	674.6	680.5	683.6	682.4	676.7
17	565.7	615.3	622.6	634.4	643.9	649.5	650.5	656.9	658.7	661.8	665.1	667.3	665.3	659.0
18	402.9	416.8	418.4	421.0	422.6	423.3	423.1	423.2	423.7	422.7	422.2	418.8	413.5	406.4
19	565.4	612.3	619.1	630.2	639.0	644.1	644.9	650.6	653.9	654.9	659.7	661.3	658.7	652.0
20	585.0	635.1	642.3	654.2	663.7	669.2	670.1	676.3	679.9	680.9	686.2	688.1	685.5	678.6
21	535.5	572.7	577.8	586.3	592.9	596.6	597.0	600.9	603.3	603.5	606.5	606.1	602.1	594.6
22	397.7	410.2	411.9	413.8	415.1	415.5	415.7	415.6	415.4	414.8	413.4	409.6	403.9	396.5
23	502.1	529.8	533.9	539.3	543.7	546.0	547.0	549.2	549.7	550.3	550.4	548.1	542.8	534.5
24	534.2	567.4	572.6	579.3	584.8	587.8	589.1	592.2	593.0	594.1	594.7	593.0	587.8	579.3
25	557.8	595.2	601.1	608.7	615.1	618.6	620.1	623.8	624.8	626.2	627.2	625.8	620.7	611.9
26	497.1	521.5	525.1	529.7	533.2	535.0	535.7	537.2	537.5	537.7	537.2	533.9	527.9	519.1
27	355.8	363.0	363.7	364.4	364.5	364.3	364.1	363.2	362.7	361.7	359.7	355.2	349.3	342.0
28	534.0	563.2	567.5	573.1	577.6	579.9	580.9	583.0	583.4	583.9	583.6	580.6	574.3	564.8
Prom	446.0	473.1	477.0	482.8	487.4	490.0	490.7	493.3	494.4	495.0	496.2	495.2	491.5	485.1



Radiación promedio del mes de marzo (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	606.2	649.4	656.1	665.0	672.3	676.3	678.1	682.4	683.4	685.1	686.2	684.6	678.6	668.4
2	579.1	615.5	621.1	628.2	634.1	637.2	638.5	641.6	642.3	643.3	643.5	640.9	634.3	624.0
3	322.3	330.4	331.3	332.3	332.7	332.7	332.6	332.0	331.7	330.9	329.2	325.3	320.0	313.3
4	568.0	599.6	604.3	610.3	615.0	617.4	618.4	620.5	620.9	621.3	620.8	617.1	609.8	599.0
5	459.0	474.2	476.2	478.4	479.9	480.3	480.4	480.2	479.9	479.1	477.2	472.2	465.0	455.5
6	578.3	610.1	614.8	620.7	625.4	627.7	628.7	630.6	631.0	631.3	630.6	626.4	618.6	607.1
7	515.1	535.2	537.9	541.2	543.4	544.4	544.7	544.9	544.7	544.1	542.3	537.0	529.0	518.2
8	608.2	643.8	649.0	655.8	661.0	663.7	664.8	667.1	667.6	668.0	667.3	663.0	654.5	642.1
9	467.0	482.2	484.1	486.3	487.6	488.0	488.0	487.6	487.3	486.3	484.1	478.7	470.8	460.7
10	607.9	641.2	646.0	652.1	656.7	659.0	659.9	661.7	661.9	662.0	660.8	655.7	646.6	633.6
11	631.7	668.0	673.2	679.9	685.0	687.6	688.6	690.7	691.0	691.1	690.1	684.8	675.2	661.4
12	562.0	585.7	588.9	592.8	595.4	596.6	596.9	597.2	597.0	596.3	594.1	588.0	578.6	566.0
13	602.2	631.2	635.2	640.1	643.7	645.3	645.9	646.7	646.7	646.2	644.2	638.0	627.9	614.2
14	512.1	527.8	529.7	531.7	532.7	532.9	532.9	532.0	531.5	530.2	527.4	520.7	511.4	499.6
15	586.3	610.6	613.8	617.6	620.2	621.2	621.5	621.5	621.2	620.2	617.7	610.7	600.2	586.4
16	578.9	601.0	603.9	607.2	609.3	610.0	610.1	609.8	609.4	608.2	605.4	598.1	587.4	573.6
17	586.8	609.0	611.9	615.1	617.1	617.8	617.9	617.4	617.0	615.7	612.7	605.1	594.1	579.8
18	282.0	284.2	284.1	283.6	282.8	282.1	281.6	280.0	279.4	278.1	275.8	271.1	265.4	258.8
19	604.0	627.3	630.3	633.6	635.6	636.3	636.4	635.8	635.3	633.9	630.7	622.4	610.7	595.4
20	410.7	419.4	420.3	420.9	420.8	420.4	420.0	418.5	417.9	416.3	413.4	407.0	398.8	388.7
21	312.7	316.5	316.7	316.5	315.9	315.2	314.7	313.1	312.5	311.1	308.6	303.4	297.0	289.5
22	467.0	476.9	477.8	478.4	478.3	477.7	477.3	475.5	474.7	472.8	469.4	461.9	452.3	440.5
23	566.8	583.1	584.9	586.6	587.2	587.0	586.7	585.1	584.3	582.3	578.4	569.5	557.5	542.6
24	614.0	634.4	636.7	639.1	640.3	640.3	640.1	638.5	637.7	635.7	631.6	621.8	608.6	591.9
25	661.3	687.0	690.1	693.5	695.4	695.8	695.7	694.5	693.7	691.7	687.4	676.8	662.0	643.2
26	432.1	437.8	438.0	437.7	436.8	435.8	435.2	432.9	432.0	429.9	426.3	418.8	409.5	398.5
27	452.6	460.0	460.5	460.6	459.9	459.0	458.4	456.1	455.2	453.1	449.3	441.4	431.5	419.6
28	380.8	382.0	381.6	380.5	378.9	377.6	376.9	374.4	373.4	371.3	367.9	361.0	353.0	343.7
29	556.1	568.0	569.0	569.6	569.1	568.2	567.6	565.0	563.9	561.3	556.7	546.6	533.8	518.3
30	433.6	440.0	440.3	440.1	439.2	438.1	437.5	435.1	434.1	432.0	428.2	420.2	410.4	398.7
31	237.9	236.9	236.4	235.4	234.1	233.1	232.6	230.8	230.1	228.8	226.5	222.2	217.3	211.7
Prom	509.1	528.0	530.5	533.3	535.0	535.6	535.8	535.5	535.1	534.1	531.7	525.5	516.4	504.7



Radiación promedio del mes de abril (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	441.7	448.0	448.3	448.1	447.0	445.9	445.2	442.7	441.7	439.4	435.4	427.0	416.7	404.5
2	415.3	421.0	421.2	420.9	419.9	418.8	418.1	415.7	414.7	412.5	408.6	400.7	390.9	379.3
3	335.6	339.8	339.9	339.5	338.6	337.6	337.1	335.0	334.2	332.4	329.2	322.7	314.7	305.3
4	381.2	385.0	385.0	384.3	383.1	381.9	381.2	378.8	377.8	375.7	372.0	364.6	355.6	345.1
5	523.2	529.3	529.3	528.6	527.0	525.4	524.5	521.1	519.8	516.8	511.7	501.3	488.5	473.6
6	605.5	616.1	616.7	616.5	615.1	613.5	612.5	608.7	607.2	603.8	597.6	584.9	569.0	550.2
7	299.3	298.3	297.6	296.4	294.7	293.5	292.8	290.5	289.7	287.9	285.0	279.5	273.2	266.1
8	540.9	546.4	546.3	545.3	543.3	541.5	540.5	536.7	535.3	532.0	526.5	515.2	501.6	485.7
9	403.2	406.3	406.0	405.1	403.5	402.0	401.2	398.3	397.2	394.7	390.5	382.2	372.2	360.7
10	620.5	629.8	630.0	629.2	627.2	625.2	624.0	619.6	617.8	613.9	607.1	593.0	575.8	555.6
11	689.8	703.1	703.7	703.3	701.3	699.2	697.8	692.8	690.8	686.2	678.2	661.4	640.7	616.1
12	693.3	706.0	706.4	705.8	703.7	701.4	699.9	694.7	692.6	687.9	679.6	662.4	641.3	616.3
13	706.0	718.6	719.0	718.2	715.8	713.4	711.8	706.3	704.1	699.1	690.4	672.5	650.5	624.5
14	457.3	460.6	460.2	458.9	456.8	455.0	454.0	450.3	448.9	445.9	440.7	430.4	418.1	403.9
15	381.7	383.4	383.0	381.7	379.9	378.3	377.4	374.3	373.1	370.6	366.3	358.0	348.0	336.6
16	685.9	695.2	695.0	693.5	690.5	687.7	686.1	680.1	677.8	672.7	663.8	645.8	624.1	598.7
17	688.2	696.9	696.6	695.0	691.8	688.8	687.1	680.9	678.6	673.3	664.2	645.9	623.8	598.1
18	433.1	434.4	433.8	432.1	429.8	427.9	426.9	423.2	421.8	418.8	413.8	404.1	392.6	379.5
19	310.1	309.2	308.5	307.1	305.4	304.0	303.2	300.8	299.8	297.9	294.7	288.6	281.6	273.7
20	245.8	244.7	244.0	242.9	241.5	240.4	239.8	237.9	237.2	235.7	233.3	228.7	223.5	217.6
21	287.9	286.5	321.8	284.6	283.0	281.7	316.2	313.6	278.1	310.6	273.7	268.5	262.7	256.1
22	690.9	696.5	695.6	692.9	688.8	685.3	683.3	676.2	673.5	667.7	657.7	638.1	614.7	587.7
23	511.9	512.8	511.9	509.7	506.6	504.1	502.7	497.9	496.1	492.2	485.8	473.3	458.6	441.9
24	523.4	523.5	522.4	520.0	516.8	514.3	512.8	508.0	506.3	502.4	496.0	483.7	469.4	453.1
25	619.9	621.9	620.7	617.8	613.8	610.5	608.6	602.2	599.8	594.7	586.0	569.1	549.3	526.7
26	204.9	203.7	203.2	202.2	201.1	200.2	199.7	198.1	197.5	196.3	194.3	190.5	186.2	181.5
27	387.1	387.1	385.2	383.3	380.9	379.0	378.0	374.5	373.3	370.5	366.0	357.5	347.6	336.4
28	621.6	622.2	620.8	617.6	613.2	609.7	607.7	601.0	598.6	593.2	584.3	567.1	547.0	524.1
29	640.3	640.8	639.2	635.8	631.1	627.4	625.3	618.2	615.6	609.9	600.5	582.2	560.9	536.8
30	587.1	587.6	585.1	582.0	577.7	574.3	572.5	566.2	563.9	558.9	550.6	534.6	516.1	495.1
Prom	497.8	501.8	502.5	499.9	497.6	495.6	495.6	491.5	488.8	486.5	479.5	467.8	453.8	437.7



Radiación promedio del mes de mayo (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	522.9	521.8	520.4	517.5	513.9	510.9	509.3	504.0	502.0	497.8	490.8	477.3	461.8	444.3
2	266.5	265.0	264.4	263.1	261.5	260.3	259.7	257.5	256.8	255.1	252.5	247.5	241.8	235.5
3	339.4	337.9	337.0	335.2	333.0	331.3	330.3	327.2	326.1	323.7	319.7	312.2	303.6	294.0
4	437.8	435.9	434.7	432.3	429.3	427.0	425.7	421.5	420.0	416.7	411.3	401.0	389.2	376.0
5	612.5	610.6	608.7	604.9	599.9	596.0	593.8	586.6	584.0	578.4	569.0	551.2	530.6	507.5
6	434.0	432.0	430.8	428.3	425.3	422.9	421.6	417.3	415.7	412.4	406.9	396.5	384.5	371.2
7	579.9	577.4	575.5	571.9	567.2	563.5	561.6	554.9	552.5	547.3	538.8	522.6	503.9	483.0
8	720.1	717.2	714.5	709.1	702.1	696.6	693.6	683.6	679.9	672.1	659.1	634.3	605.7	573.5
9	292.8	291.2	290.4	288.9	287.0	285.6	284.9	282.3	281.4	279.5	276.4	270.4	263.7	256.1
10	341.8	339.9	338.9	336.9	334.5	332.7	331.7	328.4	327.2	324.7	320.5	312.6	303.7	293.7
11	687.3	683.2	680.4	675.1	668.4	663.2	660.3	650.8	647.4	640.0	627.9	604.8	578.4	548.8
12	476.4	473.4	471.8	468.6	464.6	461.5	459.9	454.3	452.3	448.1	441.1	427.8	412.7	395.7
13	613.0	608.8	606.4	601.9	596.3	592.0	589.6	581.8	578.9	572.9	562.9	544.1	522.6	498.6
14	302.9	301.1	300.2	298.6	296.7	295.2	294.4	291.8	290.8	288.8	285.5	279.3	272.3	264.5
15	408.8	406.1	404.8	402.3	399.3	396.9	395.7	391.5	390.0	386.9	381.6	371.8	360.7	348.2
16	695.5	689.4	686.3	680.3	672.9	667.1	664.0	653.8	650.1	642.2	629.2	604.8	577.0	545.9
17	628.1	622.7	620.0	615.0	608.8	604.1	601.5	593.1	590.0	583.5	572.8	552.8	529.9	504.5
18	354.4	352.0	350.9	348.9	346.4	344.5	343.5	340.1	338.9	336.3	332.1	324.1	315.1	305.1
19	574.7	569.8	567.4	563.1	557.9	553.8	551.6	544.4	541.8	536.3	527.3	510.4	491.1	469.7
20	694.1	686.8	683.3	677.0	669.2	663.3	660.1	649.5	645.7	637.6	624.4	599.5	571.3	539.9
21	639.2	632.8	629.9	624.5	618.0	613.0	610.3	601.4	598.2	591.4	580.4	559.5	535.9	509.7
22	280.7	279.0	278.2	276.8	275.1	273.8	273.0	270.7	269.9	268.1	265.3	259.9	253.7	246.9
23	161.7	160.8	160.3	159.6	158.6	157.9	157.5	156.3	155.8	154.8	153.3	150.3	147.0	143.3
24	499.4	494.5	492.4	488.5	483.8	480.2	478.3	472.0	469.7	464.9	457.0	442.3	425.6	407.1
25	637.3	630.0	626.9	621.3	614.5	609.3	606.5	597.4	594.1	587.1	575.8	554.6	530.5	503.9
26	530.6	525.2	522.9	518.8	513.7	509.9	507.9	501.1	498.7	493.6	485.3	469.6	452.0	432.4
27	621.2	613.9	610.8	605.3	598.7	593.6	590.9	582.1	578.9	572.2	561.2	540.6	517.4	491.7
28	373.0	369.9	368.6	366.3	363.5	361.3	360.2	356.4	355.0	352.2	347.5	338.7	328.7	317.7
29	511.9	506.4	504.1	500.0	495.1	491.3	489.3	482.8	480.4	475.4	467.3	452.1	434.9	416.0
30	471.0	465.5	463.3	459.3	454.5	450.8	448.8	442.4	440.1	435.3	427.4	412.6	395.9	377.5
31	496.0	490.3	488.1	484.0	479.0	475.3	473.3	466.8	464.4	459.5	451.4	436.3	419.3	400.5
Prom	490.5	486.8	484.9	481.4	477.1	473.7	471.9	465.9	463.8	459.2	451.7	437.5	421.3	403.3



Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	646.1	637.3	633.9	627.7	620.3	614.8	611.8	602.0	598.5	591.1	579.1	556.7	531.5	503.6
2	162.8	161.8	161.4	160.6	159.6	158.9	158.5	157.3	156.8	155.8	154.2	151.2	147.8	144.1
3	399.4	394.9	393.1	389.9	386.1	383.2	381.6	376.5	374.7	370.9	364.6	352.9	339.8	325.2
4	96.4	95.9	95.6	95.2	94.6	94.2	93.9	93.2	92.9	92.4	91.4	89.7	87.7	85.5
5	431.6	427.0	425.2	421.9	418.0	415.0	413.5	408.3	406.5	402.5	396.2	384.3	370.9	356.1
6	361.0	357.7	356.4	354.0	351.1	349.0	347.8	344.0	342.6	339.7	335.0	326.2	316.3	305.3
7	359.1	355.1	353.5	350.8	347.4	344.9	343.6	339.2	337.6	334.3	328.9	318.9	307.5	295.0
8	599.9	591.7	588.5	583.0	576.4	571.4	568.7	560.0	556.9	550.3	539.7	519.8	497.5	472.9
9	571.9	564.6	561.8	556.8	550.9	546.4	544.0	536.2	533.4	527.5	517.9	500.1	480.1	457.9
10	579.1	571.5	568.6	563.5	557.3	552.7	550.3	542.2	539.3	533.3	523.4	505.1	484.5	461.8
11	414.0	409.4	407.7	404.5	400.7	397.9	396.3	391.3	389.6	385.8	379.6	368.2	355.3	341.1
12	364.1	361.1	359.9	357.8	355.2	353.2	352.1	348.7	347.4	344.8	340.5	332.4	323.4	313.4
13	405.8	402.2	400.7	398.1	395.0	392.6	391.4	387.2	385.7	382.6	377.4	367.9	357.1	345.2
14	481.4	475.7	473.5	469.6	465.0	461.5	459.7	453.6	451.4	446.9	439.4	425.6	410.0	392.8
15	440.0	435.2	433.4	430.1	426.2	423.2	421.6	416.5	414.6	410.7	404.4	392.5	379.2	364.5
16	487.8	481.5	479.1	474.8	469.8	466.0	464.0	457.4	455.0	450.1	442.0	427.0	410.1	391.5
17	405.6	401.4	399.8	396.9	393.5	390.8	389.4	384.9	383.2	379.8	374.1	363.6	351.8	338.8
18	624.3	614.7	611.2	605.1	597.8	592.3	589.3	579.8	576.4	569.2	557.6	536.0	511.8	485.1
19	520.6	513.6	511.0	506.4	501.0	496.9	494.7	487.5	485.0	479.6	470.9	454.6	436.4	416.3
20	657.1	646.6	642.8	636.0	628.0	622.0	618.8	608.3	604.6	596.8	584.1	560.5	534.0	504.9
21	574.2	566.4	563.5	558.3	552.2	547.6	545.2	537.2	534.3	528.3	518.6	500.4	480.0	457.5
22	673.7	662.4	658.3	651.1	642.5	636.1	632.7	621.6	617.7	609.3	595.8	570.8	542.7	511.7
23	635.3	625.4	621.8	615.4	607.8	602.2	599.1	589.3	585.8	578.3	566.3	544.0	519.0	491.5
24	673.0	661.7	657.7	650.5	642.0	635.6	632.2	621.2	617.3	609.0	595.5	570.6	542.6	511.9
25	687.2	675.3	671.0	663.4	654.4	647.7	644.1	632.5	628.4	619.6	605.4	579.1	549.7	517.3
26	595.3	586.8	583.6	578.1	571.4	566.5	563.8	555.2	552.1	545.6	535.0	515.4	493.4	469.2
27	672.4	661.2	657.2	650.1	641.6	635.3	631.9	620.9	617.0	608.7	595.3	570.4	542.5	511.7
28	643.1	633.0	629.3	622.8	615.1	609.2	606.1	596.0	592.4	584.8	572.5	549.6	523.9	495.6
29	627.4	618.0	614.5	608.4	601.1	595.6	592.6	583.1	579.7	572.5	560.9	539.2	514.9	488.2
30	545.8	538.9	536.4	531.8	526.3	522.1	519.9	512.7	510.1	504.7	495.9	479.4	460.9	440.6
Prom	511.2	504.3	501.7	497.1	491.6	487.5	485.3	478.1	475.6	470.2	461.4	445.1	426.7	406.5



Radiación promedio del mes de julio (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	576.7	568.8	565.9	560.7	554.6	550.0	547.5	539.4	536.6	530.5	520.6	502.3	481.8	459.1
2	558.4	551.1	548.4	543.6	537.8	533.5	531.2	523.6	520.9	515.2	506.0	488.8	469.4	448.1
3	647.1	637.1	633.4	626.9	619.1	613.3	610.2	600.1	596.5	588.9	576.6	553.7	528.0	499.7
4	693.1	681.2	676.8	669.2	660.1	653.3	649.7	637.9	633.6	624.7	610.3	583.6	553.6	520.6
5	460.5	455.5	453.5	450.0	445.9	442.8	441.1	435.6	433.6	429.5	422.8	410.2	396.1	380.5
6	551.0	544.2	541.6	536.9	531.4	527.2	525.0	517.8	515.2	509.7	500.8	484.2	465.5	444.9
7	612.3	603.6	600.3	594.5	587.6	582.4	579.6	570.5	567.2	560.4	549.3	528.6	505.4	479.8
8	541.7	535.1	532.6	528.1	522.8	518.7	516.5	509.5	506.9	501.6	492.9	476.8	458.6	438.5
9	278.2	276.3	275.5	274.1	272.4	271.0	270.3	268.0	267.1	265.3	262.4	257.0	250.8	243.9
10	340.6	337.9	336.8	334.9	332.5	330.7	329.7	326.5	325.4	322.9	319.0	311.6	303.3	294.0
11	493.0	487.2	485.0	481.0	476.2	472.6	470.6	464.3	462.0	457.2	449.4	434.9	418.5	400.4
12	363.7	359.7	358.1	355.3	351.9	349.3	347.9	343.4	341.8	338.4	332.8	322.5	310.8	298.0
13	597.7	590.0	587.0	581.6	575.2	570.4	567.8	559.4	556.3	549.9	539.5	520.2	498.3	474.2
14	598.1	590.6	587.6	582.4	576.1	571.3	568.7	560.4	557.4	551.1	540.8	521.7	500.1	476.3
15	575.5	568.6	565.9	561.0	555.1	550.6	548.3	540.5	537.7	531.8	522.2	504.3	484.2	461.9
16	645.6	637.0	633.6	627.5	620.1	614.6	611.6	602.0	598.5	591.2	579.2	557.0	531.9	504.2
17	485.4	480.5	478.5	474.9	470.6	467.3	465.5	459.8	457.7	453.3	446.2	432.8	417.8	401.1
18	478.6	473.4	471.3	467.5	462.9	459.4	457.6	451.5	449.3	444.6	437.1	423.0	407.0	389.4
19	578.0	571.5	568.9	564.1	558.4	554.0	551.6	544.0	541.2	535.4	525.9	508.1	488.1	465.9
20	539.7	534.3	532.1	528.0	523.1	519.3	517.3	510.7	508.4	503.3	495.2	479.9	462.6	443.5
21	533.0	527.7	525.5	521.4	516.5	512.7	510.7	504.2	501.8	496.8	488.6	473.3	456.1	436.9
22	341.6	339.1	338.1	336.2	333.9	332.1	331.2	328.0	326.9	324.5	320.6	313.4	305.1	296.0
23	400.9	397.9	396.6	394.2	391.4	389.2	388.0	384.1	382.7	379.8	375.0	365.9	355.7	344.4
24	476.1	471.8	469.9	466.5	462.3	459.1	457.4	451.7	449.7	445.4	438.4	425.3	410.4	393.9
25	505.8	501.6	499.7	496.3	492.1	489.0	487.2	481.6	479.6	475.3	468.3	455.2	440.3	423.7
26	659.2	652.2	649.0	643.3	636.2	630.8	627.9	618.4	615.0	607.7	595.8	573.5	548.1	520.0
27	624.6	618.5	615.6	610.5	604.1	599.2	596.6	588.0	584.9	578.3	567.6	547.3	524.3	498.8
28	397.6	394.7	393.3	390.9	387.8	385.5	384.3	380.2	378.7	375.6	370.5	360.9	350.1	338.0
29	354.7	352.1	350.9	348.7	345.9	343.8	342.7	339.0	337.7	334.8	330.2	321.5	311.6	300.6
30	670.1	664.0	660.9	655.2	648.2	642.8	639.9	630.3	626.8	619.4	607.3	584.5	558.5	529.6
31	682.4	676.4	673.3	667.4	660.2	654.6	651.6	641.6	638.0	630.4	617.8	594.1	567.1	537.0
Prom	524.5	518.7	516.3	512.0	506.8	502.9	500.8	493.9	491.5	486.2	477.7	461.8	443.8	424.0



Radiación promedio del mes de agosto (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	679.1	673.4	670.4	664.7	657.7	652.2	649.2	639.5	635.9	628.4	616.0	592.7	566.1	536.4
2	680.7	675.4	672.4	666.8	659.8	654.3	651.4	641.7	638.1	630.6	618.3	595.0	568.3	538.6
3	558.7	554.9	552.9	549.1	544.3	540.6	538.6	532.0	529.6	524.5	516.2	500.4	482.4	462.4
4	192.0	190.9	190.4	189.5	188.4	187.5	187.1	185.6	185.0	183.9	182.0	178.5	174.5	170.0
5	547.9	544.6	542.7	539.1	534.6	531.1	529.2	523.0	520.7	515.9	508.0	493.1	475.9	456.8
6	679.1	675.2	672.6	667.4	660.9	655.7	653.0	643.7	640.3	633.1	621.2	598.7	572.8	543.8
7	680.7	677.2	674.6	669.6	663.1	658.0	655.3	646.1	642.7	635.5	623.7	601.2	575.3	546.2
8	558.7	555.9	554.1	550.6	546.1	542.6	540.7	534.4	532.1	527.2	519.1	503.7	486.2	466.5
9	192.0	190.9	190.4	189.5	188.4	187.5	187.1	185.6	185.0	183.9	182.0	178.5	174.5	170.1
10	547.9	545.5	543.8	540.5	536.3	533.0	531.2	525.3	523.1	518.5	510.8	496.3	479.5	460.8
11	544.2	542.1	540.4	537.2	533.0	529.8	528.0	522.1	519.9	515.3	507.7	493.1	476.4	457.7
12	618.5	616.8	614.9	611.1	606.1	602.1	600.0	592.7	590.0	584.3	574.9	556.8	535.9	512.4
13	448.4	447.0	445.7	443.1	439.8	437.2	435.8	431.0	429.3	425.5	419.3	407.5	393.9	378.6
14	688.0	687.7	685.6	681.4	675.6	671.0	668.5	659.9	656.7	649.9	638.6	616.7	591.3	562.6
15	669.8	669.7	667.8	663.9	658.5	654.2	651.8	643.8	640.9	634.5	623.8	603.3	579.5	552.4
16	675.1	675.6	673.8	669.9	664.6	660.3	658.0	649.9	647.0	640.5	629.8	609.1	585.0	557.6
17	353.5	352.3	351.4	349.6	347.4	345.6	344.6	341.5	340.3	337.8	333.7	325.9	316.9	306.9
18	430.7	429.6	428.6	426.4	423.7	421.4	420.2	416.2	414.7	411.6	406.3	396.3	384.7	371.7
19	638.6	639.8	638.3	635.1	630.7	627.0	624.9	618.0	615.4	609.9	600.6	582.5	561.4	537.3
20	691.6	694.6	693.1	689.8	684.9	680.8	678.5	670.7	667.8	661.4	650.7	629.8	605.3	577.2
21	668.8	671.7	670.4	667.3	662.8	659.0	656.9	649.7	647.0	641.1	631.2	611.9	589.1	563.0
22	448.8	448.4	447.5	445.4	442.7	440.5	439.3	435.2	433.7	430.5	425.1	414.8	402.9	389.3
23	164.9	164.0	163.6	162.8	161.9	161.1	160.8	159.5	159.0	158.0	156.4	153.4	150.0	146.3
24	277.2	276.0	275.3	274.0	272.4	271.2	270.5	268.3	267.5	265.7	262.9	257.6	251.5	244.7
25	580.0	582.4	581.5	579.2	575.8	573.0	571.4	566.0	563.9	559.5	552.1	537.4	520.2	500.5
26	573.2	575.9	575.0	572.8	569.6	566.9	565.4	560.1	558.1	553.8	546.6	532.3	515.5	496.2
27	533.3	534.8	533.9	531.8	528.9	526.5	525.1	520.4	518.7	515.0	508.6	496.3	481.8	465.3
28	475.3	476.4	475.6	473.7	471.2	469.1	467.9	463.8	462.3	459.1	453.6	443.0	430.6	416.4
29	619.5	625.0	624.5	622.7	619.6	616.9	615.3	609.8	607.8	603.2	595.3	579.7	561.1	539.4
30	547.9	551.0	550.3	548.5	545.8	543.5	542.1	537.5	535.8	532.0	525.6	513.0	498.0	480.8
31	562.3	566.5	566.0	564.3	561.7	559.3	558.0	553.4	551.6	547.7	541.1	528.0	512.4	494.3
Prom	517.2	517.2	515.9	513.2	509.6	506.7	505.1	499.6	497.6	493.3	486.1	472.2	456.0	437.7



Radiación promedio del mes de septiembre (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	558.7	565.1	565.0	564.0	562.0	560.2	559.0	555.0	553.5	550.0	544.1	532.0	517.3	500.2
2	669.6	683.9	684.8	684.9	683.4	681.6	680.5	676.1	674.3	670.2	662.9	647.4	628.1	605.1
3	599.7	609.3	609.7	609.2	607.6	605.9	604.8	600.8	599.3	595.7	589.5	576.5	560.6	541.7
4	486.3	490.4	490.2	489.2	487.4	485.8	484.9	481.5	480.3	477.4	472.6	462.8	451.1	437.4
5	618.9	631.0	631.7	631.7	630.5	629.0	628.1	624.3	622.8	619.3	613.1	600.1	583.8	564.4
6	608.2	620.3	621.0	621.2	620.1	618.7	617.8	614.2	612.8	609.5	603.5	591.0	575.3	556.5
7	602.4	614.7	615.5	615.8	614.8	613.5	612.7	609.3	607.9	604.7	599.0	586.8	571.5	553.1
8	495.2	501.5	501.6	501.1	499.8	498.4	497.6	494.6	493.4	490.7	486.1	476.5	464.8	451.1
9	286.9	286.8	286.3	285.3	283.9	282.8	282.2	280.2	279.4	277.8	275.0	269.8	263.7	256.7
10	271.8	270.9	270.3	269.1	267.7	266.5	265.9	263.9	263.1	261.6	259.0	254.0	248.4	242.1
11	434.3	440.6	440.9	440.7	439.8	438.7	438.1	435.7	434.7	432.5	428.7	420.6	410.7	398.9
12	490.3	497.4	497.7	497.5	496.4	495.3	494.6	491.9	490.8	488.4	484.1	475.2	464.1	451.0
13	182.2	181.3	180.9	180.0	179.0	178.3	177.8	176.4	175.9	174.9	173.1	169.8	166.1	161.9
14	647.8	670.5	673.1	675.7	676.9	676.9	676.6	674.8	673.8	671.4	666.7	655.4	640.2	621.2
15	603.1	620.9	622.8	624.6	625.1	624.8	624.4	622.4	621.4	619.1	614.6	604.4	590.7	573.9
16	628.5	650.7	653.3	656.0	657.3	657.4	657.2	655.7	654.9	652.8	648.4	638.1	624.0	606.3
17	482.5	492.2	493.1	493.6	493.2	492.5	492.0	490.0	489.1	487.1	483.4	475.3	465.0	452.5
18	472.7	481.9	482.7	483.1	482.8	482.1	481.6	479.6	478.7	476.8	473.1	465.3	455.4	443.4
19	386.9	395.4	396.2	396.8	396.7	396.3	396.0	394.5	393.8	392.3	389.5	383.3	375.2	365.4
20	323.5	324.1	323.6	322.7	321.3	320.2	319.5	317.4	316.6	314.9	312.0	306.3	299.7	292.2
21	285.6	287.2	287.1	286.5	285.5	284.7	284.2	282.5	281.8	280.4	277.9	273.1	267.3	260.5
22	256.1	255.7	255.2	254.3	253.0	252.0	251.5	249.7	249.0	247.6	245.2	240.7	235.5	229.6
23	247.1	246.8	246.3	245.4	244.2	243.2	242.7	241.0	240.3	239.0	236.7	232.4	227.3	221.7
24	272.5	272.1	271.6	270.5	269.2	268.2	267.6	265.7	265.0	263.4	260.9	256.1	250.6	244.4
25	422.2	428.0	428.3	428.3	427.6	426.8	426.3	424.4	423.6	421.8	418.6	412.0	403.7	393.9
26	266.7	266.3	265.8	264.8	263.5	262.5	261.9	260.0	259.3	257.8	255.4	250.7	245.3	239.2
27	205.3	204.9	204.5	203.8	202.8	202.0	201.6	200.1	199.6	198.5	196.6	193.0	188.9	184.2
28	502.4	517.6	519.4	521.4	522.4	522.6	522.5	521.7	521.2	519.9	517.2	510.7	501.6	490.1
29	564.4	589.1	592.5	596.5	599.3	600.6	601.0	601.3	601.2	600.5	598.4	592.3	582.8	570.0
30	474.3	488.8	490.6	492.5	493.6	493.8	493.8	493.1	492.6	491.5	489.1	483.1	474.8	464.2
Prom	444.9	452.8	453.4	453.5	452.9	452.0	451.5	449.3	448.3	446.3	442.5	434.5	424.5	412.4



Radiación promedio del mes de octubre (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	498.7	514.9	516.9	519.2	520.5	520.9	520.9	520.4	520.0	518.9	516.5	510.5	501.9	491.0
2	559.2	585.4	589.1	593.6	596.9	598.4	599.0	599.8	599.9	599.5	597.9	592.6	583.9	571.9
3	400.4	414.3	416.1	418.2	419.5	420.0	420.1	419.9	419.7	419.0	417.2	412.7	406.2	397.6
4	130.0	129.3	129.0	128.3	127.6	127.1	126.7	125.8	125.4	124.6	123.4	121.0	118.4	115.4
5	218.8	218.1	217.7	216.8	215.6	214.7	214.3	212.7	212.1	210.9	208.8	205.0	200.6	195.6
6	256.3	259.5	259.6	259.6	259.2	258.7	258.4	257.3	256.8	255.8	254.0	250.2	245.5	239.9
7	298.9	299.9	284.3	298.9	297.8	296.8	280.5	278.6	293.8	276.4	289.9	285.0	279.2	272.6
8	347.2	354.2	354.9	355.6	355.6	355.4	355.2	354.2	353.8	352.7	350.7	346.1	340.2	332.9
9	319.1	323.9	324.3	324.5	324.2	323.7	323.4	322.2	321.7	320.6	318.5	314.1	308.4	301.6
10	451.2	468.6	471.0	473.9	475.9	476.8	477.1	477.5	477.4	476.9	475.6	471.4	464.9	456.1
11	324.1	329.8	330.3	330.6	330.5	330.2	329.9	328.9	328.4	327.3	325.4	321.0	315.5	308.7
12	451.6	468.2	470.4	473.1	475.0	475.8	476.1	476.3	476.2	475.7	474.3	470.1	463.6	454.9
13	593.1	638.1	645.1	654.6	662.5	666.9	668.9	673.7	675.0	677.0	678.7	678.2	673.2	664.0
14	558.7	597.7	603.8	611.9	618.6	622.3	624.0	627.9	628.9	630.5	631.7	630.6	625.7	616.9
15	346.4	355.3	356.3	357.5	358.0	358.1	358.1	357.5	357.2	356.5	354.8	350.9	345.6	338.7
16	318.5	327.9	329.1	330.5	331.3	331.6	331.6	331.4	331.2	330.6	329.4	326.1	321.4	315.3
17	551.3	592.2	598.7	607.4	614.7	618.8	620.6	625.2	626.4	628.4	630.1	630.0	626.0	618.1
18	553.5	596.0	602.8	611.9	619.6	623.9	625.9	630.8	632.1	634.3	636.4	636.7	633.1	625.5
19	557.3	602.0	609.2	618.8	627.1	631.8	633.9	639.3	640.8	643.2	645.7	646.6	643.4	636.2
20	232.5	234.7	234.8	234.6	234.1	233.6	233.4	232.3	231.9	230.9	229.3	225.9	221.8	216.9
21	291.2	303.4	305.2	307.4	309.1	309.9	310.2	310.8	310.9	310.9	310.4	308.4	304.9	300.0
22	515.9	553.7	559.7	567.7	574.6	578.5	580.2	584.6	585.8	587.8	589.6	590.0	586.8	580.1
23	308.1	320.2	321.9	324.0	325.6	326.4	326.6	327.1	327.2	327.1	326.5	324.2	320.5	315.2
24	360.2	372.5	374.2	376.2	377.7	378.3	378.5	378.7	378.7	378.3	377.3	374.3	369.6	363.4
25	465.1	494.0	498.5	504.5	509.5	512.3	513.5	516.5	517.3	518.5	519.4	518.7	515.2	508.9
26	491.8	527.2	532.9	540.5	547.0	550.7	552.4	556.6	557.8	559.7	561.6	562.1	559.4	553.5
27	513.3	556.0	562.9	572.4	580.5	585.3	587.4	593.1	594.7	597.4	600.4	602.5	600.8	595.5
28	450.7	479.1	483.6	489.5	494.5	497.3	498.5	501.6	502.4	503.7	504.8	504.4	501.3	495.5
29	392.9	413.9	417.2	421.4	424.8	426.7	427.5	429.4	429.9	430.6	430.9	429.7	426.3	420.7
30	462.0	494.4	499.6	506.6	512.5	516.0	517.5	521.4	522.5	524.2	526.0	526.6	524.3	518.9
Prom	407.3	427.5	430.0	434.3	437.3	438.9	439.0	440.4	441.2	440.9	441.2	438.9	434.2	427.4



Radiación promedio del mes de noviembre (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	505.0	549.8	557.2	567.3	576.2	581.4	583.8	590.1	591.9	595.1	598.8	601.9	601.3	597.1
2	507.7	554.3	562.0	572.6	581.9	587.4	589.9	596.6	598.5	602.0	606.0	609.6	609.5	605.5
3	385.8	403.5	406.1	409.5	412.3	413.7	414.3	415.6	415.8	416.2	416.0	414.3	410.5	404.9
4	299.9	308.3	309.4	310.6	311.4	311.7	311.7	311.6	311.5	311.0	310.0	307.2	303.2	298.0
5	111.3	110.7	110.4	109.9	109.2	108.7	108.5	107.6	107.3	106.7	105.6	103.6	101.3	98.8
6	433.5	463.5	468.3	474.8	480.4	483.6	485.0	488.7	489.7	491.5	493.2	494.0	492.1	487.5
7	523.7	579.7	589.2	602.3	614.0	621.0	624.2	633.0	635.6	640.3	646.2	652.5	654.5	652.3
8	200.2	201.0	200.9	200.5	199.8	199.3	198.9	197.8	197.4	196.5	194.9	191.8	188.2	184.0
9	281.5	290.0	291.1	292.5	293.4	293.8	293.9	293.9	293.8	293.0	292.7	290.3	286.8	282.1
10	496.3	548.0	556.8	568.9	579.6	586.1	589.1	597.3	599.7	604.0	609.4	615.3	617.2	615.2
11	510.4	566.8	576.5	589.8	601.7	608.9	612.2	621.3	624.1	629.0	635.2	642.2	645.0	643.6
12	482.9	532.4	540.8	552.4	562.7	568.9	571.8	579.6	581.9	586.1	591.3	596.9	598.8	596.9
13	501.0	556.9	566.4	579.6	591.5	598.7	602.0	611.1	613.8	618.8	625.1	632.2	635.3	634.2
14	488.9	542.3	551.4	564.0	575.3	582.2	585.3	594.0	596.6	601.3	607.2	614.0	616.8	615.6
15	378.3	398.8	402.0	406.2	409.7	411.7	412.5	414.6	415.2	416.0	416.6	416.1	413.5	409.0
16	333.5	349.3	351.7	354.9	357.4	358.8	359.4	360.8	361.1	361.5	361.7	360.6	357.9	353.5
17	368.0	394.9	399.3	405.3	410.5	413.5	414.9	418.5	419.5	421.3	423.3	424.8	424.0	420.9
18	249.1	256.2	257.2	258.3	259.0	259.3	259.4	259.4	259.3	259.0	258.3	256.2	253.1	249.0
19	279.0	289.0	290.4	292.2	293.5	294.2	294.4	294.9	294.9	294.9	294.4	292.7	289.7	285.5
20	413.0	447.3	452.7	460.8	467.7	471.8	473.1	478.1	480.1	482.1	485.8	488.7	488.9	486.3
21	307.5	323.6	326.0	329.4	332.2	333.7	334.2	335.8	336.5	336.8	337.6	337.2	335.1	331.5
22	462.2	513.9	522.3	535.1	546.2	552.9	555.3	563.9	567.3	571.1	578.1	585.3	588.7	588.4
23	391.6	420.8	425.4	432.2	437.9	441.3	442.4	446.4	448.0	449.5	452.4	454.3	453.8	450.9
24	264.6	283.0	285.9	290.2	293.7	295.8	296.5	298.9	299.9	300.8	302.5	303.4	302.8	300.6
25	346.4	364.0	366.6	370.4	373.4	375.0	375.5	377.2	377.9	378.3	379.1	378.5	376.1	372.0
26	306.5	322.8	325.3	328.8	331.7	333.2	333.7	335.4	336.1	336.6	337.4	337.1	335.2	331.7
27	371.4	397.1	401.2	407.0	412.0	414.9	415.9	419.3	420.6	421.9	424.1	425.5	424.6	421.6
28	323.4	339.7	342.1	345.6	348.4	349.9	350.4	352.0	352.6	353.0	353.7	353.2	351.0	347.2
29	255.1	261.4	262.1	263.0	263.5	263.7	263.6	263.3	263.3	262.8	261.9	259.6	256.2	251.9
30	329.2	350.1	353.4	358.1	362.0	364.3	365.1	367.7	368.6	369.6	371.2	371.9	370.7	367.7
Prom	370.2	397.3	401.7	407.7	412.9	416.0	417.2	420.8	422.0	423.6	425.7	427.0	426.1	422.8



Radiación promedio del mes de diciembre (W/m²).														
Día	0	10	12	15	18	20	21	24	25	27	30	35	40	45
1	396.8	431.6	437.5	445.6	452.8	457.1	459.1	464.5	466.0	468.9	472.4	476.1	477.0	475.3
2	415.9	457.7	464.9	474.8	483.7	489.0	491.6	498.4	500.5	504.2	508.9	514.3	516.7	516.0
3	442.1	493.8	502.7	515.2	526.5	533.4	536.6	545.5	548.2	553.2	559.7	567.6	571.9	572.6
4	212.7	215.8	216.1	216.2	216.1	215.9	215.7	215.0	214.8	214.1	212.9	210.3	207.1	203.1
5	124.2	123.6	123.3	122.7	122.0	121.5	121.2	120.3	120.0	119.3	118.1	115.9	113.4	110.6
6	41.7	41.5	41.4	41.2	40.9	40.7	40.6	40.3	40.2	40.0	39.6	38.8	38.0	37.0
7	226.1	229.2	229.4	229.5	229.4	229.1	228.9	228.2	227.9	227.2	225.9	223.1	219.6	215.3
8	322.7	340.4	343.2	346.9	350.0	351.8	352.6	354.6	355.1	355.9	356.7	356.6	354.9	351.5
9	385.3	418.8	423.8	432.3	439.2	443.4	444.2	449.3	452.1	453.5	458.4	462.0	463.2	461.7
10	279.4	294.3	296.4	299.8	302.5	304.0	304.2	305.8	306.7	306.8	308.0	307.9	306.4	303.4
11	440.7	495.3	504.1	518.1	530.2	537.7	539.9	549.5	553.8	557.7	566.5	575.6	580.9	580.1
12	354.4	380.3	384.6	390.4	395.5	398.5	399.9	403.6	404.6	406.5	408.6	410.5	410.3	407.9
13	382.0	416.2	422.0	430.0	437.1	441.4	443.4	448.8	450.4	453.3	456.9	460.8	462.1	460.9
14	404.5	446.1	453.2	463.2	472.1	477.5	480.1	487.0	489.1	492.9	497.8	503.6	506.3	506.1
15	423.2	472.4	480.9	492.8	503.6	510.2	513.3	521.8	524.4	529.3	535.5	543.2	547.5	548.4
16	438.2	493.1	502.6	516.0	528.2	535.7	539.2	549.0	552.0	557.5	564.7	573.9	579.4	581.1
17	329.4	353.0	356.9	362.2	366.8	369.6	370.8	374.1	375.1	376.7	378.7	380.3	380.0	377.7
18	286.6	301.1	303.3	306.3	308.8	310.2	310.8	312.3	312.7	313.3	313.7	313.3	311.5	308.3
19	357.4	383.8	388.2	394.2	399.5	402.6	404.0	407.8	408.9	410.8	413.0	415.1	414.9	412.6
20	430.5	482.5	491.5	504.1	515.6	522.6	525.9	535.1	537.9	543.1	549.8	558.2	563.1	564.4
21	260.1	273.5	275.6	278.4	280.7	282.0	282.6	284.0	284.3	284.9	285.4	285.1	283.5	280.7
22	370.1	401.2	406.4	413.6	420.0	423.8	425.6	430.4	431.8	434.3	437.4	440.6	441.4	439.8
23	323.2	343.7	347.0	351.4	355.3	357.5	358.5	361.2	361.9	363.1	364.5	365.3	364.3	361.5
24	427.7	478.6	487.5	499.8	511.1	517.9	521.2	530.1	532.8	539.8	544.4	552.5	557.2	558.4
25	248.8	255.6	256.5	257.5	258.2	258.5	258.6	258.5	258.4	258.5	257.4	255.3	252.3	248.3
26	369.4	399.0	403.9	410.7	416.8	420.3	422.0	426.4	427.7	430.0	432.8	435.5	436.0	434.0
27	383.7	419.0	425.0	433.2	440.7	445.1	447.2	452.8	454.5	457.5	461.3	465.5	467.1	466.0
28	377.9	410.9	416.5	424.2	431.1	435.2	437.1	442.3	443.8	446.5	449.9	453.6	454.7	453.3
29	388.3	425.0	431.3	439.9	447.7	452.3	454.5	460.4	462.2	465.4	469.4	474.0	475.8	474.9
30	452.8	511.2	521.4	535.6	548.7	556.6	560.4	570.9	574.1	580.0	587.8	597.7	603.7	605.8
31	384.5	419.0	424.8	432.9	440.1	444.4	446.4	451.8	453.4	456.4	460.0	463.9	465.2	463.9
Prom	344.5	374.4	379.4	386.4	392.6	396.3	397.9	402.6	404.0	406.5	409.5	412.8	413.7	412.3

