



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE CHIRIQUÍ  
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES Y EXACTAS  
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN FÍSICA CON ÉNFASIS EN ESPECIALISTA EN  
FÍSICA**

**TÉSIS DE MAESTRÍA**

**MONITOREO DE LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS Y LA EFICIENCIA DE UN  
MÓDULO PC-SI EN LA COMUNIDAD DE NUEVO CASCABEL, COMARCA NGÄBE-  
BUGLÉ, REPÚBLICA DE PANAMÁ.**

**PRESENTADO POR:**

**Guillermo Araúz Vargas  
Cédula: 04-0229-0438**

Trabajo de graduación para  
optar por el título de Máster  
en Físicas con énfasis en  
Especialista en Física

**ASESOR:**

**PhD. Pablo Weigandt**

**DAVID, CHIRIQUÍ, REPÚBLICA DE PANAMÁ**

**2025**

TRIBUNAL EXAMINADOR

---

PhD. Pablo Weigandt  
Asesor

---

Mgtr. Manuel Dixon  
Evaluador (A)

---

Mgtr. Amílcar Avilés  
Evaluador (A)

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a todos aquellos que han contribuido, directa o indirectamente, a que se hiciera posible la realización de esta investigación y en especial a la comunidad Nuevo Cascabel por su colaboración en el proyecto de Senacyt CVP11-007 de electrificación con paneles solares y su apoyo para realizar todas las mediciones.

# ÍNDICE GENERAL

<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	iii
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	iv
<b>INDICE DE TABLAS</b> .....	vi
<b>INDICE DE FIGURAS</b> .....	vii
<b>INDICE DE GRÁFICOS</b> .....	viii
<b>RESUMEN</b> .....	ix
<b>ABSTRACT</b> .....	x
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	xi
<b>ASPECTOS GENERALES</b> .....	1
1.1.    Antecedentes del Problema .....	2
1.1.1.    Estado Actual del Problema.....	9
1.1.2    Planteamiento del Problema .....	10
1.2.    Objetivos.....	11
1.2.1.    Objetivos Generales.....	11
1.2.2.    Objetivos Específicos.....	11
1.3.    Resumen de la Propuesta.....	11
1.4.    Impacto Esperado.....	12
1.5.    Alcance .....	12
1.6.    Limitaciones .....	13
1.7.    Justificación .....	13
<b>CAPÍTULO II</b> .....	14
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	14
2.2.    Modelos Fotovoltaicos.....	17
2.3.    Correlación Simple entre la Temperatura del Módulo y Variables Atmosféricas	22
2.4.    Eficiencia de los módulos PV.....	23
2.4.1.    Eficiencia y Factor de Forma .....	23
2.4.2.    Efetos de la Temperatura de la Celda en la Eficiencia.....	24
2.5.    Consideraciones sobre los Sistemas Fotovoltaicos.....	25
<b>CAPÍTULO III</b> .....	32

<b>MARCO DE ASPECTOS METODOLÓGICOS.....</b>	32
3.1.    Tipo de Investigación .....	33
3.2.    Sujetos o Fuente de Información .....	33
3.3.    Variables .....	36
3.4.    Materiales y Equipo .....	36
3.4.1.    Material .....	36
3.4.2.    Proceso de la Investigación.....	37
3.4.3.    Equipos.....	39
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	44
<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....</b>	44
<b>CAPÍTULO V .....</b>	55
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	55
5.1. Conclusiones.....	56
5.2. Recomendaciones .....	57
<b>REFERENCIAS .....</b>	58

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones técnicas del módulo utilizado, suministradas por el fabricante.	33
.....	.....
Tabla 2. Variables para el estudio.	36
.....	.....
Tabla 3. Valores de <i>R2</i> y RMSE de los cinco modelos.	50
.....	.....
Tabla 4. Coeficientes $\beta_i$ para cada variable y resumen estadístico de cada modelo de regresión.	52
.....	.....

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Módulo fotovoltaico policristalino.....	34
Figura 2. Instalación del módulo fotovoltaico policristalino proyecto No. CVP11-017	35
Figura 3. Instalación de los sensores corriente, voltaje, radiación solar y microestación meteorológica.....	37
Figura 4. Instalación del sensor para medir la temperatura del panel solar. ....	38
Figura 5. Microestación meteorológica Data Logger H21-USB: .....	39
Figura 6. Sensor inteligente de radiación solar (Piranómetro).....	40
Figura 7. Sensor de temperatura (TMC6-HE). .....	41
Figura 8. Sensor de voltaje data logger USB .....	41
Figura 9. Sensor de corriente con Arduino .....	42
Figura 10. Miniestación meteorológica SKYWATCH GEOS 11 .....	42

## INDICE DE GRÁFICOS

Gráfica 1. Valores promedios de radiación solar, temperatura ambiente, humedad relativa, temperatura del módulo y eficiencia del módulo (enero, febrero y marzo) .....	45
Gráfica 2. Valores promedios de radiación solar, temperatura ambiente, humedad relativa, temperatura del módulo y eficiencia del módulo (abril, mayo y junio).....	46
Gráfica 3. Valores promedios de radiación solar, temperatura ambiente, humedad relativa, temperatura del módulo y eficiencia del módulo (julio, agosto y septiembre)..	48
Gráfica 4. Comparación de la temperatura del módulo medida con cinco modelos (enero, febrero y marzo).....	49
Gráfica 5. Comparación de la temperatura del módulo medida con cinco modelos (abril, mayo y junio).....	50
Gráfica 6. Comparación de la temperatura del módulo medida con cinco modelos (julio, agosto y septiembre). .....	50
Gráfica 7. Diagnóstico del modelo. ....	54

## RESUMEN

Actualmente existe una marcada tendencia en todo el mundo a instalar módulos fotovoltaicos para generar energía eléctrica. Hay una diversidad de ellos con diferentes características y existen muchos factores que afectan su desempeño. Ya que no se pueden crear paneles solares a medida para todas las condiciones climáticas, es necesario establecer condiciones estandarizadas a fin de ayudar al consumidor en su elección de panel solar. Para esta investigación se utilizó un módulo pc-Si de un conjunto de 30 instalados en la comunidad de Nuevo Cascabel, comarca Ngäbe-Buglé, en la República de Panamá. Se recolectaron datos durante 9 meses a fin analizar el comportamiento de algunas variables climáticas y compararlas con la temperatura del módulo y su eficiencia. Se compararon cinco modelos que predicen la temperatura de un módulo con el fin de determinar cuál se ajusta más a los datos recolectados. Por último, se propuso un modelo estadístico sencillo para predecir la temperatura del módulo en condiciones similares a las que el módulo fue expuesto.

## ABSTRACT

There is currently a strong trend worldwide to install photovoltaic modules to generate electricity. There is a diversity of them with different characteristics and there are many factors that affect their performance. Since it is not possible to create custom solar panels for all climatic conditions, it is necessary to establish standardized conditions in order to help the consumer in his choice of solar panel. For this research, a pc-Si module was used from a set of 30 installed in the community of Nuevo Cascabel, Ngäbe-Buglé comarca, Republic of Panama. Data were collected for 9 months to analyze the behavior of some climatic variables and compare them with the temperature of the module and its efficiency. Five models that predict the temperature of a module were compared to determine which one best fits the data collected. Finally, a simple statistical model was proposed to predict the module temperature under conditions like those to which the module was exposed.

## INTRODUCCIÓN

Un módulo o panel consta de múltiples celdas fotovoltaicas. Estas son diodos semiconductores que convierten la luz visible en corriente directa (DC). Una sola celda produce aproximadamente 2 vatios de potencia y se combinan para producir más potencia (Muzathik, 2014).

Los tipos de celda o materiales de fabricación son variados: silicio amorfo (a – Si), silicio monocristalino (m – Si), silicio policristalino (pc – Si), telurio de cadmio (CdTe), entre otros. La estructura de la celda es cristalina o amorfía. Las celdas m-Si tienen alta eficiencia (15%) y elevado costo de fabricación, las pc-Si son más baratas pero menos eficientes (12%) y las a-Si no tienen estructura cristalina, absorben más luz pero tienen una eficiencia menor (Meral & Diner, 2011).

Los módulos son instalados en diferentes estructuras a diferentes alturas, algunas son móviles o estáticas, con la orientación adecuada donde se maximice la exposición solar. Existen factores externos que influyen en la eficiencia del módulo como la nubosidad, lluvia, viento, polvo, temperatura ambiental, humedad, etc. También hay factores internos como el material de fabricación, el tipo de celda, las dimensiones de la celda, entre otros (Atsu et al., 2020).

Existen trabajos donde se han analizado las condiciones climáticas y las propiedades físicas del panel para mejorar la tecnología y acoplarse mejor a esa realidad circundante. A medida que las investigaciones avancen en esta dirección llegará el momento en que existirá una mayor diversidad de módulos fotovoltaicos adecuados para diversas zonas del mundo con condiciones climáticas distintas.

En este artículo vamos a describir y analizar las condiciones climáticas de la zona de estudio, la temperatura del módulo y su eficiencia; comparar los datos de la temperatura del módulo medidas con diversos modelos y proponer un modelo estadístico basado en la data recolectada.

**CAPÍTULO I**  
**ASPECTOS GENERALES**

### 1.1. Antecedentes del Problema

No hay duda de que el uso de la energía juega un papel imprescindible en el constante y diario existir de las civilizaciones modernas; sin energía, el mundo daría vuelta atrás.

Los combustibles fósiles (petróleo, etcétera) son energías no renovables y constituyen recursos limitados, perjudiciales, que contaminan el ambiente y contribuyen al calentamiento global del planeta.

Por esta razón, la tecnología actual se ha tornado hacia la energía renovable (viento, calor geotérmica, luz solar y otras). De estas energías utilizadas, la más importante y accesible es la solar por ser prácticamente de uso más fácil. Por otra parte, a causa de ser limitados y perjudiciales, la dependencia de combustibles fósiles está encaminada a su fin. No obstante, el 80% de la energía actualmente utilizada se obtiene de desechos fósiles.

Mostafa Tobnaghi & Naderi (2015) afirma que actualmente se consumen por año 10 terawats (TW) de energía, y que más o menos para el 2050 este consumo será de 30 TW, lo cual significa que el mundo para ese entonces necesitaría consumir 20 TW de energía sin CO<sub>2</sub> a fin de disminuir este gas en la atmósfera.

Esta afirmación implica que la forma de energía empleada en el presente (la no renovable) está causando \_ y causará un aumento en la cantidad de CO<sub>2</sub> necesaria en la atmósfera y, por lo tanto, la humanidad debe encaminarse urgentemente hacia otras fuentes de energía que no contribuyan al calentamiento global.

Consecuentemente, el escenario más simple para regular el CO<sub>2</sub> para mediados de este siglo es que se utilicen fuentes energéticas tales como agua, viento o energía solar

mediante sistemas fotovoltaicos, por lo que estos sistemas juegan un papel importante en el suministro mundial de energía.

Existen la celda (una sola), el módulo o panel (dos o más celdas) y la serie (dos o más módulos). La celda fotovoltaica es un diodo semiconductor que convierte la luz visible en corriente directa (DC). Debido a que una sola celda produce aproximadamente dos Watts de potencia, éstas se combinan para aumentar dicha potencia (Muzathik, 2014).

Los tipos de celda o materiales de fabricación son variados: de silicio amorfo (a-Si), de silicio monocristalino (m-Si), de silicio policristalino (pc-Si), de telurio de cadmio (CdTe), diseleniuro de indio con cobre (CuInSe<sub>2</sub>), de arseniuro de galio (GaAs) y otros. La estructura de la celda es cristalina o amorfa (Mattei et al., 2006; Meral & Diner, 2011). Las celdas m-Si tienen alta eficiencia (15%) y elevado costo de fabricación; las celdas pc-Si son más baratas y menos eficientes (12%); las a-Si no tienen estructura cristalina, absorben más luz y su eficiencia es menor (Meral & Diner, 2011).

Las estructuras de soporte y posiciones del módulo son diversas: en techos, paredes, plataformas elevadas o bajas, móviles, orientadas al norte, al sur (inclinadas); orientadas mirando verticalmente (con perpendicularidad o sin inclinación). Existen muchos factores influyentes del módulo: unos externos a éste (nubosidad, lluvia, aire, polvo, viento, temperatura ambiental, humedad, sombra, claridad, frío, calor, nieve); otros internos (el material, el tipo de celda, el espesor, entre otros) (Atsu et al., 2020). Factores como posición y estructura de soporte no son ni externos ni internos al módulo, sino una proyección de éstos. La radiación, altura del sol o sol bajo no son condiciones atmosféricas sino espaciales. Dichos factores son parámetros que afectan favorable o

desfavorablemente al panel fotovoltaico y se correlacionan lineal o no linealmente; unos son función de otros; y adquieren determinados valores.

Una gran cantidad de artículos integran la literatura fotovoltaica, con objetivos claros y precisos: analizar las condiciones climáticas y las propiedades físicas del panel para mejorar la tecnología y acoplarse mejor a estas condiciones; hacer nuevos modelos y correlaciones que predigan mejor el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos.

A medida que la investigación avanza mediante artículos y la tecnología experimenta cambios y desarrollo, aumenta el conocimiento, y la tecnología al respecto se hace más compleja, lo cual implica ventajas y desventajas potenciales. Consecuentemente, llegará el tiempo en que solo bastará registrar los datos de las condiciones trilladas de una zona determinada y colocar ahí la tecnología que se adapte a esta zona, controlados por modelos semejantes al NOCT (Temperatura operativa nominal de la celda) y al STC (Condiciones de pruebas estándar). Lo dicho es cierto, porque los factores que rodean influentemente al módulo, desde adentro y desde afuera, a pesar de ser dinámicos, presentan comportamientos casi estables durante períodos de tiempo muy largos, entre otras razones obvias.

Se han instalado sistemas fotovoltaicos en diferentes países para brindar energía a millones de personas que no tienen acceso a la electricidad. En la última década, los sistemas fotovoltaicos han demostrado su enorme potencial, la cantidad de instalaciones fotovoltaicas han aumentado rápidamente. El suministro de energía a casas, aldeas y edificios será una aplicación importante de los dispositivos solares.

Las palabras de Sanusi et al., (2014) apoyan lo anteriormente dicho al puntualizar que los paneles solares salieron del escenario hace algunas décadas y desde entonces

se han llevado a cabo estudios profundos para mejorarlo, optimizar su rendimiento y controlar los factores atmosféricos que influyen en la eficiencia de estos sistemas.

Muchos estudios sobre el particular se han encaminado a investigar el material de los paneles solares, la incidencia de luz del sol sobre ellos, los parámetros ambientales y la relación entre estos para determinar su influencia sobre el rendimiento de los paneles.

Aparicio (2010) aclara que “un módulo fotovoltaico está formado por interconexiones de varias celdas solares en serie, para adaptar el panel a los niveles de tensión y de corrientes, puesto que cada celda puede suministrar cerca de 0.50 voltios”

Estas celdas se usan para convertir la energía solar en electricidad, lo cual ocurre cuando dichas celdas son expuestas a la energía solar haciendo que los electrones de cada celda se muevan, y esto a su vez produce una corriente eléctrica que varía con el tamaño de las celdas individuales y la intensidad de la luz.

Los dispositivos fotovoltaicos consisten de una o un números de celdas internas con base en silicona dependiendo de requerimientos de corriente y voltaje (Chikate et al., 2015).

Los sistemas fotovoltaicos están asociados con algunos componentes, entre los cuales tenemos los siguientes: reguladores, batería, convertidor y carga AC/CD. Además de estos componentes, es importante considerar los parámetros de corriente, voltaje, temperatura del panel y sobre todo la radiación solar.

Por otra parte, los paneles se pueden clasificar en fijos (el más barato y simple; se monta en el techo, debe siempre mirar al Ecuador), ajustable (puede ser ajustado al ángulo del sol) y seguidor del recorrido del sol (sigue el camino del sol durante el día). En este proyecto se utilizarán paneles policristalinos fijos y tipo módulo.

Estos sistemas han generado una gran cantidad de investigaciones, sobre todo en lo que se relaciona con su eficiencia y los parámetros atmosféricos (Mekhilef et al., 2012; B & A, 2013; Jakhrani et al., 2011; Kumar Panjwani & Bukshsh Narejo, 2014; Obando-Paredes & Vargas-Cañas, 2016; Huld & Gracia Amillo, 2015), (AMUDA Dauda Biodun1, 2017).

Los mismos tienen en cuenta primeramente la radiación solar, que es la energía radiante que se propaga desde el sol, y la irradiación, que es la cantidad a la que esta energía incide sobre la tierra. Y debido a que estos sistemas están siempre expuestos a influencias ambientales (temperatura, humedad, velocidad del viento, entre otras) éstos tienen efecto sobre la generación de energía (Shravanth Vasisht et al., 2016).

Personalmente opino que, a pesar de los diversos estudios sobre los paneles solares y a los resultados obtenidos, no se le ha prestado la debida atención a los efectos del medio ambiente sobre la generación de energía y la relación entre estos efectos. Esto se debe particularmente a que la principal limitación de la tecnología solar actual es de bajo nivel en cuanto a la eficiencia de convertir la energía solar en electricidad y a que las investigaciones al respecto se han enfocado principalmente a encontrar materiales novedosos y nuevas técnicas que puedan mejorar ampliamente la eficiencia de la conversión de energía solar en electricidad.

Como resultado de esto deben llevarse a cabo estudios cuyo objetivo será principalmente medir, analizar y determinar la relación que existe entre la eficiencia de los paneles solares, la influencia de los factores atmosféricos sobre éste; pero de ningún modo queda fuera la investigación sobre el material. Y de hecho, estos estudios se han llevado a cabo.

En la mayoría de estos estudios, los efectos de la humedad relativa, se consideran como observaciones directas en dependencia de la temperatura, debido a que la humedad es simplemente más función de la temperatura. No obstante, otros estudios demuestran que la medición de energía de los paneles aumenta con la temperatura ambiental de modo esencialmente lineal (Muzathik, 2014).

Asimismo, algunos estudios reportan ligera desviación de tal dependencia lineal de la temperatura, un punto en contra de lo dicho es que la mayoría de estos estudios se basan en condiciones de tierra adentro mientras que la humedad de algunas regiones costeras, pueden depender de nuevos parámetros y no es simplemente una función de la temperatura (Li et al., 2013).

Otro factor analizado es la acumulación de polvo sobre la superficie del panel, la cual disminuye la cantidad de radiación incidente y subsecuente energía generada (Chen et al., 2016; Kazem et al., 2013).

El grado con el cual el polvo afecta la eficiencia del sistema fotovoltaico se determina por la cantidad de disposición, de remoción de polvo mediante la lluvia, las propiedades físicas de acumulación de polvo y la densidad de la deposición afectan negativamente más que las partículas diminutas; pero hay estudios que demuestran lo contrario.

Los factores atmosféricos pueden actuar negativa o positivamente según las condiciones y la relación entre ellos. Mientras que un factor (la lluvia, por ejemplo) actúa favorablemente barriendo el polvo sobre el panel, así también la humedad puede actuar negativamente sobre el polvo, haciéndolo denso, dificultando así el funcionamiento del módulo. En este caso, ambos factores (humedad y polvo) son negativos.

Para obtener buenos resultados se deben considerar las dos estaciones del año: verano e invierno, en los países donde se dan.

Se han analizado algunos estudios y muchos factores atmosféricos que actúan positiva o negativamente sobre el funcionamiento o eficiencia del panel solar y se han considerado algunas de sus relaciones también.

La eficiencia del panel depende principalmente del aspecto e intensidad de la luz solar incidente y la temperatura de las celdas solares. Por tanto, condiciones bajo las cuales se mide la eficiencia deben controlarse cuidadosamente para comparar la eficiencia de un dispositivo a otro. El cambio en la eficiencia de los módulos solares es el resultado de una combinación de la intensidad de la irradiación solar, la temperatura ambiental, el ángulo de elevación del sol y las condiciones locales del tiempo atmosférico (Bello et al., 2009).

La característica fotovoltaica de un módulo es la clave importante para identificar su calidad y rendimiento como función de parámetros ambientales variantes (Parida et al., 2011).

Ya se dijo que el polvo es un factor influyente. Sobre este (Kazem et al., 2013) dice: "Los resultados muestran que la reducción del voltaje y potencia de la energía fotovoltaica depende fuertemente del tipo de contaminante y del nivel de deposición".

La eficiencia es el parámetro dado más comúnmente para comparar el rendimiento de una celda solar con otra. Expresada en porcentaje, la eficiencia se define como la cantidad de energía de salida del módulo en relación con la energía de entrada procedente del sol.

La disponibilidad de datos sobre el rendimiento fotovoltaico, temperatura ambiental permite investigación sobre la relación entre la temperatura ambiental y rendimiento del sistema (Chen et al., 2005).

En el párrafo previo se verifica que algunos parámetros son más importantes que otros en la determinación de la eficiencia del panel solar. Por ejemplo, el parámetro temperatura del panel es de menor relevancia que el parámetro temperatura ambiental.

La humedad tiene un efecto adverso sobre la radiación solar directa, debido a la combinación de refracción, reflexión y difracción de la luz causadas por las gotas de agua (Chen et al., 2005).

Teniendo lo anterior presente, se puede hacer una simple suposición: si la velocidad del viento elimina el polvo acumulado en los módulos, mejorando así su eficiencia (en cuyo caso el factor velocidad del viento actúa como refrigerante manteniendo la temperatura del módulo dentro de los parámetros del fabricante) se mejora la eficiencia del módulo fotovoltaico.

### **1.1.1. Estado Actual del Problema**

Desde que surgieron los módulos fotovoltaicos se ha estado investigando en cuanto a qué tecnología es la más adecuada, cuáles son los factores internos y externos al módulo más influyentes sobre la temperatura de la celda y la generación de potencia eléctrica y eficiencia.

Las investigaciones al respecto han llevado a confeccionar modelos estándar, cuyo objetivo es brindarle al consumidor algunos valores útiles para la instalación y comportamiento del módulo. No obstante, los modelos estándar no reflejan adecuadamente el efecto natural de las condiciones climáticas sobre los módulos, razón

por la cual es preciso investigar en el campo donde el panel solar recibe la influencia de los factores climáticos directa y naturalmente.

### **1.1.2 Planteamiento del Problema**

Tras la aparición de los paneles solares, estos han sido instalados en diferentes partes del mundo. Asimismo, se han desarrollado diversas tecnologías y elaborado modelos estándar y experimentales. También, se han estudiado los factores que afectan al módulo de forma externa e interna y los efectos que tienen sobre su colocación (horizontal, inclinada, alta, baja).

Gran parte de la comarca Ngäbe-Buglé ha estado sin energía eléctrica por mucho tiempo. Llevar la electricidad por cables a ese lugar es muy costoso; debido a esto, surge el proyecto No. CVP11-017 financiado por SENACYT (Secretaría Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación) para la instalación de paneles solares en la comunidad de Nuevo Cascabel en la Comarca. Una vez instalados los paneles, surgen diversas anomalías a las que se les debe dar una respuesta. Así, planteamos el problema con la siguiente pregunta: ¿Qué relación existe entre los factores atmosféricos radiación solar, temperatura ambiental, temperatura del módulo y humedad con la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos instalados en la comarca Ngäbe-Buglé en el proyecto No. CVP11-017 en el año 2017-18?

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivos Generales

- Determinar la relación que existe entre la eficiencia de los paneles solares instalados en la Comarca Ngäbe-Buglé y la influencia sobre ellos de algunos factores atmosféricos.
- Evaluar la influencia de las variables climáticas sobre los parámetros internos, externos, sobre la temperatura del módulo y la eficiencia.

### 1.2.2. Objetivos Específicos

1. Examinar la eficiencia del módulo en relación con las variables climáticas de la zona.
2. Determinar cuál es el factor más influyente sobre la temperatura del módulo.
3. Comparar cinco modelos paramétricos para establecer cuál de estos se aproxima más al modelo experimental.
4. Evaluar cuán significativo es la temperatura ambiental, humedad relativa, radiación solar sobre la temperatura del panel fotovoltaico y la eficiencia del módulo.

## 1.3. Resumen de la Propuesta

Se llevará a cabo un estudio de las investigaciones hechas sobre la eficiencia de los sistemas fotovoltaico en relación con las condiciones climáticas para hacer comparaciones entre ellas, primeramente, y luego entre los resultados de estas comparaciones y nuestro estudio, a fin de sacar conclusiones que nos ayuden a

determinar el grado de eficiencia de los paneles solares instalados en la Comarca Ngäbe-Buglé y realizar ajustes para mejorar la eficiencia de estos paneles y para determinar si los resultados obtenidos de esta investigación arrojan alguna luz novedosa sobre los estudios ya realizados.

#### **1.4. Impacto Esperado**

Esta investigación ayudará a tomar decisiones sobre todo en el tipo de módulo que ha de instalarse en las diferentes regiones del país, teniendo en cuenta los factores atmosféricos que influyen en la eficiencia. Por otro lado, este estudio ofrecerá datos importantes que pueden mejorar el diseño de los módulos solares que se instalarán en regiones con condiciones atmosféricas similares a la de la comarca Ngäbe-Buglé.

#### **1.5. Alcance**

A principio del 2017, se inició el proyecto No. CVP11-017 financiado por SENACYT en la comarca Ngäbe-Buglé en la comunidad de Nuevo Cascabel, distrito de Besigó, sobre la instalación de paneles solares fijos, policristalinos, tipo módulo, con potencia de 150 W, en cada una de las viviendas de la comunidad.

En Panamá aún no se ha realizado investigaciones sobre los parámetros atmosféricos y su relación con la eficiencia de los módulos instalados en la comarca; por lo tanto, esta investigación será un gran aporte a todos aquellas instituciones públicas o privadas que pretenden instalar módulos autónomos en diferentes regiones del país. Podrá beneficiar a todas aquellas que realicen nuevas investigaciones sobre el particular.

## **1.6. Limitaciones**

La comunidad de Nuevo Cascabel está ubicada en una zona de difícil acceso; por lo tanto, no se pueden realizar verificaciones diarias del monitoreo del equipo instalado.

Inexistencia de datos estadísticos de las variables climáticas en la zona de estudio para realizar comparaciones con los datos a obtener en la investigación.

## **1.7. Justificación**

En Nuevo Cascabel, Comarca Ngäbe-Buglé, fueron instalados treinta módulos fotovoltaicos de tecnología pc-Si. No hubo estudio previo de las condiciones ambientales. Debido a esto, el investigador de este problema decidió llevar a cabo un estudio profundo del tema encaminado a la relación que existe entre la eficiencia de los paneles solares, su material y los factores atmosféricos.

En diferentes regiones de Panamá se están instalando sistemas fotovoltaicos. Ciertamente, se cuenta con las especificaciones del fabricante; pero no se tiene un estudio pormenorizado de las condiciones atmosféricas en sí de las diversas regiones del país, razón por la cual se hace necesario esta investigación, ya que será útil para ilustrar a los futuros compradores de paneles solares del país a fin de lograr una mejor eficiencia del dispositivo fotovoltaicos. Es más, este trabajo les será útil a todas las instituciones que planean implementar sistemas fotovoltaicos como ayuda a la comunidad.

**CAPÍTULO II**  
**MARCO TEÓRICO**

## 2.1. Fundamento Teórico

La eficiencia de los paneles solares es directamente afectada por la temperatura operativa de la celda ( $T_c$ ). El modelo de Muzathik busca mejores resultados de la predicción de la  $T_c$ , a la vez que la predice con un error de 3%. El efecto fotovoltaico es el proceso físico en el que una celda fotovoltaica transforma la luz solar en electricidad. Existen celdas que pueden convertir la radiación ultravioleta y la infrarroja en electricidad DC (de circuito directo) (Muzathik, 2014).

Para la mayoría de las tecnologías instaladas en un local de prueba fotovoltaica en Bolzano (Italia), los modelos que incluían datos sobre el viento hacen una mejor predicción de la temperatura de la celda que los enfoques estandarizados que no incluyen datos sobre el viento (Schwingshackl et al., 2013).

La mayoría de los procesos de envejecimiento o degradación del modelo son acelerados por la temperatura. Pero no solo la temperatura es un causante de deterioro, sino que participan otros agentes tales como la humedad, cargas mecánicas, entre otros (Kurtz et al., 2009).

La temperatura operativa ( $T_c$ ) de un dispositivo fotovoltaico cualquiera que sea se constituye en una variable fundamental que afecta directamente la producción de energía eléctrica del aparato y su eficiencia. Es por esto que la  $T_c$  debe recibir especial atención en toda investigación.  $T_c$  es una función de variables atmosféricas, es decir, de la temperatura ambiental ( $T_a$ ), velocidad del viento ( $v_w$ ) y de la radiación solar incidente

( $G$ ) . La  $T_c$  es muy sensitiva a la velocidad del viento y menos a la dirección del viento y prácticamente insensible a la temperatura atmosférica (Skoplaki et al., 2008).

Un estudio de caso en Wuhan, China, muestra las limitaciones de los enfoques de temperatura constante. Este estudio revela que una temperatura constante de la celda fotovoltaica que se especifica en el NOCT (Temperatura operativa nominal de la celda) es mucho más alta que las predichas por los métodos de temperatura no constante para todas las paredes y techos. Entonces, el NOCT predice por debajo de lo normal el producto fotovoltaico. El STC (Condiciones de pruebas estándar), modelo de temperatura constante, da la predicción de la potencia en concordancia con los métodos de temperatura no constante, pero predice por encima de lo normal la potencia fotovoltaica durante el tiempo de verano (Liao et al., 2018).

El proceso de conversión fotovoltaico, además de la instantánea radiación solar, depende de la temperatura a su vez la influyen las condiciones climáticas y las características técnicas de los paneles fotovoltaicos (Kandillis et al., 2014).

El estudio de Schwingshackl et al., (2013), muestra que para la mayoría de las tecnologías instaladas en localidades de prueba en Bolzano, Italia, los modelos que incluyen datos sobre el viento predicen la temperatura de la celda mejor que los enfoques estándar (NOCT, STC), los cuales no incluyen datos del viento.

El modelo experimental de esta investigación se asemeja bastante al NOCT en cuanto a los valores numéricos de parámetros como  $G$  ,  $T_c$  ,  $T_a$  , debido tal vez a que ambos prescinden de datos sobre el viento. Teniendo esto presente se puede decir que

el modelo experimental predice la  $T_c$  y la eficiencia por debajo de los valores normales, es decir le falta el parámetro velocidad del viento.

Frente al modelo estándar NOCT (Temperatura operativa nominal de la celda) se propone el modelo ROMT (Temperatura del módulo nominal real) (Koehl et al., 2011).

Tras la fabricación e implementación de los sistemas fotovoltaicos, hace unas décadas, han ido surgiendo nuevas tecnologías y modelos que intentan establecer la mejor correlación posible entre parámetros preponderantes y determinantes a fin de evaluar y predecir el comportamiento, rendimiento, eficiencia y potencia de los paneles solares.

Dichos modelos correlacionan parámetros, que pueden ser internos al módulo o externos a éste. Esta correlación de factores implica ecuaciones que sirven de modelo para la estimación de parámetros específicos como la temperatura de la celda ( $T_c$ ) y la eficiencia ( $\eta$ ).

## 2.2. Modelos Fotovoltaicos

Los modelos existen para medir la  $T_c$ ,  $\eta$  ... del módulo. Un modelo supone una correlación simple o compleja de parámetros para medir algo. El modelo paramétrico se aplica a una zona determinada y son sus condiciones meteorológicas las que le dan sus valores numéricos.

El modelo mide el rendimiento de las tecnologías; es por eso que en una determinada región debe implementarse la tecnología que se acopla a las circunstancias determinadas, esto es, la que se ajusta mejor a esa región y tenga mejor desempeño

(Eraso et al., 2019). Se puede analizar, asimismo, el comportamiento de la correlación de parámetros en busca de una estimación de condiciones climáticas o de sus valores.

La correlación de la resistencia térmica ( $R_{TH}$ ) y capacitancia térmica ( $C_{TH}$ ):

$$R_{TH} = \frac{\varepsilon}{kA_s} \quad (1)$$

donde  $\varepsilon$  es el espesor del material (m);  $k$ , la conductividad térmica del material (W/mºK);  $A_s$ , el área de la superficie del panel ( $m^2$ )

$$C_{TH} = \rho c A_s \varepsilon \quad (2)$$

donde  $\rho$  es la densidad del material ( $kg/m^3$ );  $c$ , la capacidad específica de calor (J/ºK)

Las anteriores son ecuaciones simples y determinan la resistencia y capacitancia térmicas del panel fotovoltaico respectivamente (Armstrong & Hurley, 2010). Por otro lado, (Liao et al., 2018) clasifican los modelos en tres categorías, dependiendo de su formulación matemática y requisitos de entrada de energía:

1. Modelos de temperaturas constantes, que suponen que el módulo funciona a una temperatura uniforme todo el tiempo, pese a los cambios meteorológicos y a las dinámicas condiciones del funcionamiento del panel. Este tipo de metodología da siempre un coeficiente fijo de conversión fotovoltaico. Aquí se pueden incluir el NOCT y el STC.
2. Modelos basados en física: comparan las temperaturas dinámicas y operativas de las celdas fotovoltaicos; su predicción es más exacta que los modelos de temperatura constante. Aquí entra el modelo de Skoplaki et al., (2008).

3. Modelos estadísticos, que se pueden clasificar en dos tipos: métodos de inteligencia artificial y métodos lineales. Los primeros incluyen redes neuro-artificiales (Ceylan et al., 2014) o sistemas de neuro-inteligencia adaptativa (Bassam et al., 2017). Aquí encaja el modelo de Musathik (2014).

### 2.2.1. Modelo Estándar

También llamado NOCT y relacionado de cerca con el modelo STC, no contempla la velocidad del viento; calcula la  $T_c$  mediante la ecuación de (Markvart, 2000):

$$T_c = T_a + \frac{G}{G_{NOCT}} * (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \quad (3)$$

Los parámetros que conforman esta ecuación son: la  $T_a$  (temperatura ambiente experimental),  $T_{NOCT}$  (temperatura operación nominal) y la  $T_{a,NOCT}$  (temperatura ambiente estándar), la  $G$  (radiación solar incidente experimental) y la  $G_{NOCT}$  (radiación estándar).

El NOCT fue calculado con una velocidad del viento de 1,0 m/s, una temperatura ambiente de 20 °C y una radiación hemisférica  $G = 800 \text{ W/m}^2$ . Depende mucho del tipo de encapsulado del módulo. Este modelo ha sido concebido solo para condiciones ambientales particulares. No es útil usar el NOCT para estimación energética cuando las condiciones climáticas son pasajeras o circunstanciales (Battioni et al., 2016). En esta la  $T_c$  es una función de la  $T_a$  y de la  $G$  (Muzathik, 2014); no toma en cuenta la humedad. No es muy funcional para paneles integrados en techos. También depende bastante del grado de encapsulado (Mattei et al., 2006).

Comúnmente, la determinación de la  $T_c$  se efectúa con el NOCT

$$T_c = T_a + (T_{NOCT} - 20^\circ) \frac{G}{800} \quad (4)$$

El  $T_{NOCT}$  es un dato que proporciona el fabricante y depende de la tecnología de construcción; generalmente ronda los 45 °C (Davis et al., 2001). La exactitud de los modelos de temperatura constante es cuestionable en algunas condiciones particulares cuando éstas son totalmente diferentes de las condiciones específicas supuestas por los modelos (Muzathik, 2014). Es más, este modelo no representa el comportamiento dinámico de los sistemas fotovoltaicos y ocurren discrepancias entre ellos (Davis et al., 2001). Pese a todo esto, el NOCT y el STC siguen presentes en la industria a la hora de adquirir un módulo.

### 2.2.2. Modelo de Skoplaki et al., (2008)

El modelo de Skoplaki et al., (2008) calcula la  $T_c$  por medio de la fórmula:

$$T_c = T_a + \frac{G}{G_{NOCT}} * (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) * \frac{h_{w,NOCT}}{h_w(v)} * \left[ 1 - \frac{\eta_{STC}}{\tau * \alpha} (1 - \beta_{STC} T_{STC}) \right] \quad (5)$$

donde  $h_{w,NOCT}$  es el coeficiente de convección según el NOCT;  $h_w(v)$ , coeficiente de convección relacionado con la velocidad del viento;  $\eta_{STC}$ , la eficiencia eléctrica del módulo en STC;  $\tau$ , el coeficiente de transmitancia de la cobertura superficial;  $\alpha$ , el coeficiente de absorción de la celda,  $\beta_{STC}$ , coeficiente de temperatura de máxima potencia en STC;  $T_{STC}$ , temperatura de la celda según la STC (25 °C).

El producto  $\tau * \alpha$  vale 0.9. Aquí  $G_{NOCT}$  vale 800 W/m<sup>2</sup>;  $T_{a,NOCT}$  vale 20 °C. Este modelo incluye variables meteorológicas y propiedades físicas específicas de la celda.

La correlación la encabeza el parámetro  $T_c$  al igual que en el modelo NOCT. Los valores experimentales reales son los de  $T_a, G, h_w(v)$ ; los demás parámetros tienen valores estandarizados.

### 2.2.3. Modelo de Mattei et al., (2006)

Este modelo calcula la  $T_c$  con la ecuación:

$$T_c = \frac{U_{PV}(v) * T_a + G * [\tau * \alpha - \eta_{STC} (1 - \beta_{STC} T_{STC})]}{U_{PV}(v) + \beta_{STC} * \eta_{STC} * G} \quad (6)$$

Aquí el valor de  $\tau * \alpha$  es 0.81; el de  $U_{PV}(v)$  (coeficiente térmico de intercambio de calor) es de  $25,6 + 2,3v_w$ , donde  $v_w$  es la velocidad del viento.

### 2.2.4. Modelo de Koehl et al., (2011)

Este modelo es empírico y simple (Faiman, 2008; Koehl et al., 2011)

$$T_c = T_a + \frac{G}{U_o + U_1 * v_w} \quad (7)$$

$U_o$  coeficiente que describe el efecto de la radiación solar sobre el plano del módulo (W/°C m<sup>2</sup>);  $U_1$  coeficiente que describe el enfriamiento por la velocidad del viento en el módulo (Ws/ °Cm<sup>3</sup>). Los parámetros son determinados en función de la tecnología del módulo.

### 2.2.5. Modelo de Kurtz et al., (2009)

Este modelo no considera la tecnología del panel y usa la siguiente ecuación:

$$T_c = T_a + G * e^{-3,473 - 0,0594 * v_w} \quad (8)$$

### 2.2.6. Modelo de Muzathik

Para predecir la producción de energía del módulo fotovoltaico es necesario predecir la temperatura del módulo en función de la temperatura ambiental, la radiación solar y de la velocidad del viento, lo cual hace el modelo de Muzathik, (2014):

$$T_{modulo} ({}^{\circ}C) = 0.943T_a + 0.045G - 1.528v_w + 0.3529 \quad (9)$$

No obstante,  $T_c$  y  $T_{mod}$  (temperatura del módulo) vienen a ser lo mismo.

## 2.3. Correlación Simple entre la Temperatura del Módulo y Variables Atmosféricas

$$T_{mod} = T_a + R(G) \quad (10)$$

donde el parámetro  $R$  (pendiente) se conoce como el coeficiente de Ross (Ross, 1976). El valor de este coeficiente se encuentra dentro del rango de 0,02 a 0,05  ${}^{\circ}K m^2/W$  (Nordmann & Clavadetscher, 2003). El coeficiente va a depender del tipo de módulo fotovoltaico, y se cuenta con velocidad del viento para su ventilación (Kaldellis et al., 2014).

## 2.4. Eficiencia de los módulos PV

Es importante mencionar que la potencia de un módulo fotovoltaico está relacionada directamente con la temperatura de la celda de silicio cristalino dentro de un rango de 0,4 y 0,5 %/°C; esto hace que el voltaje de circuito abierto disminuya en aproximadamente 2,3 mV/ °C. En cuanto a la corriente de cortocircuito, tiene un aumento leve en valores que están entre los 0,05 y 0,07 %/ °C (Goetzberger & Hoffmann, 2005).

### 2.4.1. Eficiencia y Factor de Forma

Se define como el cociente de la máxima potencia entre la salida de potencia en corto circuito, el producto de  $I_{sc} \cdot V_{oc}$  corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto. Se puede cuantificar:

$$FF = \frac{I_{MPP}V_{MPP}}{I_{sc}V_{oc}} \quad (11)$$

donde  $I_{MPP}$  es el punto de máxima potencia de la corriente;  $V_{MPP}$ , punto de máxima potencia del voltaje.

El valor normal de FF (factor de forma) está comprendido entre 0,7 y 0,8 y su variación es muy pequeña entre las celdas. Es evidente que al conocer el factor de forma y los valores de  $I_{sc} \cdot V_{oc}$ , es posible calcular la potencia en el punto de máxima potencia (Lamigueiro, 2013).

Esto nos lleva a cuantificar la eficiencia ( $\eta$ ) de la celda fotovoltaica con la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{I_{MPP}V_{MPP}}{P_L} \quad (12)$$

donde  $P_L$  representa la potencia luminosa que va a incidir sobre la celda (Lamigueiro, 2013).

La eficiencia de conversión ( $\eta$ ) es la relación existente entre la energía generada por la celda con respecto a la energía incidente (radiación), cuyo cálculo se realiza con la ecuación siguiente (Smets et al., 2016)

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{MAX}}{P_{in}} = \frac{J_{MP}V_{MP}}{P_{in}} \quad (13)$$

en la cual se observa que la potencia máxima ( $P_{MAX}$ ) es el producto de la densidad de corriente máxima ( $J_{MP}$ ) y el voltaje máximo ( $V_{MP}$ ) en la celda solar.

La eficiencia queda expresada a partir de los puntos de máxima potencia (Kaldellis et al., 2014; Lamigueiro, 2013).

$$\eta = \frac{I_{MPP}V_{MPP}}{A \cdot G_{STC}} \quad (14)$$

donde  $A$  es el área del módulo y  $G_{STC}$  es la radiación solar en condiciones estándar.

#### 2.4.2. Efetos de la Temperatura de la Celda en la Eficiencia

Hay numerosa literatura que afirma que la eficiencia de la celda fotovoltaica depende linealmente de la radiación que incide sobre el módulo. Es por esto que su eficiencia va a depender de factores tales como la velocidad del viento, la temperatura

ambiental y la humedad. Esto indica que las condiciones en donde se ubica el panel juegan un papel importante en la determinación de la eficiencia.

Considerando el efecto de la temperatura de las celdas fotovoltaicas, la eficiencia se calcula en la siguiente ecuación:

$$\eta = \eta_r [1 - \beta(T_c - T_r) + \gamma \log G] \quad (15)$$

donde  $\eta_r$  es la eficiencia en condiciones estándar presentadas por el fabricante con una temperatura nominal ( $T_r$ ) de 25 °C, con una radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>;  $\beta$  y  $\gamma$  son los coeficientes de la radiación solar y la temperatura del módulo respectivamente, que son datos suministrados por el fabricante y dependen del material de fabricación (Mattei et al., 2006; Skoplaki et al., 2008).

## 2.5. Consideraciones sobre los Sistemas Fotovoltaicos

La temperatura operativa afecta en gran medida su eficiencia. La variación de la  $T_{mod}$  en algunos estudios ha resultado mayor que la  $T_a$  en determinados lugares (Ye et al., 2013). Para cada 1,0 °C de aumento de la  $T_{mod}$ , hay un -0,45% de disminución de la eficiencia de los módulos de silicio cristalino. El módulo de película delgada experimenta una pérdida de eficiencia como de la mitad de la pérdida en la tecnología de silicio (Ye et al., 2013).

Solo una reducida parte de la radiación solar que incide en el módulo se convierte en electricidad. El resto se transforma en calor y sobrecalienta el módulo y reduce su rendimiento (Rahman et al., 2015). En la práctica, sólo de 15-20% de la radiación se convierte en calor (Faiman, 2008; Hosenuzzaman et al., 2015).

A un nivel de radiación de 1000 W/m<sup>2</sup> sin efecto refrescante, la  $T_c$  aumenta a 56 °C y la potencia de salida disminuye 20,47 W y la eficiencia eléctrica se reduce a 3,13% (Huld et al., 2011). La eficiencia del panel disminuye al aumentar la  $T_c$  (Faiman, 2008).

La eficiencia del módulo policristalino tiene un valor de 9,67% a 600 W/m<sup>2</sup> de nivel de radiación. Su eficiencia baja 7,65% al subir el nivel de radiación a 1000 W/m<sup>2</sup> (Ugwuoke & Okeke, 2012). El efecto refrigerante a un módulo es importante para mejorar el rendimiento de la energía de salida (Hosenuzzaman et al., 2015). La eficiencia disminuye a medida que la humedad relativa aumenta (Touati et al., 2013). La densidad del polvo aumentada disminuye la eficiencia del módulo (Beattie et al., 2012). La simulación de la  $T_{mod}$  o  $T_c$  del NOCT se usa ampliamente para estimar con facilidad el rendimiento del panel a lo largo del año (Alonso García & Balenzategui, 2004). Las predicciones de la temperatura de un módulo fotovoltaico son cruciales para evaluar con exactitud la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas (Schwingshackl et al., 2013).

El factor más importante que influye o afecta la producción de energía es la radiación solar sobre el plano del módulo (Schwingshackl et al., 2013), ya que las celdas solares semiconductoras son muy sensibles a la temperatura (Mattei et al., 2006).

La eficiencia de la celda solar se mide usualmente bajo condiciones STC, con temperaturas absolutas de 25 °C, radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>, masa de aire de AM. 1,5. Estas condiciones raramente se satisfacen en condiciones de intemperie (Schwingshackl et al., 2013).

Tanto la  $T_c$  como la  $T_{mod}$  pueden considerarse lo mismo (Mattei et al., 2006). La  $T_c$  afecta la curva característica de potencia. El  $V_{oc}$  disminuye considerablemente al aumentar la

$T_c$  (a valores hasta de -0.45%/K para silicio cristalino). La  $I_{sc}$  aumenta solo ligeramente (entre 0.04 y 0.09%/K) (Schwingshackl et al., 2013).

La mayoría de las instalaciones fotovoltaicas no tienen medidas directas de la  $T_c$ ; por eso se le da carácter paramétrico a la relación física entre la  $T_c$ ,  $G$  y parámetros meteorológicos relevantes (Schwingshackl et al., 2013). Cada modelo funciona dependiendo de la tecnología (Schwingshackl et al., 2013). No es posible proporcionar una única indicación del modelo más adecuado para calcular la  $T_c$ , pero es crucial incluir la correlación paramétrica del viento para estimar la  $T_{mod}$  (Schwingshackl et al., 2013).

El desempeño de un módulo varía de tecnología en tecnología (Schwingshackl et al., 2013). Para la mayoría de las tecnologías, los modelos que incluyen datos del viento tienen mejor desempeño (Schwingshackl et al., 2013). Se necesita el efecto del viento o sustituto artificial (abano, dispositivo refrigerante integrado en el panel) para que la predicción, además de exacta, sea más completa. Aunque la eficiencia de los módulos fotovoltaicos se especifica usualmente bajo condiciones de pruebas estándar (STC), su funcionamiento bajo condiciones de campo reales tienen mucha importancia para obtener predicciones exactas de su eficiencia y su potencia entregada (Kaldellis et al., 2014).

La literatura fotovoltaica hace hincapié en que las condiciones simuladas (luz artificial, abanicos) no son muy seguras. La variación del voltaje y de la corriente es una función de la  $T_c$  (Kaldellis et al., 2014).

Los tres mecanismos de transferencia de calor a la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas son: la radiación, la convección libre y la convección forzada y esto en presencia de la velocidad del viento (Kaldellis et al., 2014).

Normalmente el impacto de la convección libre es bastante limitado, pero el mecanismo de radiación es dominante durante valores bajos de velocidad del viento (Armstrong & Hurley, 2010). Los enfoques estándar más comúnmente usados para estimar la temperatura operativa de la celda no incluyen el efecto refrescante del viento y se limitan al flujo del aire ambiental y a la radiación sobre el plano (Armstrong & Hurley, 2010).

La diferencia entre la  $T_c$ , la  $T_a$  oscila entre 10 y 20 °C durante temperaturas calurosas (Kaldellis et al., 2014). Hay diferencia de efectos entre las distintas estructuras que soportan el módulo (Kaldellis et al., 2014). En condiciones operativas reales la temperatura efectiva del panel fotovoltaico está sujeta a la  $T_a$  variante al azar y a la velocidad y dirección fluctuantes del viento; parámetros que no son duplicados en experimentos controlados en localidades interiores (Armstrong & Hurley, 2010).

Al aumentar la temperatura operativa del sistema fotovoltaico disminuye la cantidad de potencia disponible (Armstrong & Hurley, 2010). Los modelos NOCT y STC son de temperatura constante. Sustancialmente, predicen con insuficiencia la producción fotovoltaica. El estudio de caso de Liao et al., (2018) en china, muestra las limitaciones de usar los enfoques de temperatura constante. Estos modelos tanto predicen insuficientemente como predicen en exceso.

La disminución de la temperatura operativa lleva a un aumento de la eficiencia del módulo (Shan et al., 2014) o inversamente el aumento de la temperatura resulta en una disminución de la eficiencia. La energía producida por un sistema fotovoltaico dado depende de varios factores externos (Huld et al., 2011) y también internos al módulo.

La salida de potencia depende de la  $T_c$ ; la  $T_c$  depende de la  $T_a$  y del tipo de montaje y de la velocidad y dirección del viento (Huld et al., 2011). La salida de potencia es una función no lineal de la radiación solar (Huld et al., 2011). La reflectividad de la superficie del módulo aumenta cuando la radiación golpea al módulo a un ángulo diferente de la perpendicularidad (Huld et al., 2011) (efecto del ángulo de incidencia). La eficiencia del módulo depende del espectro de luz solar, la cual a su vez depende de la altura del sol y condiciones meteorológicas (Huld et al., 2011) (efecto espectral). La altura del sol no debe considerarse condición meteorológica (Meral & Diner, 2011).

El rendimiento del módulo fotovoltaico cambia (normalmente se degrada) con la exposición a largo plazo a condiciones de intemperie, lo cual a su vez afecta la producción de energía (efecto de degradación del módulo) (Meral & Diner, 2011).

Una ubicación específica tiene una distribución de temperatura y radiación solar de probabilidades particulares. Si se va a otro sitio, se puede esperar que la eficiencia promedio del módulo sea afectada por las condiciones locales. La variación entre módulos puede también cambiar especialmente a alteraciones en la frecuencia de ocurrencia en condiciones con leve luz solar (Meral & Diner, 2011).

Para obtener un buen rendimiento energético de una instalación fotovoltaica es necesario dimensionarla correctamente. En el momento de realizar los cálculos de la

potencia real que entregará un panel de una tecnología determinada, se deberá analizar cuáles son las variables que influyen beneficiosamente o irán en deterioro del resultado esperado (Battioni et al., 2016).

Un día de verano sin nubes y poco viento hace que la  $T_c$  llegue fácilmente a 60 °C, lo cual producirá una disminución en el rendimiento y porcentaje que depende de la tecnología (Battioni et al., 2016). El aumento o disminución de la  $T_c$  están relacionados con la  $T_a$ ,  $G$ ,  $v_w$ , factores estructurales del módulo (geometría, tamaño, espesor, tipo de material o encapsulado, capas ópticas antirreflectantes (Battioni et al., 2016). La velocidad del viento es un elemento determinante de la disminución de la  $T_c$ ,  $T_{mod}$  (Romero, 1995).

Los módulos fotovoltaicos presentan una capacidad de generación de potencia según las condiciones climáticas de un sitio de ubicación (Eraso et al., 2019). Al aparecer, las fuentes renovables en la canasta de generación son variantes. Se hace necesario desarrollar estudios tendientes a determinar cuál de ellos se acopla de manera adecuada a cada región (Eraso et al., 2019).

El efecto de la  $T_c$  sobre el rendimiento y vida del panel solar sigue siendo una de las principales desventajas de las tecnologías (Charfi et al., 2018). El panel fotovoltaico funciona mejor cuando está inclinado y puesto en suelo blancuzco (Charfi et al., 2018). Existen procedimientos para la estimación de rendimientos de la tecnología fotovoltaica basados en condiciones dependientes del lugar más bien que en las condiciones estándar. En vez de medir la entrega de energía en SRC/SOC (Standard Reporting/Operating Conditions), se ha propuesto que debe usarse la RRC (Realistic

Reporting Condition) para la estimación Energía / Eficiencia de los módulos (Kleiss et al., 1993).

La colocación de sensores para la determinación de la temperatura del módulo no representa con exactitud el comportamiento térmico de todo el módulo ni la temperatura promedio (Atsu et al., 2020). Obviamente, la estimación puede estar por debajo o por encima del verdadero valor de la temperatura del panel. Por tanto, una coincidencia con los valores que da un fabricante no es de fácil ocurrencia (Atsu et al., 2020).

Medir la temperatura en un solo punto del módulo no basta para representar exactamente la temperatura de la totalidad del módulo (Atsu et al., 2020). Se ha cuestionado la utilidad de usar la potencia máxima bajo STC para efectuar los cálculos (Mohring & Stellbogen, 2008.).

La eficiencia energética de diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos depende de condiciones climáticas específicas (Cañete et al., 2014). Algunas tecnologías funcionan mejor durante los meses de verano que de los de invierno. Esto lleva a la conclusión de que el rendimiento de las distintas tecnologías existentes es una función directa de sus características y propiedades, lo mismo que de las condiciones ambientales (Cañete et al., 2014).

Del Cueto (2002) notó que para el policristalino los cambios de eficiencia debidos a la temperatura parecen estar en el rango de 1-2% absoluto durante un período de cambio de temperatura de 30°C. Las condiciones idealizadas no reflejan adecuadamente las condiciones de operación reales del sistema fotovoltaico (Muñoz et al., 2011).

**CAPÍTULO III**  
**MARCO DE ASPECTOS METODOLÓGICOS**

### 3.1. Tipo de Investigación

Inicialmente, se procedió a revisar la literatura para recoger datos que sirvan de antecedentes a esta investigación. Siendo que este estudio mide parámetros en cuanto a aspectos relacionados con la eficiencia de módulos fotovoltaicos, tal investigación se enmarca en el enfoque cuantitativo.

### 3.2. Sujetos o Fuente de Información

Treinta módulos pc-Si fueron instalados en la Comarca Ngäbe-Buglé mediante el proyecto No. CVP11-017 financiado por SENACYT. De este universo se escogió voluntariamente una sola muestra representativa de los treinta módulos, la cual se constituye en sujeto y fuente de información para llevar a cabo esta investigación.

**Tabla 1. Especificaciones técnicas del módulo utilizado, suministradas por el fabricante.**

Número de modelo	BW-SM150P36
Máxima potencia (W <sub>MP</sub> )	150
Voltaje máxima potencia V <sub>mp</sub> (V)	18
Corriente máxima potencia I <sub>mp</sub> (A)	8.33
Voltaje circuito abierto V <sub>oc</sub> (V)	21,6
Corriente en circuito abierto I <sub>sc</sub> (A)	9.16
Tipo de célula y tamaño	Policristalino silicón (156 x 156) mm
Tamaño del módulo (mm)	(1480 x 670 x 35) mm
Celda por módulo (pcs)	36
NOCT	(47,0 ± 2,0) °C
Eficiencia de la Celda (%)	>16
Temperatura de operación de la celda (°C)	50
STC. Temperatura (°C)	25
STC. Radiación solar (W/m <sup>2</sup> )	1000
STC. Masa de aire	1.5



**Figura 1. Módulo fotovoltaico policristalino.**

Fuente:<https://www.bmasdigital.com/modulo-fotovoltaico-Policristalino-150-watts-PROSE15012>



**Figura 2. Instalación del módulo fotovoltaico policristalino proyecto No. CVP11-017**  
Fuente: El autor

### 3.3. Variables

Las variables de este trabajo se refieren a las condiciones climáticas y a las propiedades físicas del módulo.

**Tabla 2. Variables para el estudio.**

Nombre	Símbolo	Unidad
Radiación solar	$G$	Watt por metros cuadrados $\text{W/m}^2$
Temperatura de la celda o módulo	$T_c$	Grados Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ )
Temperatura ambiental	$T_a$	Grados Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ )
Velocidad del viento	$v_w$	Metros por segundo (m/s)
Humedad relativa	$H_r$	Porcentaje (%)
Corriente corto circuito	$I_{cc}$	Amper
Voltaje en corto circuito	$V_{cc}$	Voltios

Se analizará la relación, correlación o interacción entre ellas, cuál es función de cuál y qué variable (s) influye más sobre la variable temperatura de la celda y la eficiencia del módulo.

### 3.4. Materiales y Equipo

#### 3.4.1. Material

Se eligió un módulo pc-Si (parte de 30 módulos), ubicado en la comunidad Nuevo Cascabel, Comarca Ngäbe-Buglé, Panamá, en iguales condiciones climáticas. El mismo está en posición fija y perpendicular, a una elevación de 7.0 m.

Los módulos fueron instalados en el año 2017-18, en el proyecto No. CVP11-017, auspiciado por la entidad gubernamental Secretaría Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (SENACYT).

### 3.4.2. Proceso de la Investigación

La investigación consta de dos etapas:

1. Se instalaron los instrumentos para recoger datos.
2. Se recolectaron los datos para su debido procesamiento, utilizando software OriginPro y lenguaje de programación Rstudio para su valoración y hacer un análisis de regresión lineal múltiple para la formulación de los modelos experimentales para la temperatura de la celda.



**Figura 3. Instalación de los sensores corriente, voltaje, radiación solar y microestación meteorológica.**

Fuente: El autor.



**Figura 4. Instalación del sensor para medir la temperatura del panel solar.**  
**Fuente: El autor**

Especialmente, se registraron los datos en tablas y gráficas para hacer un análisis exhaustivo del comportamiento de las variables en estudio.

Se realizaron visitas técnicas cada 15 días al área de trabajo (ubicación del módulo) durante nueve meses para realizar la interfase con la computadora a fin de copiar los datos registrados y almacenados por los instrumentos. Las medidas se realizaron en el lapso de 07:00 a las 18:00 horas, que es durante la salida y puesta del sol, incluyendo las estaciones seca y lluviosa.

### 3.4.3. Equipos

La medición de las variables: Radiación solar ( $G$  ), temperatura de la celda ( $T_c$  ), temperatura ambiente ( $T_a$  ), velocidad del viento ( $v_w$  ), humedad relativa ( $H_r$  ), voltaje ( $V$  ) y corriente ( $I$  ), se utilizaron los siguientes equipos:

**Figura 5. Microestación meteorológica Data Logger H21-USB:**



Fuente: <https://www.onsetcomp.com/products/data-loggers/h21-usb/>

#### Especificaciones:

Rango de operación: -40 a 70 °C

Intervalo de registro: 1,0 segundo a 18 horas

Memoria: 512 KB

Tipo de comunicación: USB 2.0

Materiales: Carcasa exterior: Mezcla de Policarbonato con bisagras de acero inoxidable; juntas de caucho de silicona.

Dimensiones: (17.04 x 11.94 x 4.47) cm

Peso: 414 g

**Figura 6. Sensor inteligente de radiación solar (Piranómetro)**



Fuente: <https://www.onsetcomp.com/products/sensors/s-lib-m003/>

**Especificaciones:**

Rango de operación: -40 a 75 °C

Precisión:  $\pm 5\%$

Rango espectral: 300 a 1100 nm

Resolución: 1,25 W/m<sup>2</sup>

Calibración: Recalibración de fábrica disponible

Error de azimut:  $\pm 2\%$  error a 45° de la vertical, rotación de 360°

Carcasa: aluminio con difusor acrílico

Longitud de cable: 3,0 m

Dimensiones: 4,1 cm de alto y 3,2 cm de diámetro

**Figura 7. Sensor de temperatura (TMC6-HE).**



Fuente: <https://www.onsetcomp.com/products/sensors/tmc6-he/>

**Especificaciones:**

Rango de Medición de -40 a 100 °C

Sensor está conectado a un cable de 1,8 m

**Figura 8. Sensor de voltaje data logger USB**



Fuente: <https://www.lascarelectronics.com/easylog-el-usb-3>

**Especificaciones:**

Rango de medición: 0 a 30 V d.c.

Exactitud:  $\pm 1.0\%$

**Figura 9. Sensor de corriente con Arduino**



Fuente: [https://naylampmechatronics.com/blog/48\\_tutorial-sensor-de-corriente-acs712.html](https://naylampmechatronics.com/blog/48_tutorial-sensor-de-corriente-acs712.html)

**Especificaciones sensor de corriente ACS712-20A:**

Rango: hasta 20 A

Sensibilidad: 100 mV/A

**Figura 10. Miniestación meteorológica SKYWATCH GEOS 11**



Fuente: <https://shop.skywatch.ch/geos-11-b6c102p15i1.html>

**Especificaciones:**

Unidades de medida: km/h, mph, m/s, fps, nudos y Beaufort

Resolución: hasta el décimo decimal

Precisión:  $\pm 2\%$  FS

Rango de medición: de 3 a 300 (pico) km/h

Unidades de medida:  $^{\circ}\text{C}$  y  $^{\circ}\text{F}$

Resolución: a un décimo de grado

Ciclo de medición: muy sensible

Precisión:  $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$

Rango de medición: de  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $+85^{\circ}\text{C}$

Unidades de medida: % Hr

Resolución: 0,1 % Hr

Ciclo de medición: muy sensible

Precisión:  $\pm 2\%$

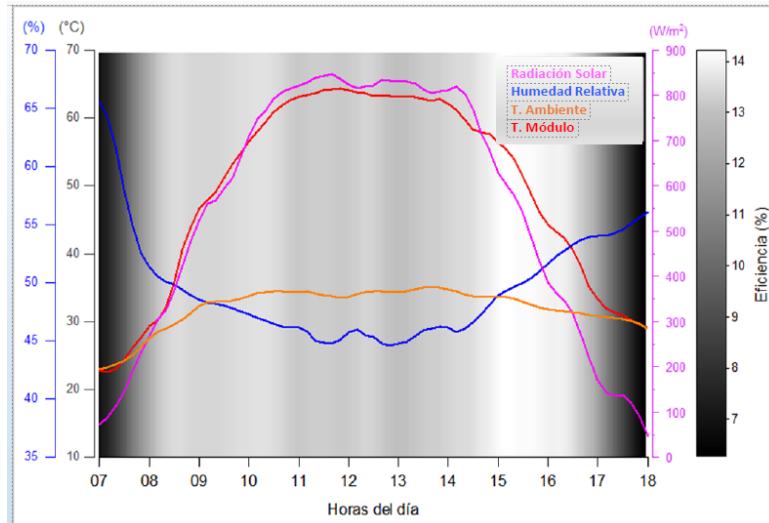
Rango de medición: de 0,1 a 100 % Hr

Modos instantáneos, mínimo, medio, máximo y punto de rocío

Tamaño: (120x56x32) mm.

**CAPÍTULO IV**  
**RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

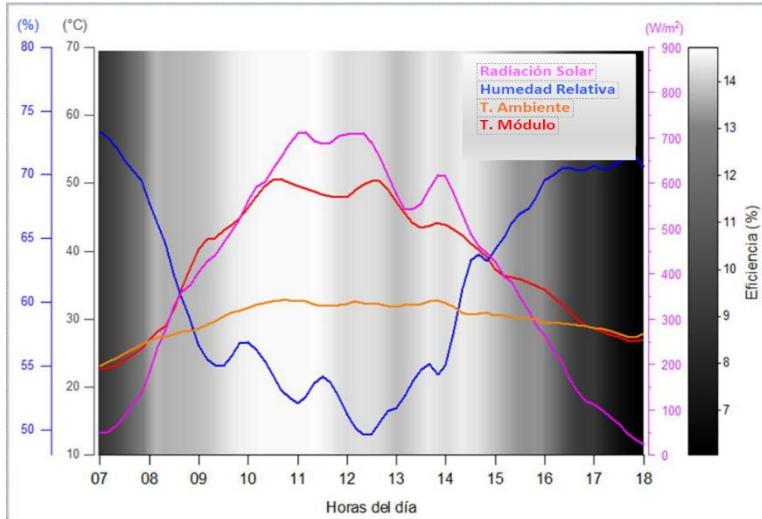
A continuación, se presentan los datos obtenidos y un breve análisis de estos, teniendo en cuenta las especificaciones técnicas de la tabla 1. Hay que tomar en consideración que, según estos datos del fabricante de este módulo en particular, la pérdida de eficiencia está en un rango de 8.8% a 10.6% en condiciones STC.



**Gráfica 1. Valores promedios de radiación solar, temperatura ambiente, humedad relativa, temperatura del módulo y eficiencia del módulo (enero, febrero y marzo).**

En los meses de la estación seca (enero, febrero y marzo) el comportamiento de la radiación solar y la temperatura del módulo es similar. A medida que la mañana avanza, la radiación solar aumenta, lo mismo que la temperatura del módulo. Como puede verse en la gráfica 1, en el intervalo de tiempo de las 11:00 a las 15:00 horas, ambas alcanzan sus mayores valores y luego van disminuyendo a medida que pasa la tarde. Por otro lado, puede observarse que la temperatura ambiental tiene un comportamiento similar pero menos marcado y que existe cierta estabilidad en los cambios de la humedad relativa. La temperatura ambiental oscila entre los 23°C y 35°C

y está por encima de los 25°C prácticamente durante todo el tiempo de operación del módulo.



**Gráfica 2. Valores promedios de radiación solar, temperatura ambiente, humedad relativa, temperatura del módulo y eficiencia del módulo (abril, mayo y junio).**

La máxima eficiencia del módulo en este primer trimestre del año se da de 15:00 a 16:30, logrando valores mayores al 14%. En este período, la pérdida de eficiencia media según STC es de 11.6%, muy cercana a los 10.6% en condiciones NOCT. En el período 10:30 -14:30 aproximadamente, la eficiencia sufre una leve disminución, la radiación solar está por encima de los 800W/m<sup>2</sup> y la temperatura del módulo promedia los 62°C. En este caso existe una pérdida de eficiencia media según STC de 15.95%.

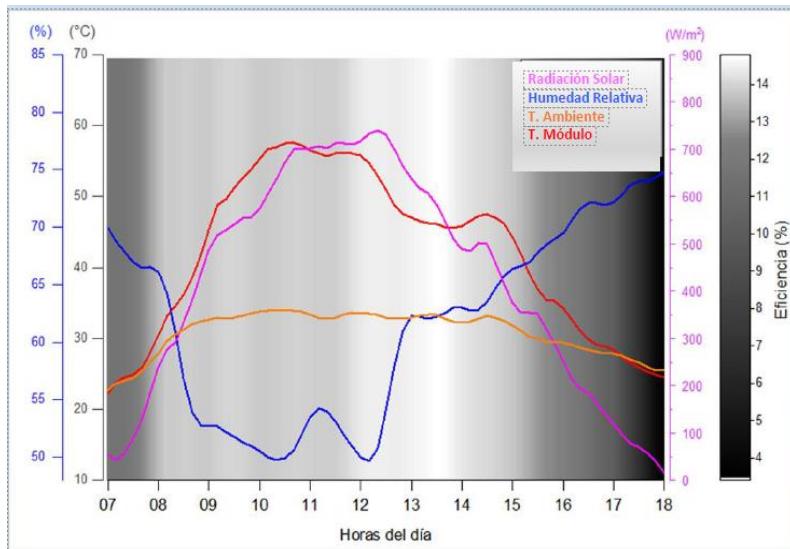
En los meses de transición de la estación seca a la lluviosa (abril, mayo y junio) la radiación solar y la temperatura del módulo tienen un comportamiento menos estable que en el primer trimestre del año, sobre todo en el intervalo 10:00-15:00. La temperatura del módulo casi nunca supera los 50 °C y la radiación solar nunca alcanza los 800W/m<sup>2</sup>. Por otro lado, la temperatura ambiental tiene un comportamiento similar a la época seca,

pero no se puede decir lo mismo de la humedad relativa, donde se nota cierta inestabilidad en su comportamiento. La temperatura ambiental oscila entre los 23°C y 33°C y está por encima de los 25°C prácticamente durante todo el tiempo de operación del módulo.

La máxima eficiencia del módulo en este segundo trimestre del año se da de 10:00 a 11:30 y de 13:30 a 14:30 en forma irregular, logrando valores mayores a 14.5%. En el intervalo de la mañana, la pérdida de eficiencia según STC es de 10.8%, mientras que en el de la tarde, es de 7.8%. En el período 11:30-13:30, la eficiencia sufre una leve disminución que es más marcada que en la estación seca. En este caso, existe una pérdida de eficiencia, según STC, de 9.13%.

En la estación lluviosa el comportamiento general de las variables es similar al segundo trimestre, pero con algunas variaciones. La temperatura del módulo supera los 50°C en el intervalo 9:30-12:30 que representa aproximadamente el 27% del tiempo que el módulo está en funcionamiento. La eficiencia es mayor en el intervalo 12:00-14:00; particularmente, entre las 13:00 y 14:00 horas, alcanzando valores de 14.75%. La pérdida de eficiencia promedio, según STC, en este período de tiempo es de aproximadamente 11.33%. De 10:00 a 11:30 hay una leve disminución en el rendimiento.

Viendo los datos en forma general, podemos decir que en el primer trimestre la mayor eficiencia se da en la tarde; en el segundo trimestre, en la mañana y en el tercer trimestre, unas horas después del mediodía. En el segundo trimestre y la tarde del tercer trimestre las condiciones de temperatura operativa del módulo son similares a las condiciones NOCT pero la radiación solar es menor y la temperatura ambiente, mayor.



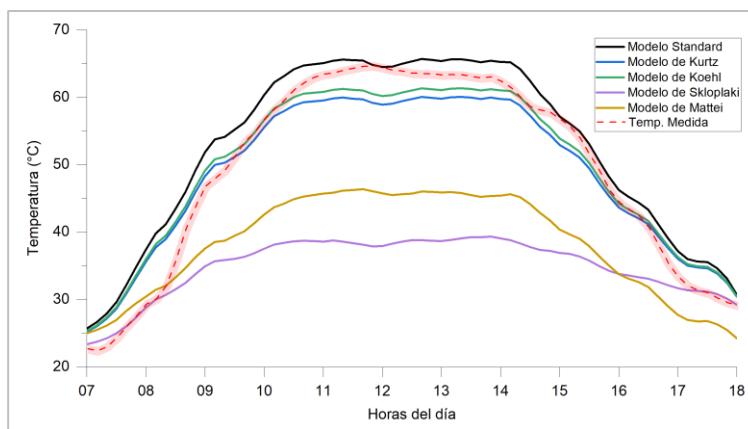
**Gráfica 3. Valores promedios de radiación solar, temperatura ambiente, humedad relativa, temperatura del módulo y eficiencia del módulo (julio, agosto y septiembre).**

#### 4.1. Temperatura del módulo calculada con diversos modelos teóricos

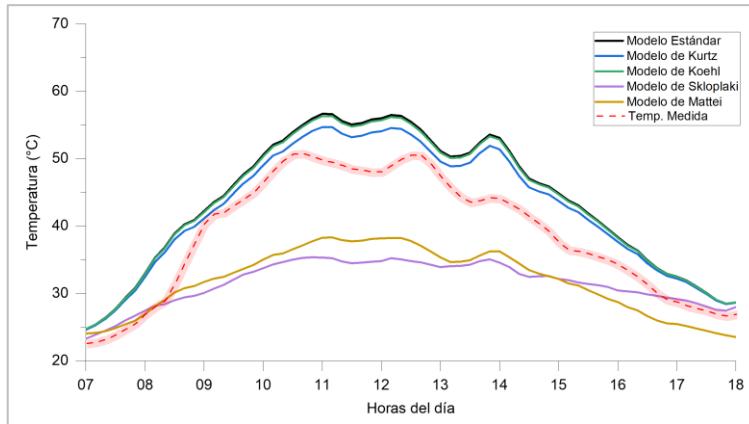
Vamos a comparar los valores de la temperatura del módulo real con los determinados por cinco modelos (Battioni, 2016) propuestos por Kurtz et al. (2009), Koehl et al. (2011), Skoplaki et al., (2008), Mattei (Mattei et al., 2006) y el método estándar (Markvart, 2000). Veamos cuál de estos modelos se aproxima más a los valores de temperatura del módulo en estudio para los tres trimestres que duró el proceso de recolección de datos.

Para determinar cuál de los modelos se ajustan mejor a los datos reales, se procedió a calcular el coeficiente de determinación  $R^2$  y la desviación estándar de los residuos o RMSE. Viendo los resultados calculados de la tabla 2, podemos decir que el modelo de Kurtz es el que tiene mayor correlación con los datos reales de temperatura del módulo. Durante la estación lluviosa, la correlación fue más baja que en los otros meses, mientras que su RMSE fue más alta.

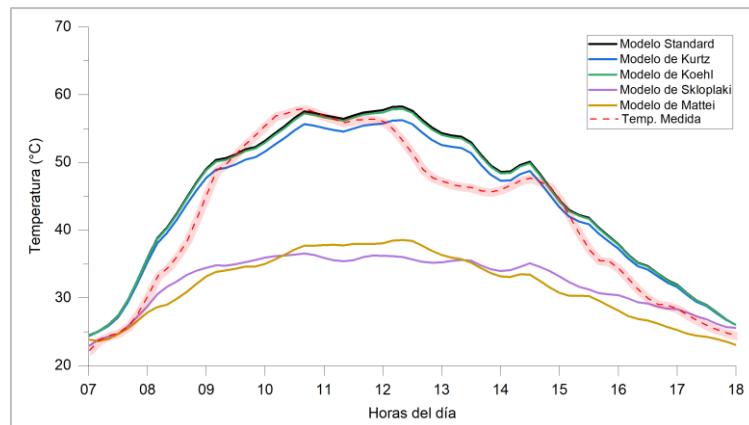
De las gráficas 4, 5, 6 y la tabla 3, podemos notar que los modelos de Mattei y de Skloplaki son los que menos se ajustan a los valores medidos de la temperatura del módulo. Analizando las ecuaciones de los modelos podemos decir que, a diferencia del resto, los de Mattei y Skloplaki dependen en parte de la eficiencia y el coeficiente de potencia en condiciones STC.



**Gráfica 4. Comparación de la temperatura del módulo medida con cinco modelos (enero, febrero y marzo).**



**Gráfica 5. Comparación de la temperatura del módulo medida con cinco modelos (abril, mayo y junio).**



**Gráfica 6. Comparación de la temperatura del módulo medida con cinco modelos (julio, agosto y septiembre).**

**Tabla 3. Valores de  $R^2$  y RMSE de los cinco modelos.**

Trimestre		Standard	Kurtz	Koehl	Skloplaki	Mattei
I	$R^2$	0.98159	0.98228	0.98219	0.93289	0.95974
	RMSE	1.77808	1.49812	1.55894	1.14309	1.52898
II	$R^2$	0.95847	0.95863	0.95851	0.90546	0.94201
	RMSE	2.04396	1.91343	2.02275	1.0056	1.18815
III	$R^2$	0.94597	0.94606	0.94599	0.91219	0.93195
	RMSE	2.53659	2.38624	2.51224	1.17542	1.31674

## 4.2. Modelo estadístico

Vamos a generar un modelo estadístico para estimar la temperatura del módulo en base a la radiación solar, temperatura ambiental y humedad relativa. Para ello, se ajustó un modelo de regresión lineal múltiple (MRLM).

El modelo que se va a ajustar es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 Tm_i &\sim N(\mu_i, \sigma^2) \\
 \mu_i &= \beta_0 + \beta_1 x_{G_i} + \beta_2 x_{Ta_i} + \beta_3 x_{Hr_i} \\
 \sigma^2 &= \text{constante}
 \end{aligned} \tag{16}$$

La selección de las variables a incorporar en el MRLM se hizo en base a las variables implicadas en las ecuaciones de los modelos que más se acercan a los datos real presentados en el apartado anterior y a los datos obtenidos por los instrumentos instalados en el lugar del módulo.

En nuestro modelo la temperatura del módulo  $Tm$  va a ser la variable respuesta y la radiación solar  $x_G$ , la temperatura ambiente  $x_{Ta}$  y la humedad relativa  $x_{Hr}$  van a ser las variables predictoras.

Partimos de un modelo que incorpora la mayor cantidad de variables de entrada hasta llegar a una mínima cantidad, teniendo en cuenta la disponibilidad de los datos obtenidos (Ocampo y Rivas, 2013). Aplicado el MRLM, se obtiene un resumen estadístico para cada ecuación de estimación. Dicho resumen considera el coeficiente de determinación múltiple ajustado  $R^2$  y desviación estándar residual RSE, siendo este último necesario para cuantificar el error en el pronóstico del valor de la variable respuesta para cada valor de la variable predictora. Los valores resultantes de este proceso, para la estación seca, se resumen en la tabla 3. Cabe mencionar que en todas

las pruebas se utilizaron los datos depurados donde se identificaron y eliminaron los valores atípicos con la prueba de Tukey.

Los modelos mostraron un  $R^2$  entre 0.81 y 0.93 y un error típico residual entre 1.445 y 5.152. Particularmente, las ecuaciones  $Tm_1$  y  $Tm_2$  presentaron un  $R^2$  notablemente más elevado y un bajo error en la desviación estándar residual. Es decir, el modelo que más se ajusta a los datos reales es el que incluye las tres variables predictivas: Radiación solar, temperatura ambiental y humedad relativa. Cuando se sacó la humedad relativa, el  $R^2$  ajustado no disminuyó mucho pero tampoco aumentó; por lo tanto, esta variable hay que dejarla en el modelo. Es evidente que cuando no se toma en cuenta la radiación solar ( $Tm_4$ ,  $Tm_5$  y  $Tm_7$ ), el RSE aumenta considerablemente y el  $R^2$  disminuye en forma evidente.

**Tabla 4. Coeficientes  $\beta_i$  para cada variable y resumen estadístico de cada modelo de regresión.**

	$Tm_1$	$Tm_2$	$Tm_3$	$Tm_4$	$Tm_5$	$Tm_6$	$Tm_7$
$\beta_0$	-61.91	-13.89	34.33	34.79	21.64	-85.12	181.20
$\beta_1$	0.04	0.04	0.04	---	0.05	---	---
$\beta_2$	1.77	1.33	---	2.42	---	4.20	---
$\beta_3$	0.62	---	-0.22	-1.26	---	---	-2.65
$R^2$ ajustado	0.9893	0.9843	0.9615	0.8662	0.9611	0.8329	0.8155
RSE	1.455	1.766	2.764	5.152	2.78	5.76	6.05

Por lo anterior, se concluye que  $Tm_1$  es el modelo más adecuado para este trimestre. El modelo ajustado se puede expresar como:

$$\begin{aligned}
 Tm_i &\sim N(\mu_i, \hat{\sigma}^2) \\
 \hat{\mu}_i &= 0.04x_{G_i} + 1.77x_{Ta_i} + 0.62x_{Hr_i} - 61.91 \\
 \hat{\sigma}^2 &= 1.455
 \end{aligned} \tag{17}$$

El modelo con todas las variables introducidas como predictores tiene un  $R^2$  alto de 0.9893. El p-value del modelo es significativo (2.2e-16), por lo que se puede aceptar que el modelo no es por azar. Todos los coeficientes parciales de la regresión son significativos, para  $\beta_0, \beta_1, \beta_2$  y  $\beta_3$  los p-values fueron  $4.24 \times 10^{-9}$ ,  $2.2 \times 10^{-19}$ ,  $2.2 \times 10^{-19}$  y  $5.19 \times 10^{-7}$ , respectivamente.

Este mismo proceso y análisis se desarrolló para los trimestres abril-mayo-junio y julio-agosto-septiembre, dando resultados similares. Estos modelos ajustados se pueden expresar como:

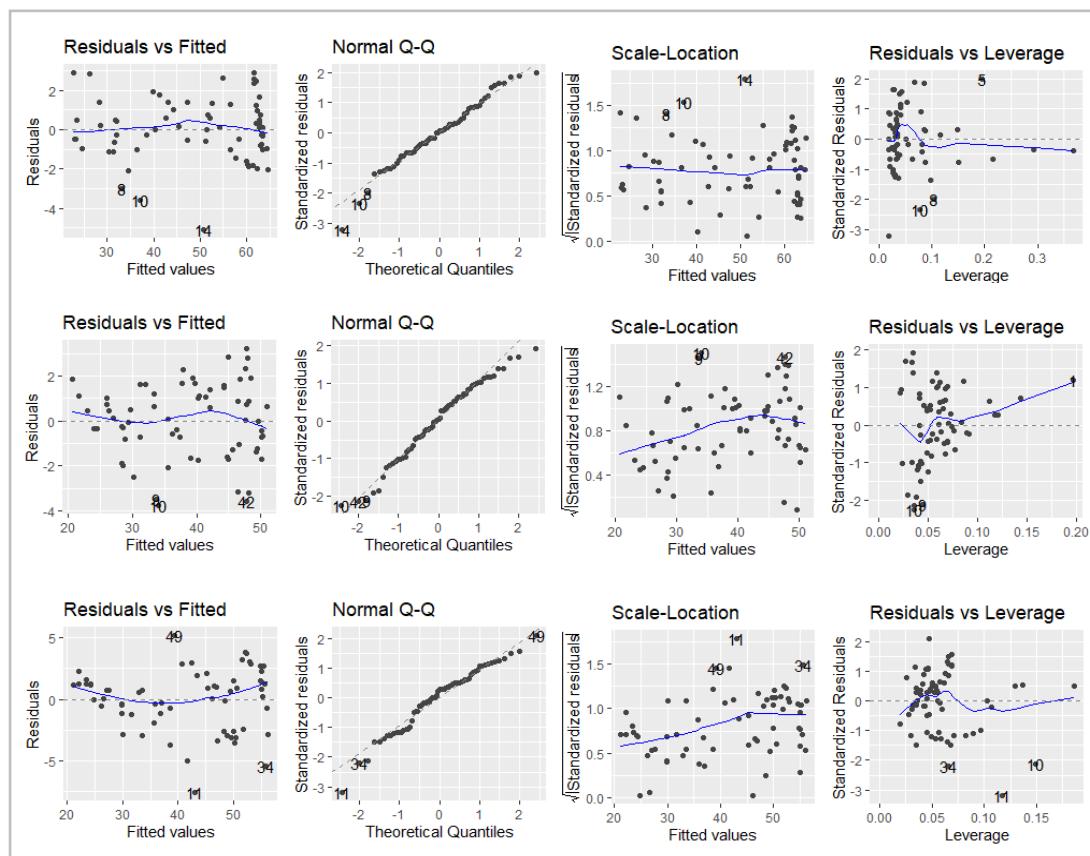
$$\begin{aligned} Tm_i &\sim N(\mu_i, \hat{\sigma}^2) \\ \hat{\mu}_i &= 0.02x_{G_i} + 1.04x_{Ta_i} + 0.30x_{Hr_i} - 17.90 \\ \hat{\sigma}^2 &= 1.743 \end{aligned} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} Tm_i &\sim N(\mu_i, \hat{\sigma}^2) \\ \hat{\mu}_i &= 0.02x_{G_i} + 0.99x_{Ta_i} - 0.31x_{Hr_i} + 19.48 \\ \hat{\sigma}^2 &= 2.324 \end{aligned} \quad (19)$$

Al igual que en el primer modelo ajustado, todos los coeficientes parciales de las regresiones son significativos y los  $R^2$  ajustados son altos: 0.9626 y 0.9596 respectivamente. Estos valores son un poco más bajos que en el primer modelo, pero la diferencia es insignificante. Podemos decir, pues, que los tres modelos pueden explicar más del 95% de la variabilidad observada en la temperatura del módulo.

De las gráficas de diagnóstico (gráfica 7), podemos asumir que las premisas de linealidad, normalidad de residuos, homocedasticidad y la independencia de residuos, se cumplen.

En la gráfica “Residuals vs Fitted” vemos que los puntos no forman ningún patrón, por lo que podemos asumir la linealidad de las variables predictoras con respecto a la de respuesta. De la gráfica Normal Q-Q puede deducirse fácilmente la normalidad en la distribución de los residuos. En la gráfica “Scale-Location” vemos que los puntos tampoco forman un patrón definido y que la línea no tiene una inclinación bien definida ni pronunciada a lo largo de la gráfica, lo que sugiere que la varianza de los errores es constante. Tiende a ser más constante para valores mayores de temperatura. Las gráficas de “Residuals vs Leverage” tienen el aspecto típico cuando no hay caso o casos influyentes. Apenas se pueden ver las líneas de distancia de Cook.



**Gráfica 7. Diagnóstico del modelo.**

*Nota:* Cada fila, en orden descendente, corresponde a los trimestres de enero a marzo, de abril a junio y de julio a septiembre, respectivamente.

**CAPÍTULO V**  
**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### 5.1. Conclusiones

El comportamiento de la tecnología implícita en los módulos depende, entre otros factores, de las condiciones climáticas que lo rodean.

La incidencia directa del sol en los paneles es positiva para la producción de electricidad, pero, en climas como el de Panamá, hay que sopesarla con el aumento consecuente en la temperatura del módulo que disminuye la eficiencia. Como muestra en este estudio, durante la estación seca, la mayor eficiencia del módulo no es en el período de tiempo cuando la incidencia de radiación solar es mayor: la irradiancia máxima se da en las horas del mediodía y la mayor eficiencia del módulo, en las horas de la tarde. En las otras épocas del año, también hay un desfase, pero menos pronunciado.

De los modelos de temperatura de celda que se compararon, el modelo de Kurtz es el que más se ajusta a los datos y los de Mattei y de Skoplaki, los que menos se ajustan. El motivo más probable es que ambos modelos usan como parte de las variables predictoras, la eficiencia y el coeficiente de potencia en condiciones STC. La influencia de las condiciones NOCT y STC seguirá en la comercialización de la tecnología fotovoltaica con el fin de brindar cierta información técnica al comprador; pero cabe señalar que esas condiciones climáticas son muy distintas a las de los países tropicales como Panamá.

Se estableció un modelo por trimestres que predice la temperatura de un módulo de celdas fotovoltaicas con una ficha técnica específica, en condiciones climáticas particulares.

## 5.2. Recomendaciones

Antes de la instalación de un módulo, es recomendable conocer las condiciones ambientales de la zona e instalar el módulo que mejor se adecue.

Se recomienda aplicar los modelos estadísticos que predicen la temperatura del módulo pc-Si, en regiones que poseen condiciones climáticas similares.

Panamá requiere más investigación sobre las condiciones climáticas de sus diversas regiones, a fin de determinar cuáles son compatibles con determinadas tecnologías. Al instalarse un módulo fotovoltaico es importante conocer los factores atmosféricos; adicional se debe tomar en cuenta todo lo referente a posiciones (inclinada, horizontal), ubicación (a nivel del suelo, elevado) y estructura de soporte (techo, pared, plataforma...) ya que influyen directamente en su eficiencia.

## REFERENCIAS

- Alonso García, M. C., & Balenzategui, J. L. (2004). Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations. *Renewable Energy*, 29(12), 1997–2010. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.03.010>
- Amuda Dauda Biodun<sup>1</sup>, Adeleke David Kehinde<sup>2</sup> and Orotayo Temitope Aminat. (n.d.). Experimental Evaluation of the Effect of Temperature on Polycrystalline and Monocrystalline Photovoltaic Modules.
- Aparicio, M. P. (2010). Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada. Marcombo.
- Armstrong, S., & Hurley, W. G. (2010). A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. *Applied Thermal Engineering*, 30(11–12), 1488–1495. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2010.03.012>
- Atsu, D. K., Seres, I., & Farkas, I. (2020). Thermal behavior analysis of different solar PV modules via thermographic imaging. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 12(1). <https://doi.org/10.1063/1.5113763>
- B, O.-P. v, & A, B.-K. M. (2013). Influence of meteorological parameters on the efficiency of photovoltaic module in some cities in the niger delta of nigeria. In *Journal of Asian Scientific Research* (Vol. 3, Issue 1). <http://aessweb.com/journal-detail.php?id=5003>
- Bassam, A., Tzuc, O. M., Soberanis, M. E., Ricalde, L. J., & Cruz, B. (2017). Temperature estimation for photovoltaic array using an adaptive neuro fuzzy inference system. *Sustainability* (Switzerland), 9(8). <https://doi.org/10.3390/su9081399>
- Battioni, M., Risso, G., Cutrera, M., & Schmidt, J. (2016). Evaluacion de distintos metodos para estimar la temperatura de operacion de modulos fotovoltaicos y estimacion de las perdidas de energia por efecto de la temperatura (Vol. 4).
- Beattie, N. S., Moir, R. S., Chacko, C., Buffoni, G., Roberts, S. H., & Pearsall, N. M. (2012). Understanding the effects of sand and dust accumulation on photovoltaic modules. *Renewable Energy*, 48, 448–452. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.007>
- Bello, C., Jimenez, V., Toranzos, V., Busso, A., Vera, L. H., & Cadena, C. (2009). Impreso en la Argentina. *Avances En Energías Renovables y Medio Ambiente*, 13.
- Cañete, C., Carretero, J., & Sidrach-de-Cardona, M. (2014). Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions. *Energy*, 65, 295–302. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.013>

- Ceylan, I., Erkaymaz, O., Gedik, E., & Gurel, A. E. (2014). The prediction of photovoltaic module temperature with artificial neural networks. *Case Studies in Thermal Engineering*, 3, 11–20. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2014.02.001>
- Charfi, W., Chaabane, M., Mhiri, H., & Bournot, P. (2018). Performance evaluation of a solar photovoltaic system. *Energy Reports*, 4, 400–406. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2018.06.004>
- Chen, S. A., Vishwanath, A., Sathe, S., & Kalyanaraman, S. (2016). Shedding Light on the Performance of Solar Panels: A Data-Driven View.
- Chikate, B. v, Sadawarte, Y. A., & Sewagram, B. D. C. O. E. (2015). The Factors Affecting the Performance of Solar Cell. In *International Journal of Computer Applications*.
- Davis, M. W., Fanney, A. H., & Dougherty, B. P. (2001). Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 123(3), 200–210. <https://doi.org/10.1115/1.1385825>
- Del Cueto, J. A. (2002, May). Comparison of energy production and performance from flat-plate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt. In *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002*. (pp. 1523-1526). IEEE.
- Eraso, F. J., Ferledy Erazo, O., & Escobar, E. (2019). Model for electric power estimation in photovoltaic silicon modules. In *Revista chilena de ingeniería* (Vol. 27, Issue 2).
- Faiman, D. (2008). Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(4), 307–315. <https://doi.org/10.1002/pip.813>
- Goetzberger, A., & Hoffmann, V. U. (2005). *Photovoltaic solar energy generation* (Vol. 112). Springer Science & Business Media.
- Hosennuzzaman, M., Rahim, N. A., Selvaraj, J., Hasanuzzaman, M., Malek, A. B. M. A., & Nahar, A. (2015). Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 41, pp. 284–297). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.046>
- Huld, T., Friesen, G., Skoczek, A., Kenny, R. P., Sample, T., Field, M., & Dunlop, E. D. (2011). A power-rating model for crystalline silicon PV modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(12), 3359–3369. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2011.07.026>
- Huld, T., & Gracia Amillo, A. M. (2015). Estimating PV module performance over large geographical regions: The role of irradiance, air temperature, wind speed and solar spectrum. *Energies*, 8(6), 5159–5181. <https://doi.org/10.3390/en8065159>

- Jakhrani, A. Q., Jakhrani, A. Q., Othman, A. K., Rigit, A. R. H., & Samo, S. R. (2011). Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models. *World Applied Sciences Journal*, 14, 1–08.
- Kaldellis, J. K., Kapsali, M., & Kavadias, K. A. (2014). Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. *Renewable Energy*, 66, 612–624. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.041>
- Kazem, H. A., Khatib, T., Sopian, K., Buttinger, F., Elmenreich, W., & Said Albusaidi, A. (2013). Effect of Dust Deposition on the Performance of Multi-Crystalline Photovoltaic Modules Based on Experimental Measurements (Vol. 3, Issue 4).
- Kleiss, G., Raicu, A., & Bucher, K. (1993). Temperature-dependent influence of a-Si:H cell degradation on the energy delivered under realistic reporting conditions.
- Koehl, M., Heck, M., Wiesmeier, S., & Wirth, J. (2011). Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(7), 1638–1646. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2011.01.020>
- Kumar Panjwani, M., & Bukshsh Narejo, G. (n.d.). Effect of Altitude on the Efficiency of Solar Panel. *International Journal of Engineering Research and General Science*, 2(4). [www.ijergs.org](http://www.ijergs.org).
- Kurtz, S., Whitfield, K., Miller, D., Joyce, J., Wohlgemuth, J. & Kempe, M. (7-12 June 2009). Evaluation of high temperature exposure of rackmounted photovoltaic modules [conference]. 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Philadelphia, USA. 2399-2404. <http://doi.org/10.1109/PVSC.2009.5411307>
- Lamigueiro, O. P. (2013). Energía solar fotovoltaica. Creative Commons ebook. España. 192pp.
- Li, X., Putra Prawiradilaga, T., & Battul, D. (2013). The Role of Humidity in Energy Output of Solar Panels in Coastal Regions. *GSTF Journal of Engineering Technology*, 2(1). [https://doi.org/10.5176/2251-3701\\_2.1.35](https://doi.org/10.5176/2251-3701_2.1.35)
- Liao, W., Heo, Y., & Xu, S. (2018, September). Evaluation of temperature dependent models for PV yield prediction. In Proceedings of the 4th Building Simulation and Optimization Conference, Cambridge, UK (pp. 11-12).
- Markvart, T. (2000). Light harvesting for quantum solar energy conversion. *Progress in quantum electronics*, 24(3-4), 107-186.
- Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C., Muselli, M., & Poggi, P. (2006). Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. *Renewable Energy*, 31(4), 553–567. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.03.010>

- Mekhilef, S., Saidur, R., & Kamalisarvestani, M. (2012). Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 16, Issue 5, pp. 2920–2925). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.012>
- Meral, M. E., & Diner, F. (2011). A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 15, Issue 5, pp. 2176–2184). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.010>
- Mohring, H.-D., & Stellbogen, D. (2008). Annual energy harvest of pv systems- advantages and drawbacks of different pv technologies.
- Mostafa Tobnaghi, D., & Naderi, D. (2015). The Effect of Solar Radiation and Temperature on Solar cells Performance. *Extensive Journal of Applied Sciences Available Online at Www.Ejasj.Com* ©2014 EJAS Journal, 39–43. [www.ejasj.com](http://www.ejasj.com)
- Munoz, M. A., Alonso-García, M. C., Vela, N., & Chenlo, F. (2011). Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Solar Energy*, 85(9), 2264–2274. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.06.011>
- Muzathik, A. M. (2014). Photovoltaic Modules Operating Temperature Estimation Using a Simple Correlation. In *International Journal of Energy Engineering* (Vol. 4, Issue 4).
- Nordmann, T., & Clavadetscher, L. (2003, May). Understanding temperature effects on PV system performance. In *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of* (Vol. 3, pp. 2243-2246). IEEE.
- Obando-Paredes, E. D., & Vargas-Cañas, R. (2016). Desempeño de un sistema fotovoltaico autónomo frente a condiciones medioambientales de una región en particular. *Revista de La Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 40(154), 27. <https://doi.org/10.18257/raccefyn.301>.
- Ocampo D. y Rivas R (2013). Estimación de la radiación neta diaria a partir de Modelos de Regresión Lineal Múltiple. *Revista Chapingo, Serie Ciencias forestales y del ambiente*, 19(2), 263–271. <https://doi.org/10.5154/r.rchscfa.2012.04.031>.
- Parida, B., Iniyan, S., & Goic, R. (2011). A review of solar photovoltaic technologies. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 15, Issue 3, pp. 1625–1636). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.032>
- Rahman, M. M., Hasanuzzaman, M., & Rahim, N. A. (2015). Effects of various parameters on PV-module power and efficiency. *Energy Conversion and Management*, 103, 348–358. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.06.067>

Romero F. C. (1995). Cálculo de la Temperatura de Operación de Células Solares en un Panel Fotovoltaico Plano, Depósito Legal: M -14226-1995 ISSN: 1135-9420 NIPO: 402-02-001-x

Ross Jr, R. G. (1976). Interface design considerations for terrestrial solar cell modules. In 12th Photovoltaic specialists conference (pp. 801-806).

Sanusi, Y. K., Ojeniyi, A., & Norani, N. (2014). Analysis of atmospheric parameters variation on efficiency of polycrystalline pv system in a tropical station. *Applied Mechanics and Materials*, 661, 160–167. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.661.160>

Schwingshackl, C., Petitta, M., Wagner, J. E., Belluardo, G., Moser, D., Castelli, M., Zebisch, M., & Tetzlaff, A. (2013). Wind effect on PV module temperature: Analysis of different techniques for an accurate estimation. *Energy Procedia*, 40, 77–86. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.010>

Shan, F., Tang, F., Cao, L., & Fang, G. (2014). Comparative simulation analyses on dynamic performances of photovoltaic-thermal solar collectors with different configurations. *Energy Conversion and Management*, 87, 778–786. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.077>

Shravanth Vasisht, M., Srinivasan, J., & Ramasesha, S. K. (2016). Performance of solar photovoltaic installations: Effect of seasonal variations. *Solar Energy*, 131, 39–46. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.013>

Skoplaki, E., Boudouvis, A. G., & Palyvos, J. A. (2008). A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(11), 1393–1402. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.05.016>

Smets, A. H. M., Jäger, K., Isabella, O., Van Swaaij, R. A. C. M. M., & Zeman, M. (2016). *Solar Energy—The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. February 2016. published by UIT Cambridge Ltd. PO Box, 145.

Touati, F. A., Al-Hitmi, M. A., & Bouchech, H. J. (2013). Study of the effects of dust, relative humidity, and temperature on solar PV performance in Doha: Comparison between monocrystalline and amorphous PVS. *International Journal of Green Energy*, 10(7), 680–689. <https://doi.org/10.1080/15435075.2012.692134>

Ugwuoke, P. E., & Okeke, C. E. (2012). Performance Assessment of Three Different PV Modules as a Function of Solar Insolation in South Eastern Nigeria. In *International Journal of Applied Science and Technology* (Vol. 2, Issue 3).

Ye, Z., Nobre, A., Reindl, T., Luther, J., & Reise, C. (2013). On PV module temperatures in tropical regions. *Solar Energy*, 88, 80–87. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.11.001>