



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
ESCUELA DE POSGRADO
DOCTORADO EN CIENCIA, TECNOLOGÍA Y MEDIO
AMBIENTE



TESIS

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RENDIMIENTO FOTOVOLTAICO DE UN
SISTEMA FIJO Y UN SEGUIDOR SOLAR EN EL ALTIPLANO PERUANO**

PRESENTADA POR:

ELMER RODRIGO AQUINO LARICO

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

DOCTOR EN CIENCIA, TECNOLOGÍA Y MEDIO AMBIENTE

PUNO, PERÚ

2022



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
ESCUELA DE POSGRADO
DOCTORADO EN CIENCIA, TECNOLOGÍA Y MEDIO
AMBIENTE

TESIS

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RENDIMIENTO FOTOVOLTAICO DE UN
SISTEMA FIJO Y UN SEGUIDOR SOLAR EN EL ALTIPLANO PERUANO**



PRESENTADA POR:

ELMER RODRIGO AQUINO LARICO

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

DOCTOR EN CIENCIA, TECNOLOGÍA Y MEDIO AMBIENTE

APROBADA POR EL JURADO SIGUIENTE:

PRESIDENTE


.....
Dr. ALEJANDRO APAZA TARQUI

PRIMER MIEMBRO


.....
Dr. ISRAEL LIMA MEDINA

SEGUNDO MIEMBRO


.....
Dr. PABLO ANTONIO BELTRAN BARRIGA

ASESOR DE TESIS


.....
Dr. ANGEL CANALES GUTIERREZ

Puno, 21 de julio del 2022

ÁREA: Ciencias de la Ingeniería

TEMA: Análisis comparativo del rendimiento fotovoltaico de un sistema fijo y un seguidor solar en el Altiplano peruano

LÍNEA: Recursos Naturales y Medio Ambiente



DEDICATORIA

A mi querida esposa Nery Karen que siempre ha estado a mi lado apoyándome para seguir adelante y mi hermosa hija Valeska Killary por ser el motivo de mi existencia.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco el apoyo financiero del Proyecto Concytec – Banco Mundial “Mejoramiento y Ampliación de los Servicios del Sistema Nacional de Ciencia Tecnología e Innovación Tecnológica” 8682-PE, a través de su unidad ejecutora ProCiencia. Contrato de adjudicación de fondos N° 01-2018-FONDECYT/BM-PROGRAMAS de doctorados en áreas estratégicas y generales. Doctorado en Ciencia Tecnología y Medio Ambiente, escuela de posgrado de la Universidad Nacional del Altiplano de Puno, Perú.



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE ANEXOS	ix
RESUMEN	x
ABSTRACT	xi
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco Teórico	2
1.1.1. Energía solar	2
1.1.2. Energía fotovoltaica	2
1.1.3. Efecto fotovoltaico y modulo fotovoltaico	2
1.1.4. Sistema de seguimiento solar por MPPT	3
1.1.5. Algoritmos de control en seguidores solares	4
1.1.6. Sistema fotovoltaico conectado a red	4
1.1.7. Sistema fotovoltaico autónomo o fuera de red	5
1.1.8. Rendimiento fotovoltaico	5
1.1.9. Relación de rendimiento y perdida de rendimiento	7
1.2. Antecedentes	9

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Identificación del problema	12
2.2. Enunciados del problema	13
2.2.1. Problema general	13
2.2.2. Problemas específicos	13
2.3. Justificación	13
2.4. Objetivos	14



2.4.1.	Objetivo general	14
2.4.2.	Objetivos específicos	14
2.5.	Hipótesis	14
2.5.1.	Hipótesis general	14
2.5.2.	Hipótesis específicas	14

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.	Lugar de estudio	15
3.2.	Población	16
3.3.	Muestra	16
3.4.	Métodos de investigación	16
3.4.1.	Diagrama de flujo de objetivos	16
3.4.2.	Equipos de instrumentación del sistema fotovoltaico fijo	17
3.4.3.	Estructura mecánica, actuadores lineales y prototipo del seguidor solar	18
3.4.4.	Sensor de irradiancia solar para el sistema de seguimiento solar	20
3.4.5.	Modelo de una célula fotovoltaica e instrumentación experimental	21
3.4.6.	Sistema de control del seguidor solar	23
3.4.7.	Evaluación del desempeño de generación fotovoltaica	26
3.4.8.	Configuración experimental para determinar el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico	26
3.4.9.	Análisis de Componentes Principales (PCA) en los sistemas fotovoltaicos	28
3.5.	Descripción detallada de métodos por objetivos	28
3.5.1.	Objetivo del ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico	28
3.5.2.	Objetivo del rendimiento fotovoltaico del sistema fijo y seguidor solar	29
3.5.3.	Objetivo de costo y beneficio	29

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1.	Análisis del diseño de superficie de respuesta y ajuste del modelo para el sistema fotovoltaico fijo	30
4.2.	Efecto de las variables del sistema mediante el diseño de superficie de respuesta para el sistema fotovoltaico fijo	31
4.3.	Condiciones óptimas del modelo de superficie de respuesta para el sistema fotovoltaico fijo	33



4.4. Análisis del desempeño energético del sistema fotovoltaico fijo y seguidor solar	33
4.5. Análisis de la curva de irradiación solar del sistema fotovoltaico fijo y seguidor solar	37
4.6. Comportamiento del rendimiento fotovoltaico mediante PCA	40
4.7. Comportamiento de las células fotovoltaicas y actuadores lineales	42
4.8. Análisis de costo y beneficio	43
CONCLUSIONES	44
RECOMENDACIONES	45
BIBLIOGRAFÍA	46
ANEXOS	56



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
1. Variables seleccionadas para el diseño central compuesto, para encontrar el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico	26
2. Diseño Central Compuesto para encontrar en ángulo de inclinación optimo del módulo fotovoltaico	27
3. Coeficientes de regresión obtenidos para el modelo generado	30
4. Resultados del ANOVA, para el modelo de regresión cuadrática del Diseño Central Compuesto	31
5. Condiciones óptimas de los factores por el Diseño Central Compuesto	33
6. PSH y variables climáticas del seguidor solar y el sistema fotovoltaico fijo (2021-2022)	41

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
1. Efecto fotovoltaico	3
2. Sistema de seguimiento solar de doble eje	4
3. Rendimiento fotovoltaico en tecnología de (p-Si) vs (HIT)	6
4. Rendimiento fotovoltaico por irradiación solar variable vs corriente	6
5. Rendimiento fotovoltaico por irradiación solar variable vs potencia	7
6. Ubicación geográfica del proyecto de investigación	15
7. Diagrama de flujo de objetivos específicos	17
8. Sistema de medición fotovoltaica a diferentes ángulos de inclinación	18
9. Seguidor solar, (a) estructura mecánica con actuadores lineales, (b) seguimiento del primer y segundo eje de rotación.	19
10. Prototipo del sistema de seguimiento solar	20
11. Células fotovoltaicas a diferentes ángulos de inclinación	21
12. Esquema ideal de una célula fotovoltaica	21
13. Escalamiento de señales eléctricas a digitales, (A) corriente a señal normalizada, (B) señal normalizada a números enteros, (C) números enteros a magnitud física	22
14. Esquema de conexión del seguidor solar	23
15. Algoritmo de control del sistema de seguimiento solar	24
16. Posición inicial y final del seguidor solar	25
17. Lenguaje de programación Ladder	25
18. Superficie de respuesta del sistema, efecto de la interacción, (A) ángulo de inclinación frente a (B) orientación del módulo fotovoltaico	32
19. Superficie de respuesta del sistema, vista de planta enfocando el punto óptimo (ángulo de inclinación)	32
20. Contorno, mostrando el punto óptimo entre el factor A y B, determinando el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico	33
21. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 0°	35
22. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 4°	35
23. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 15°	36
24. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 26°	36
25. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 30°	37



26. Curvas de irradiación solar entre los meses de julio a febrero del 2022	39
27. Irradiación solar mínima del seguidor solar y el sistema fotovoltaico fijo	40
28. PCA para el seguidor solar y el sistema fotovoltaico fijo	42
29. Células fotovoltaicas, (a) célula fotovoltaica limpia, (b) célula fotovoltaica con ligera acumulación de polvo húmedo.	43
30. Costo del sistema fotovoltaico fijo vs seguidor solar	43



ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
1. Solarímetro (Amprobe Solar-100)	56
2. Modulo fotovoltaico de 100 W, 12VDC	57
3. Controlador lógico programable PLC S7-1200 (SIEMENS)	58
4. Módulo de control del seguidor solar y adquisición de datos	59
5. Unidades experimentales del sistema fotovoltaico fijo	60
6. Sistema de seguimiento solar de doble eje	61
7. Algoritmo de control del seguidor solar y adquisición de datos	62
8. Monitoreo de datos en tiempo real	63
9. Fotografías de la ejecución del proyecto de investigación solar	63

RESUMEN

Maximizar la producción de electricidad en sistemas fotovoltaicos es muy importante por la disponibilidad del recurso solar y la sostenibilidad ambiental, más aún, en zonas con elevada altitud. El objetivo de esta investigación fue evaluar el rendimiento de un sistema fotovoltaico con ángulo de inclinación óptimo y en seguidor solar en el Altiplano peruano. Para desarrollar este trabajo se implementaron dos factores (ángulo de inclinación y orientación del módulo fotovoltaico) y una variable de respuesta en horas sol pico (HSP), la experimentación se realizó por el método de superficie de respuesta (Diseño Central Compuesto), determinando el ángulo de inclinación óptimo de la superficie del módulo fotovoltaico, además se implementó un sistema de seguimiento solar para comparar el rendimiento fotovoltaico con el sistema fijo en condiciones climáticas variadas. De acuerdo con los resultados, el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico fijo es de 10.39° con orientación hacia el norte con una producción de electricidad en HSP de $6.78 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$, considerando días soleados, parcialmente nublados y lluviosos, mientras tanto, el seguidor solar obtuvo un máximo rendimiento mensual de 37.63% más que el sistema fijo, alcanzando en HSP $10.66 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ en días soleados, sin embargo, en días con lluvia frecuente y nubosidad parcial el rendimiento fue menor de 14.38% , con HSP de $6.54 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$. Por lo tanto, en esta región altoandina el seguidor solar tuvo mayor rendimiento en los meses de julio a octubre, mientras tanto, en los meses de noviembre a febrero el rendimiento se redujo.

Palabras clave: Ángulo de inclinación óptimo, diseño central compuesto, rendimiento fotovoltaico, seguidor solar, sistema fijo.



ABSTRACT

Maximizing electricity production in photovoltaic systems is very important due to the availability of solar resources and environmental sustainability, even more so in high altitude areas. The objective of this research was to evaluate the performance of a photovoltaic system with optimal tilt angle and solar tracker in the Peruvian Altiplano. To develop this work, two factors were implemented (inclination angle and orientation of the photovoltaic module) and a response variable in peak sun hours (HSP), the experimentation was carried out by the response surface method (Central Composite Design), determining the optimum tilt angle of the photovoltaic module surface, in addition a solar tracking system was implemented to compare the photovoltaic performance with the fixed system in varied climatic conditions. According to the results, the optimal angle of inclination of the fixed photovoltaic module is 10.39° facing north with an electricity production in HSP of $6.78 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$, considering sunny, partially cloudy and rainy days; meanwhile, the solar tracker obtained a maximum monthly performance of 37.63 % more than the fixed system, reaching $10.66 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ in HSP on sunny days, however, on days with frequent rain and partial cloudiness the performance was less than 14.38 %, with HSP of $6.54 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$. Therefore, in this high Andean region, the solar tracker had a higher performance in the months of July to October, meanwhile, in the months of November to February, the performance was reduced.

Keywords: Central composite design, fixed system, optimum tilt angle, photovoltaic performance, solar tracker.

INTRODUCCIÓN

La presente investigación refiere al tema de la determinación del potencial del recurso solar en el Altiplano peruano, en la primera parte se detalla el problema de investigación referente al recurso solar, mejora en la captación de la irradiación solar en sistemas fotovoltaicos fijos mediante el Diseño Central Compuesto (superficie de respuesta) para encontrar el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico, comparando el rendimiento fotovoltaico con el sistema de seguimiento solar, además, del análisis de componentes principales en la producción de electricidad por ambos sistemas fotovoltaicos, finalmente, realizar un análisis económico en la generación fotovoltaica.

Seguidamente se detalla un marco teórico que aborda temas de energía solar fotovoltaica (potencial solar en el Altiplano peruano), efecto fotovoltaico en paneles solares, seguidor solar y trazado de punto de máxima potencia (MPPT), rendimiento en sistemas fotovoltaicos y análisis económico fotovoltaico. Estos resultados obtenidos se aplicarán para el diseño óptimo de sistemas fotovoltaicos fijos y con seguidores solares en la región de Puno.

Finalmente, este proyecto de investigación se ha estructurado de la siguiente manera: primeramente, se muestra el resumen en español e inglés, seguidamente se da una introducción de la presente tesis, luego se detalla la revisión de la literatura con el marco teórico y antecedentes, luego definimos el planteamiento del problema, la hipótesis y los objetivos, además especificamos los materiales y métodos utilizados en la presente investigación, para mostrar los resultados y discusiones con otros autores, finalmente terminamos con las conclusiones, recomendaciones y anexos desarrollados en la presente investigación.

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco Teórico

1.1.1. Energía solar

La energía solar es parte de las energías renovables obtenida por medio de la radiación electromagnética, esta energía se puede transformar en energía eléctrica o térmica, a través de captadores solares como células fotoeléctricas, heliostatos o colectores solares (Sampaio y González, 2017).

1.1.2. Energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica es un método para generar electricidad, al convertir la irradiación solar en energía eléctrica en corriente continua utilizando materiales semiconductores por medio del efecto fotovoltaico (Bhatia, 2014).

1.1.3. Efecto fotovoltaico y modulo fotovoltaico

La conversión de la luz solar a electricidad es por medio del efecto fotovoltaico (Figura 1), mediante la excitación que produce el fotón en el electrón libre del fosforo hacia el boro, generando electricidad (Wang *et al.*, 2020).

Un módulo fotovoltaico es la agrupación de células fotovoltaicas encargados de convertir la energía solar en electricidad (Charfi *et al.*, 2018), captando la irradiación solar durante el día (de Andrade y Tiba, 2016).

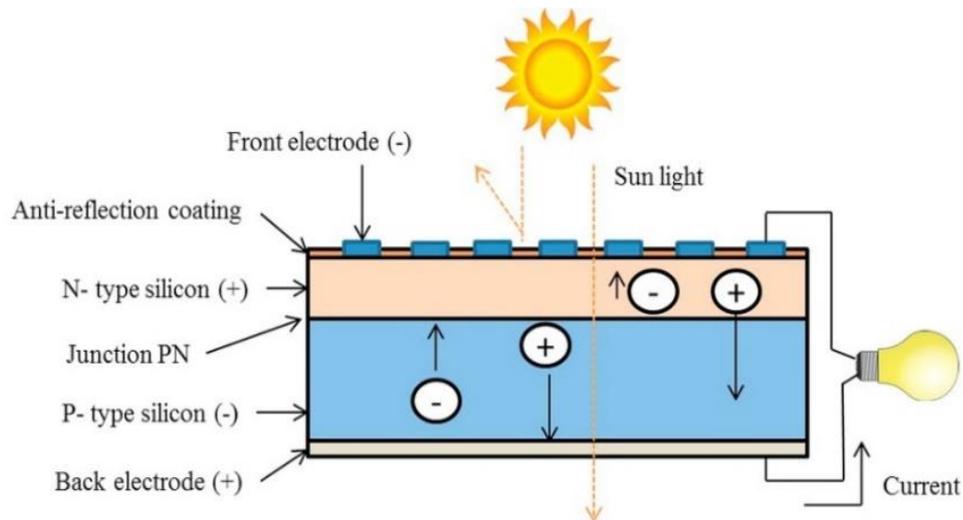


Figura 1. Efecto fotovoltaico

Fuente: (Sampaio y González, 2017)

1.1.4. Sistema de seguimiento solar por MPPT

Los seguidores solares basados en el MPPT (Figura 2), tienen como objetivo extraer la máxima potencia del sistema fotovoltaico (Motahhir *et al.*, 2020) aumentando su eficiencia en la producción de electricidad en condiciones variables climáticas de temperatura, humedad, radiación solar y otros (Rezk *et al.*, 2019; Soulatiantork, 2018), recibiendo irradiancia uniforme a lo largo del día (Mohapatra *et al.*, 2017). El control de seguimiento solar, predice el ángulo de inclinación y la orientación del módulo fotovoltaico durante el día (Al-Rousan *et al.*, 2020). Los seguidores solares de doble eje producen más del 27 % de energía eléctrica que un sistema fotovoltaico fijo (Seme *et al.*, 2017).

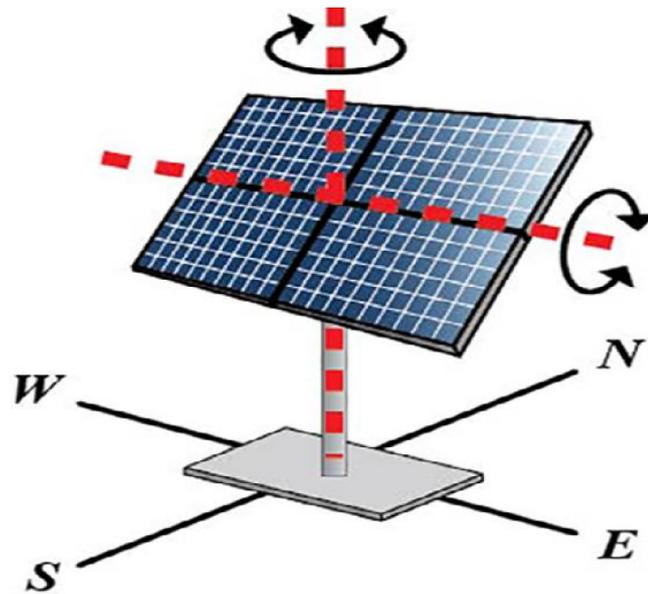


Figura 2. Sistema de seguimiento solar de doble eje

Fuente: (Kang *et al.*, 2019)

1.1.5. Algoritmos de control en seguidores solares

Los seguidores solares en actualidad poseen muchas estrategias de control, debido a su mecanismo accionado por controladores. Las estrategias de control más utilizadas son el lazo abierto y cerrado o lazo híbrido, también, los algoritmos de control clásicos como el P, PI y PID (Nadia *et al.*, 2018). Sin embargo, otras tecnologías anteriores que operaban sin sistemas realimentados, con baja eficiencia fueron los sistemas de seguimiento solar pasivos, estos mecanismos funcionaban con un gas líquido, direccionado al panel solar fotovoltaico a inclinarse por efecto del incremento de la radiación solar durante el día (Parmar *et al.*, 2015).

1.1.6. Sistema fotovoltaico conectado a red

Es un sistema fotovoltaico que funciona sin baterías o acumuladores, constan de un inversor monofásico o trifásico que está directamente conectado a la red pública, requiere de manera obligada un sistema de puesta a tierra y en algunos casos un neutro dedicado para sistemas monofásicos (Zipp, 2015). El objetivo principal de este tipo de sistemas conectados a red pública es reducir la factura eléctrica durante el día y en la noche el consumo energético es de la matriz convencional de red (Awasthi *et al.*, 2020), además, son sistemas que dependen de la fluidez eléctrica de la red pública,

siendo la desventaja principal que solo opera durante el día y en la noche es como si no existiese (Ghenai *et al.*, 2018).

La aplicación de un sistema fotovoltaico conectado a red es muy usual en zonas urbanas, cumplen normas internacionales en la baja emisión de gases de efecto invernadero, protección al medio ambiente y reducen la facturación eléctrica (Numbi y Malinga, 2017).

1.1.7. Sistema fotovoltaico autónomo o fuera de red

Son sistemas fotovoltaicos que necesitan baterías para almacenar o acumular la energía producida durante el día, están constituidos por módulos fotovoltaicos, reguladores de carga, inversores de baja potencia de onda cuadrada y senoidal pura, baterías o acumuladores y sistemas de protección eléctrica como fusibles e interruptores termomagnéticos (Sultan *et al.*, 2018). Mientras tanto, la eficiencia de estos sistemas autónomos es afectada por el incremento de la temperatura (Al-Addous *et al.*, 2017).

1.1.8. Rendimiento fotovoltaico

El rendimiento en un módulo fotovoltaico (Figura 3), es influenciado por diferentes factores del entorno, como la variación de la irradiación solar, la instalación del sistema, la temperatura en la superficie del módulo, el sombreado parcial provocado por las nubes (D. Kumar *et al.*, 2020), la humedad, el viento, las características de operación (Dias *et al.*, 2017) y el ángulo de inclinación de la superficie del módulo fotovoltaico (Sarmiento *et al.*, 2019). Además la pérdida del rendimiento es causado por la degradación de los módulos fotovoltaicos asociado con el tiempo de operación (Malvoni *et al.*, 2020).

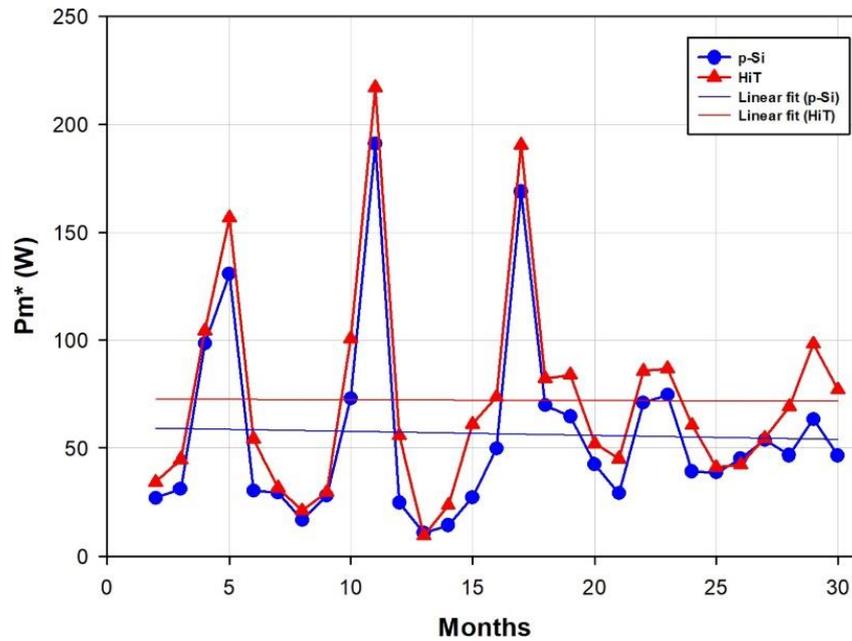


Figura 3. Rendimiento fotovoltaico en tecnología de (p-Si) vs (HIT)

Fuente: (Dag y Buker, 2019)

Gran parte de la variación de rendimiento de un módulo fotovoltaico (Figura 4 y 5), está relacionado con la oscilación de la irradiación solar durante el día (Revati y Natarajan, 2020).

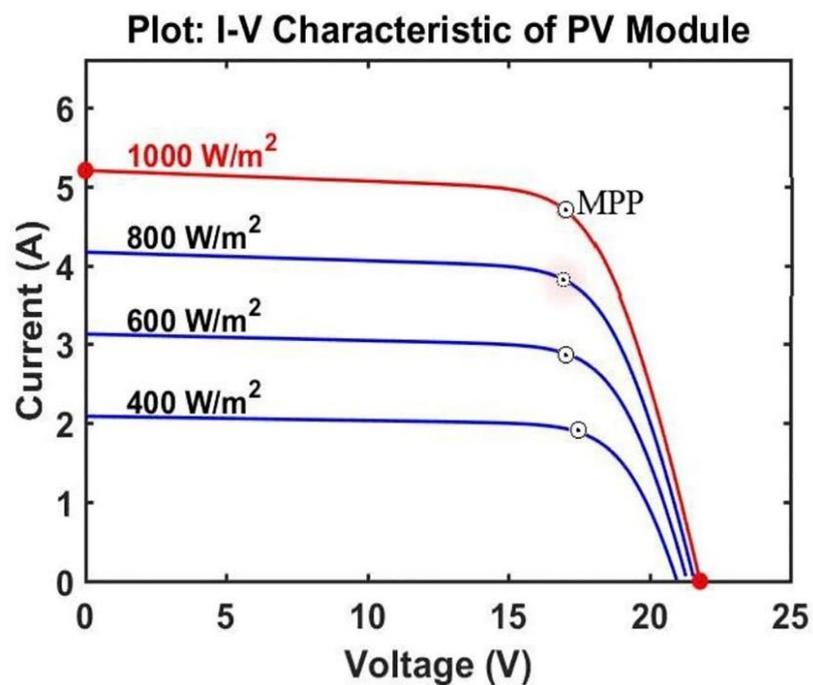


Figura 4. Rendimiento fotovoltaico por irradiación solar variable vs corriente

Fuente: (Dorji *et al.*, 2020)

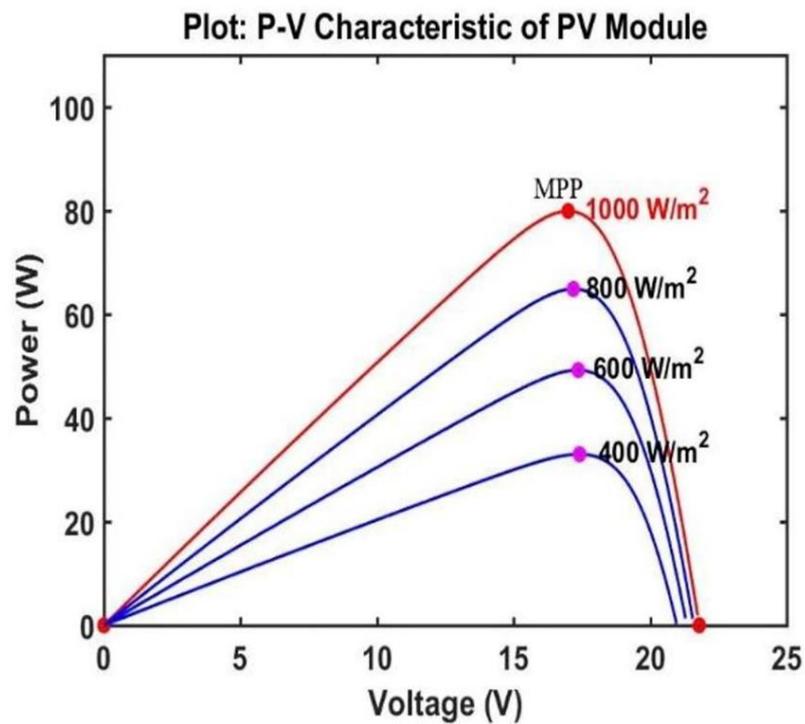


Figura 5. Rendimiento fotovoltaico por irradiación solar variable vs potencia

Fuente: (Dorji *et al.*, 2020)

1.1.9. Relación de rendimiento y pérdida de rendimiento

Relación de rendimiento en unidades fotovoltaicas, expresado por la ecuación (1) y (2) (Dag y Buker, 2019):

$$rR = \frac{Y}{Y_p} \cdot 100 \quad (1)$$

Dónde:

rR ; es la Relación de Rendimiento.

Y ; es el rendimiento del módulo fotovoltaico instalado.

Y_p ; es el rendimiento en condiciones estándares de medición (CEM).

Rendimiento del módulo o sistemas fotovoltaico en operación (in situ).



$$R = \frac{E}{P_{MM}} \cdot 100 \quad (2)$$

Dónde:

R ; Rendimiento del sistema fotovoltaico instalado.

E ; Energía de salida.

P_{MM} ; Energía durante en función a irradiación solar.

1.2. Antecedentes

La producción y uso de la energía a nivel mundial provoca sustancialmente el cambio climático (Verschoor *et al.*, 2020), por el uso de combustibles fósiles (Harjanne y Korhonen, 2019; Silveira *et al.*, 2013), que provocan la emisión de gases de efecto invernadero a la atmosfera (Peter, 2019; Solaun y Cerdá, 2019) y ocasionan el incremento de la temperatura (He *et al.*, 2018), que afecta de forma negativa al medio ambiente (Fonseca *et al.*, 2020).

La energía solar es limpia e inagotable posee el recurso energético más abundante de la tierra, convirtiendo la luz en energía térmica o electricidad (Fang *et al.*, 2019), fácil de encontrar, seguro y duradero, lo que lo convierte en una de las fuentes renovables más importantes en la generación de electricidad en sistemas fotovoltaicos (Vargas Gil *et al.*, 2020), debido a su disponibilidad local y sostenibilidad ambiental (Ahmad *et al.*, 2019). Este recurso, es muy aplicado en sistemas fotovoltaicos, por su fácil acceso y costo reducido, debido a que no requieren combustible fósil para funcionar, su mantenimiento es sencillo, fácil de instalar y beneficioso para el medio ambiente (Joshi *et al.*, 2022). Los paneles solares fotovoltaicos poseen un rendimiento menor al 40%, dependiendo del tipo de panel solar, la irradiación solar de la zona, la ubicación geográfica y otros factores como los sistemas de seguimiento solar (Lai y McCulloch, 2017).

Un módulo fotovoltaico es la agrupación de células fotovoltaicas encargados de convertir la energía solar en electricidad (Charfi *et al.*, 2018), por medio del efecto fotovoltaico (Wang *et al.*, 2020), absorbiendo la radiación luminosa en un material semiconductor para producir corriente eléctrica (Gao *et al.*, 2016; Ye *et al.*, 2019), con una determinada eficiencia (Marczyński *et al.*, 2019). Tecnología que ha desarrollado a gran escala en los últimos años, aumentando su eficiencia, reduciendo el tamaño y disminuyendo sus costos (Sampaio y González, 2017).

La irradiación solar es la potencia incidente por unidad de área de todo tipo de radiación electromagnética (de Andrade y Tiba, 2016), captado por módulos fotovoltaicos (Gašparović *et al.*, 2018), este recurso depende de la latitud, longitud y altitud de las regiones geográficas (Bertrand *et al.*, 2018) y el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico (Danandeh y Mousavi G, 2018) siendo similar a la latitud (Ali Morad *et al.*, 2018). Sin embargo la irradiación solar no homogénea es debido a la presencia del cielo nublado y la variación de estaciones a lo largo del año (Lima *et al.*, 2019).

Los seguidores solares basados en el MPPT tienen como objetivo extraer la máxima potencia del sistema fotovoltaico (Motahhir *et al.*, 2020), aumentando su eficiencia en la producción de electricidad (Rezk *et al.*, 2019; Soulatiantork, 2018), por medio del control de voltaje y la corriente del módulo fotovoltaico cerca del Punto de Máxima Potencia (MPP) (Abdalla *et al.*, 2019), recibiendo irradiación solar uniforme a lo largo del día (Mohapatra *et al.*, 2017) bajo condiciones variables de temperatura, radiación solar (Al-Dhaifallah *et al.*, 2018; Yilmaz *et al.*, 2019) y cargas conectadas al módulo (Arsalan *et al.*, 2018), siendo difícil encontrar un control óptimo en la velocidad de seguimiento de la trayectoria solar (Li, 2019).

Para controlar el sistema de seguimiento de la trayectoria solar, se utilizan varias estrategias de control por lazo abierto, cerrado o combinado (Fuentes-Morales *et al.*, 2020), también se utilizan estrategias clásicas como el control ON-OFF, PI y PID, además, utilizan algoritmos de control a través del controlador lógico programable (PLC), utilizando un software para introducir la información de los sensores, secuencia de los procesos y la salida de los actuadores que direccionen automáticamente al seguidor solar (Mao *et al.*, 2018). Por eso, algunos seguidores solares utilizan fotosensores o fotodiodos como dispositivo principal de rastreo solar, sin embargo, el funcionamiento normal de estos sensores depende del cielo despejado y las condiciones climáticas favorables (Su *et al.*, 2018), también utilizan LDR de bajo costo (Hoffmann *et al.*, 2018), paneles fotovoltaicos (Kivrak, 2013). Además, el rendimiento de estos seguidores solares también se puede mejorar por estrategias de seguimiento por MPPT (K. Kumar *et al.*, 2020).

El rendimiento de un sistema fotovoltaico depende principalmente de la irradiación solar, la temperatura de la superficie del módulo (Seme *et al.*, 2019; C. Yu *et al.*, 2019), el sombreado parcial (D. Kumar *et al.*, 2020), las condiciones climáticas del sitio y las características de operación (Dias *et al.*, 2017). Sin embargo el rendimiento fotovoltaico disminuye por el incremento de la temperatura en la superficie del módulo, (Zeitouny *et al.*, 2018) reduciendo el voltaje (Ameur *et al.*, 2019), provocando la degradación (Azizi *et al.*, 2018) y el envejecimiento del módulo (Dag y Buker, 2019), finalmente la humedad del aire en determinadas zonas puede influir en la pérdida de eficiencia a causa de los efectos espectrales (Weiss, 2018).

Sin embargo, en el Altiplano peruano con altitud elevada por encima de 3800 msnm, no hay estudios de sistemas de seguimiento solar que puedan operar en días soleados,



parcialmente nublados y con fuertes lluvias. Mas aun, los sensores por (LDR) de bajo costo (Bharati *et al.*, 2017; Imhade *et al.*, 2018), podrían verse afectados por la variación climática y la acumulación de polvo en el rastreo de la trayectoria del sol. Por esa razón, se propone el uso de rastreadores solares basados por células fotovoltaicas, por tener alta resistencia a la variación climática, cambios bruscos de temperatura, precipitación leve y fuerte, algunas veces con presencia de granizo y sombreado parcial irregular. Además, se analiza el rendimiento fotovoltaico por PCA, determinando cuales son los factores que influyen en la producción de electricidad en los seguidores solares.

Por lo tanto, el objetivo de esta investigación es evaluar el rendimiento de un sistema fotovoltaico con ángulo de inclinación optimo y en seguidor solar en el Altiplano peruano. El proyecto de investigación consta, en obtener el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico para captar la mayor irradiación solar mediante el diseño de superficie de respuesta con 13 unidades experimentales, este sistema fotovoltaico se comparó con un sistema de seguimiento solar para determinar el rendimiento fotovoltaico en condiciones climáticas variadas de la región de Puno, finalmente evaluar el costo y beneficio de ambos sistemas fotovoltaicos.

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Identificación del problema

La gran demanda de energía asociado a los problemas políticos y ambientales relacionados con el combustible fósil son los principales inconvenientes del uso de esta fuente de energía a nivel mundial (Levenda *et al.*, 2021). En la última década se ha incrementado considerablemente la demanda de electricidad, teniendo la necesidad de usar fuentes de energía no convencionales que sean sostenibles al medioambiente tal como las energías renovables (Assi *et al.*, 2021), sin embargo la energía solar puede ser una alternativa de solución frente a las escasez de energía, la cual depende del ángulo de inclinación para lograr una mayor captación de la irradiación solar para la producción de energía o de la inclusión de sistemas con seguimiento solar.

La demanda energética nacional está cubierta en un 54% por centrales de generación térmica (COES-SINAC, 2021), las que utilizan como fuente de energía principal el combustible fósil, emitiendo gases de efecto invernadero a la atmosfera y contaminando al medioambiente, que son producidos por la combustión de centrales térmicas.

El recurso solar es abundante en distintas regiones del país, superando en algunos lugares las Condiciones Estándares de Medición (CEM) de 1000 W/m^2 de irradiación solar. En la zona altiplánica de la región de Puno, se presenta la geografía y el clima más variado del mundo, debido a la oscilación de la temperatura, temporadas con lluvias torrenciales y vientos completamente dispersos, es una zona con una alta irradiación solar entre 6 a $6.5 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ (SENAMHI, 2020), estando en una gran altitud por encima de los 3800 msnm. Por ello, la implementación de nuevas tecnologías que sean sostenibles al medio ambiente, para cubrir la demanda energética es importante, obtener el máximo rendimiento en sistemas fotovoltaicos fijos depende del ángulo de inclinación de la

superficie del módulo fotovoltaico, los sistemas de seguimiento solar y las condiciones climáticas de la región de Puno, para desarrollar la investigación, se plantean las siguientes preguntas de investigación.

2.2. Enunciados del problema

2.2.1. Problema general

- a) ¿Será mayor el rendimiento en la producción de electricidad de un seguidor solar frente a un sistema fotovoltaico fijo con ángulo de inclinación óptimo en el Altiplano peruano?

2.2.2. Problemas específicos

- a) ¿Cómo se capta la mayor irradiación solar en un sistema fotovoltaico fijo?
- b) ¿Cuál es el sistema fotovoltaico que tiene mayor rendimiento fotovoltaico, el sistema fijo o seguidor solar?
- c) ¿Cuál sistema fotovoltaico tiene mayor beneficio y menor costo, el sistema fijo o seguidor solar?

2.3. Justificación

El calentamiento global es un problema mundial a gran escala, por la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera como el dióxido de carbono (CO₂), por fuentes de energía convencional proveniente de hidrocarburos (Hazboun *et al.*, 2020), por ello se plantea el estudio y aplicación de las energías renovables como la solar fotovoltaica, ya que es uno de los caminos para reducir las emisiones de carbono en el sector energético (Hamilton *et al.*, 2018). El recurso solar es abundante y gratis en nuestro medio, se puede aprovechar con distintas tecnologías para la producción de energía, sin embargo, por medio paneles solares fotovoltaicos se convierte la luz solar en electricidad, siendo un sistema completamente estático, sin piezas móviles o mecanismos que necesiten el uso de combustibles fósiles, por ello el uso de la energía solar es sostenible para el medio ambiente (Shukla *et al.*, 2017).

Mediante la captación de la irradiación solar, mediante células calibradas instalados con distintos ángulos de inclinación y orientados al norte, en la región altiplánica de Puno, que presenta un clima variado y una geografía irregular, se determinará el potencial de la energía solar y el ángulo de inclinación óptimo de un panel solar fotovoltaico, para aplicarlo en sistemas fotovoltaicos fijos y seguidores solares, que tengan mayor

rendimiento en la generación de energía eléctrica, enfocado para el sector residencial, comercial e industrial, evitando el uso de energías convencionales que usan como principal fuente de energía al combustible fósil (diésel, gasolina o gas).

2.4. Objetivos

2.4.1. Objetivo general

- a) Evaluar y comparar el rendimiento entre un sistema fotovoltaico fijo con ángulo de inclinación óptimo y un seguidor solar en el Altiplano peruano.

2.4.2. Objetivos específicos

- a) Determinar el ángulo de inclinación óptimo que capte mayor irradiación solar en un sistema fotovoltaico fijo.
- b) Evaluar y comparar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos fijo y con seguidor solar.
- c) Determinar los costos y beneficios de los sistemas fotovoltaicos fijo y con seguidor solar.

2.5. Hipótesis

2.5.1. Hipótesis general

- a) El seguidor solar presenta mayor rendimiento frente a un sistema fotovoltaico fijo con ángulo de inclinación óptimo en el Altiplano peruano.

2.5.2. Hipótesis específicas

- a) La inclinación del panel fotovoltaico y la estacionalidad determina la mayor captación de irradiación solar.
- b) El seguidor solar al estar construido con partes móviles, mantiene la superficie del panel solar perpendicular a los rayos solares durante todo el día, aumentando el rendimiento en la producción de electricidad que un sistema fijo.
- c) La diferencia de costos entre un sistema fotovoltaico fijo y un seguidor solar, radica en la implementación de mecanismos móviles, actuadores de rotación e inclinación y el uso del controlador para el seguimiento de la trayectoria solar en comparación con el sistema fijo, incrementando el costo de implementación en la producción de energía eléctrica sostenible.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Lugar de estudio

El estudio se llevó a cabo en la Universidad Nacional del Altiplano, Escuela profesional de Ing. Mecánica Eléctrica de la ciudad de Puno, región de Puno, Perú, ubicado a una latitud de $-15^{\circ} 29' 27''$ y una longitud de $-70^{\circ} 07' 37''$, a 3824 m de altitud, al noroeste del lago Titicaca en el altiplano peruano (Figura 6). Conformado por un relieve plano compuesto por extensas pampas con leves ondulaciones. La temperatura media es de 4°C a 10°C , la temperatura máxima durante todos los meses es con una media de 18.08°C y la temperatura mínima alcanza los -7.5°C en el mes de julio.

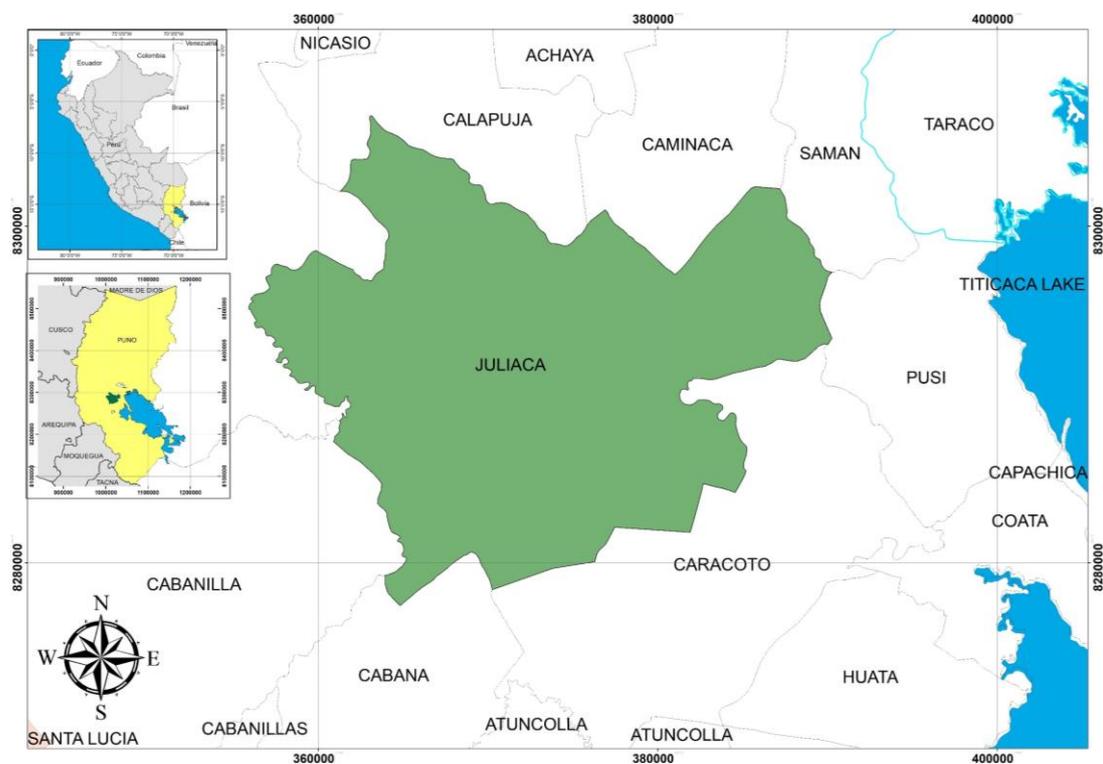


Figura 6. Ubicación geográfica del proyecto de investigación

3.2. Población

La población son los módulos fotovoltaicos fijos instalados a diferentes ángulos de inclinación, analizados y procesados con el Diseño Central Compuesto para determinar el ángulo de inclinación óptimo de la superficie del panel solar fotovoltaico y un seguidor solar, para comparar el rendimiento fotovoltaico de ambos sistemas en condiciones climáticas variadas del Altiplano de Puno.

3.3. Muestra

La muestra del proyecto de investigación son las 13 unidades experimentales (módulos fotovoltaicos), y una unidad experimental (seguidor solar), analizados por el método de superficie de respuesta (Diseño Central Compuesto) de dos factores: ángulo de inclinación y orientación del módulo fotovoltaico en el sistema fijo para determinar el ángulo de inclinación óptimo y rendimiento fotovoltaico durante el periodo de experimentación.

3.4. Métodos de investigación

Se detallan los siguientes métodos de investigación:

3.4.1. Diagrama de flujo de objetivos

Para realizar el presente proyecto de investigación se tiene el siguiente flujo de objetivos (Figura 7):

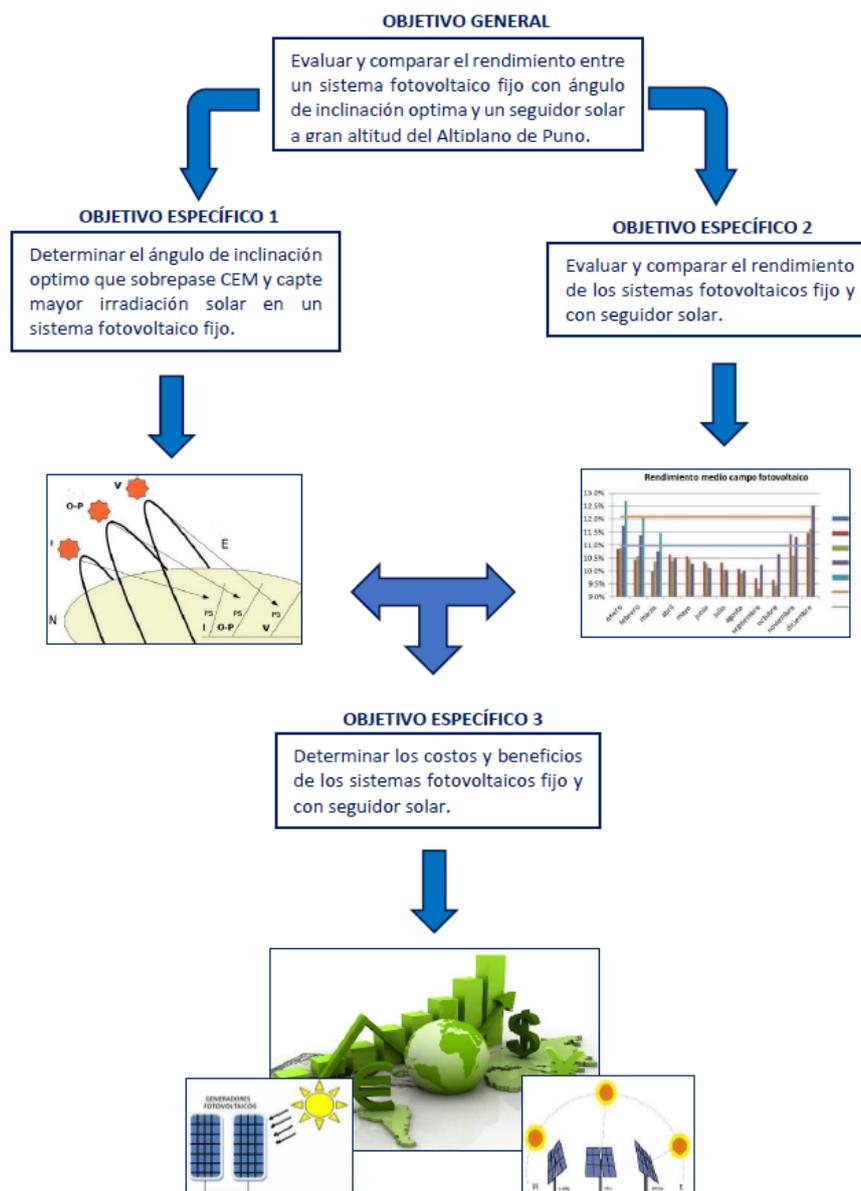


Figura 7. Diagrama de flujo de objetivos específicos

3.4.2. Equipos de instrumentación del sistema fotovoltaico fijo

Para el desarrollo de esta investigación, se instalaron 13 células fotovoltaicas a distintos ángulos de inclinación para medir la irradiación solar (Figura 8), que fueron calibrados con un Solarímetro SOLAR-100 (AMOPROBE-USA). Los ángulos de inclinación de estas células fotovoltaicas se obtuvieron mediante el diseño de superficie de respuesta (Vieira *et al.*, 2016) respectivamente. Para obtener los datos de irradiación solar se utilizó un controlador lógico programable (PLC) modelo S7-1200 CPU1214 (SIEMENS), con módulos de expansión analógicos (para la medición de la irradiación solar de las células fotovoltaicas), adquiriéndose y registrándose los datos en tiempo real durante el periodo de experimentación, de manera que, los datos

se registraron cada 20 segundos desde las 05:30 h a 18:00 h todos los días durante los meses de julio del 2021 hasta el mes febrero del 2022. También, se usó una pinza amperimétrica modelo 376 (FLUKE-USA) para la medición de parámetros eléctricos de corriente y voltaje del sistema fotovoltaico. Finalmente, se utilizó una brújula para determinar la orientación del sistema fotovoltaico hacia el norte.



Figura 8. Sistema de medición fotovoltaica a diferentes ángulos de inclinación

3.4.3. Estructura mecánica, actuadores lineales y prototipo del seguidor solar

Se implementó un seguidor solar con dos ejes de movimiento. El primer eje está ubicado en la parte central del soporte (tubo de acero) de posición vertical, mecanizado con rodamiento doble de 3" de diámetro para evitar la rotura del eje. El segundo eje se encuentra en la parte superior del soporte vertical, mecanizado con un eje horizontal que soporta la base estructural y al módulo fotovoltaico de 100 W. Ambos ejes fueron accionados por dos actuadores lineales (ECO-WORTHY) con capacidad de carga de 330 lb, carrera de 355 mm, velocidad de desplazamiento de 5.7 mm/s.

Mientras tanto, el actuador lineal del primer eje sigue la trayectoria del sol de este a oeste y el actuador lineal del segundo eje se mueve de norte a sur, finalmente, ambos mecanismos fueron controlados por el PLC. La estructura mecánica del seguidor solar se muestra en la Figura 9.

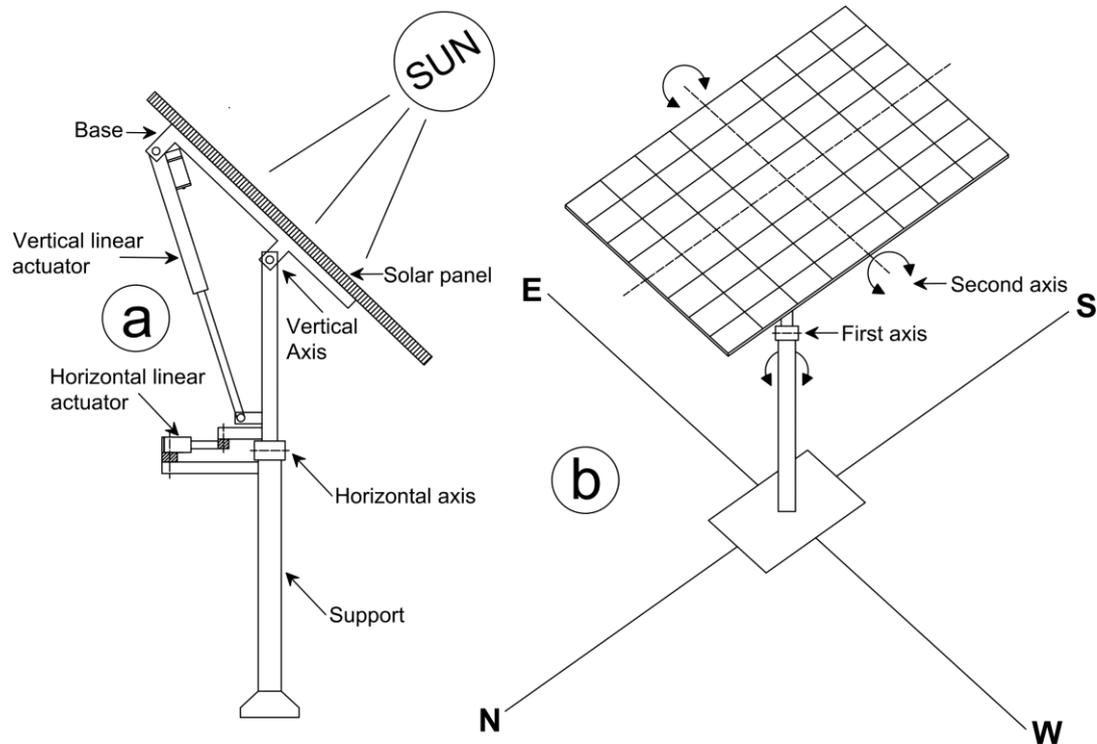


Figura 9. Seguidor solar, (a) estructura mecánica con actuadores lineales, (b) seguimiento del primer y segundo eje de rotación.

El prototipo del seguidor solar (Figura 10), está mecanizado con tubos de acero de 4” y 3” de diámetro, con un espesor de 2 mm, para que tenga resistencia al viento y la lluvia, en la parte central se encuentra el actuador lineal en posición horizontal para el movimiento de este a oeste y desde el medio del soporte hasta la parte superior se localiza el actuador lineal en posición vertical para el movimiento de norte a sur.



Figura 10. Prototipo del sistema de seguimiento solar

3.4.4. Sensor de irradiancia solar para el sistema de seguimiento solar

Para optimizar la captación de la irradiancia solar, se utilizaron 13 unidades experimentales de células fotovoltaicas de 100 W orientadas al norte con diferentes ángulos de inclinación (0° , 4° , 15° , 26° y 30°), tomando como punto central la latitud de la zona, estas células fueron calibradas por medidor solar SOLAR-100 (AMPROBE-USA), utilizados como sensor de irradiancia solar. Los ángulos de inclinación de cada célula fotovoltaica y el número de unidades experimentales fueron determinados por el Diseño Central Compuesto. Cada célula fotovoltaica mide la irradiancia solar de manera independiente conectada al PLC, dentro de su programación obtiene el valor máximo de irradiancia solar de referencia y lo compara con la irradiación del seguidor solar para optimizar el rango de movimiento de los ejes y encontrar el punto de máxima potencia.

En el Altiplano peruano, en la estación de invierno se tiene la estación más fría, donde el sol se aleja más y el ángulo de inclinación de la superficie de la célula fotovoltaica

es mayor, de modo que, en la estación de verano los rayos solares son aproximadamente perpendiculares a la superficie de la tierra, donde la célula fotovoltaica tiene menor ángulo de inclinación, de esa forma se maximiza la captación de la irradiación solar (Figura 11).

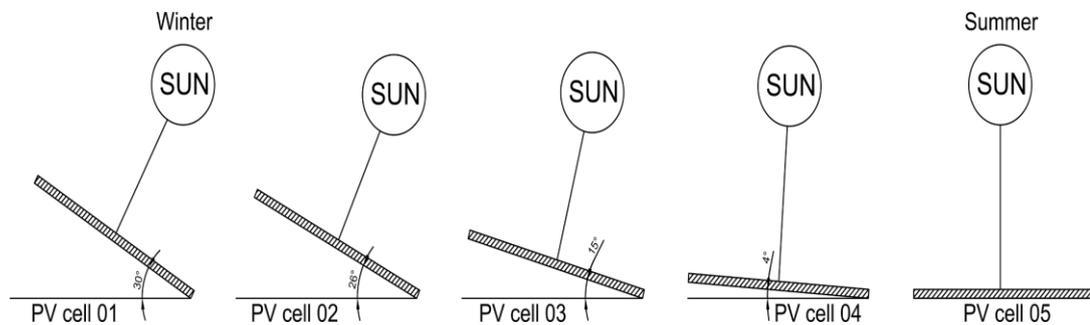


Figura 11. Células fotovoltaicas a diferentes ángulos de inclinación

3.4.5. Modelo de una célula fotovoltaica e instrumentación experimental

El modelo de la célula fotovoltaica basado por un diodo, tiene un análisis más preciso y sencillo para la medición de la irradiancia solar (Chouder *et al.*, 2012), sin embargo, en la práctica la célula fotovoltaica fuente de corriente de foto generación, está compuesto por una resistencia en serie y otra en paralelo (Figura 12).

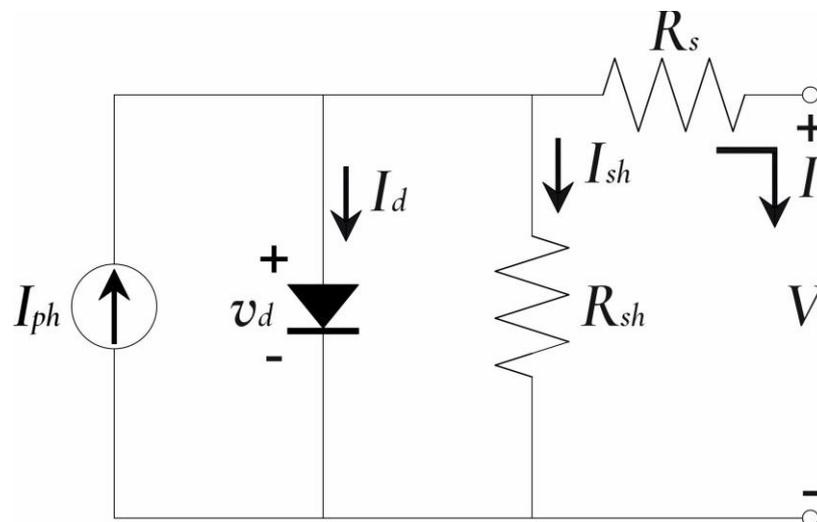


Figura 12. Esquema ideal de una célula fotovoltaica

Entonces, del esquema ideal de la célula fotovoltaica se tiene las ecuaciones (3), (4), (5) y (6) aplicando la ley de corrientes de Kirchoff.

$$I_{ph} - I_d - I_{sh} - I = 0 \quad (3)$$

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (4)$$

$$I_d = I_0 \left(e^{\left(\frac{q(V+IR_s)}{\alpha KT} \right)} - 1 \right) \quad (5)$$

$$I_{sh} = \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (6)$$

Donde: I_{ph} es la fotocorriente generada de una celda fotovoltaica, I es la corriente terminal, I_d es la corriente de diodo, I_0 es la corriente de saturación inversa, I_{sh} es la corriente de derivación, α es el factor de idealidad, K es la constante de Boltzmann (1.38×10^{-23} J/K), R_{sh} es la resistencia shunt, R_s es la resistencia en serie y q es la carga de electrones (1.6×10^{-19} C).

Mientras tanto, la fotocorriente de generación (I_{ph}) que circula por la célula fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiancia solar, de modo que, si se cortocircuita los bornes de la célula fotovoltaica (I), ambas corrientes son iguales, teniendo una relación directa entre la corriente de corto circuito de la célula fotovoltaica y la irradiancia solar. De esta forma, el transductor de corriente estandariza la corriente a (4 a 20) mA, conectada a la entrada analógica del PLC (Figura 13) procesado con el lenguaje de programación Ladder, según la norma IEC-61131-3 (Commission, 2009). El PLC convierte la corriente eléctrica a señal digital con un rango de (0 a 20000) en números enteros (INT), para finalmente escalarlo en irradiancia solar (W/m^2) en números reales (Figura 14).

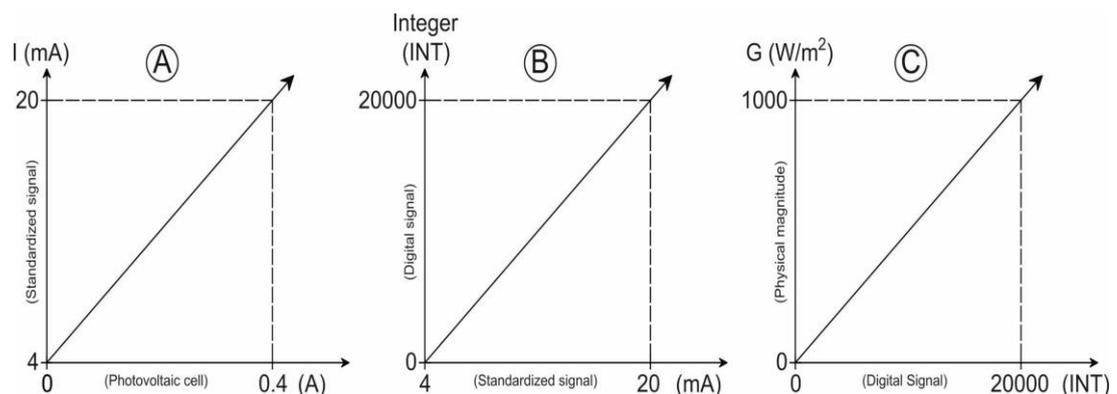


Figura 13. Escalamiento de señales eléctricas a digitales, (A) corriente a señal normalizada, (B) señal normalizada a números enteros, (C) números enteros a magnitud física

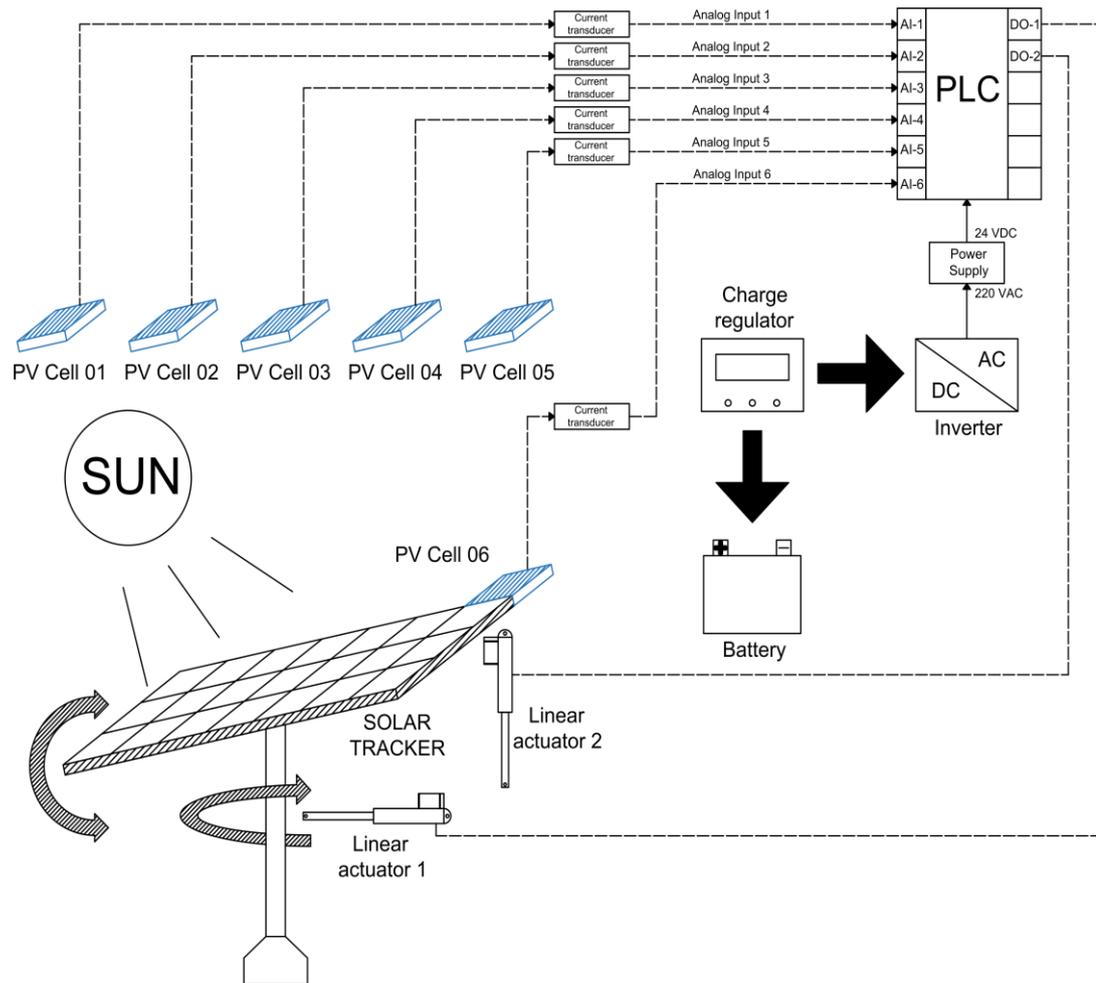


Figura 14. Esquema de conexión del seguidor solar

3.4.6. Sistema de control del seguidor solar

El sistema de control del seguidor solar fue implementado por un PLC (S7-1200 SIEMENS), este controlador se encargó de procesar las entradas analógicas de los sensores de irradiancia solar, el proceso de la captación máxima de la irradiancia solar, el control automático del seguidor solar y las salidas para el control de los actuadores lineales. La estrategia de control que se implementó en el PLC fue con el lenguaje de programación Ladder, esta estrategia de control permitió la búsqueda de la irradiancia solar máxima de las cinco células fotovoltaicas instaladas a diferentes ángulos de inclinación, comparándolo con la célula fotovoltaica del seguidor solar para encontrar en punto de máxima potencia (Figura 15).

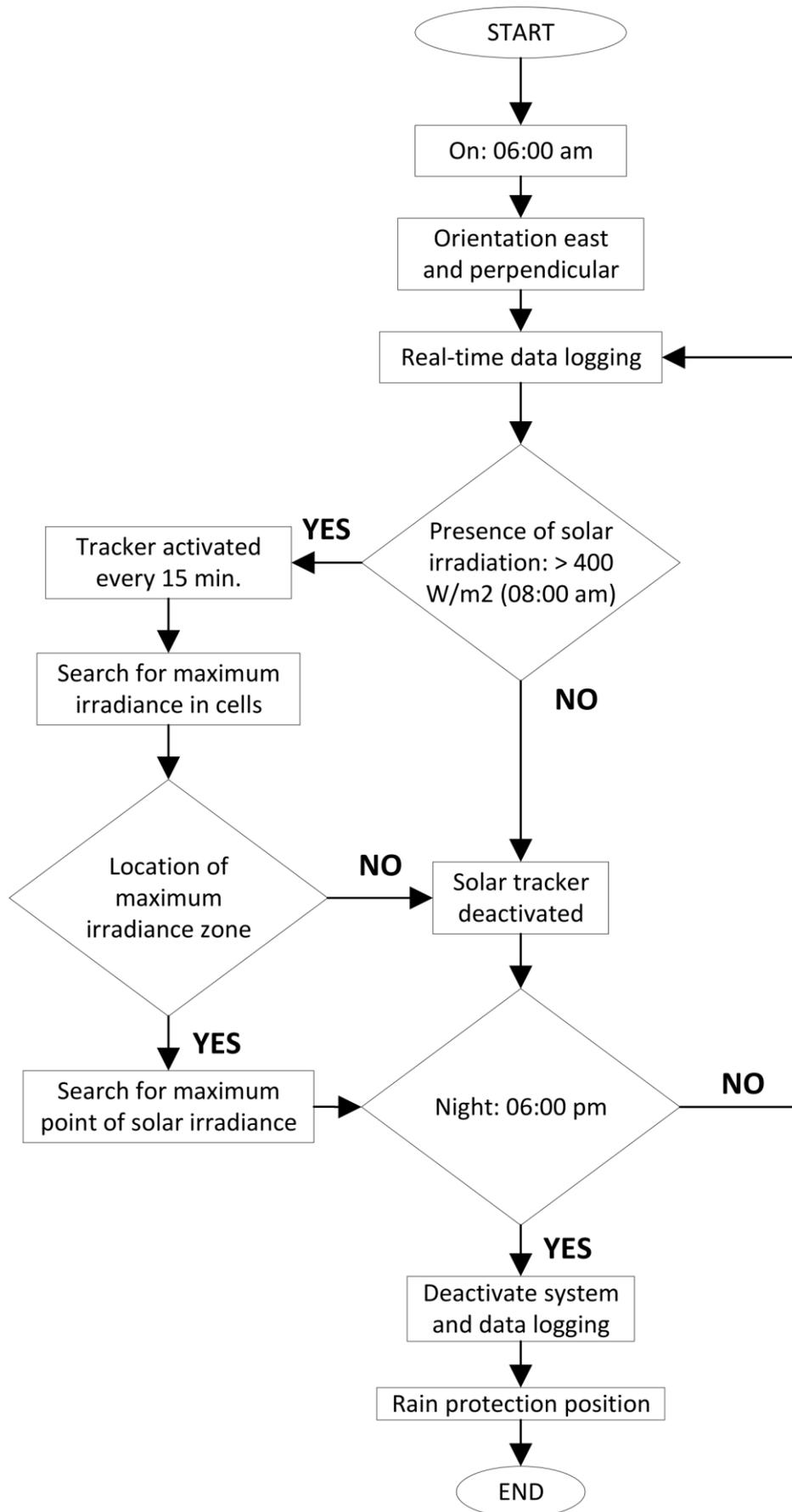


Figura 15. Algoritmo de control del sistema de seguimiento solar

En la Figura 16 se muestra la posición inicial del seguidor solar, siendo aproximadamente perpendicular mirando al este, siguiendo al sol durante el día, para finalmente terminar con una posición casi perpendicular mirando al oeste a las 18:00 h, además, después de esta hora el seguidor solar se inclina con un ángulo aproximado de 15° para proteger a los actuadores lineales de una posible lluvia, finalmente, a las 06:00 h regresa a su posición inicial. Sin embargo, en días parcialmente nublados con una irradiancia solar inferior a 450 W/m², el sistema queda bloqueado evitando que el seguidor solar realice la búsqueda. Esta función de rastreo del punto máximo de irradiancia solar (Figura 17), se realizó en función a la programación del tiempo (Nuwayhid *et al.*, 2001), siguiendo la trayectoria del sol cada 15 minutos a partir de las 08:00 h hasta las 16:00 h.

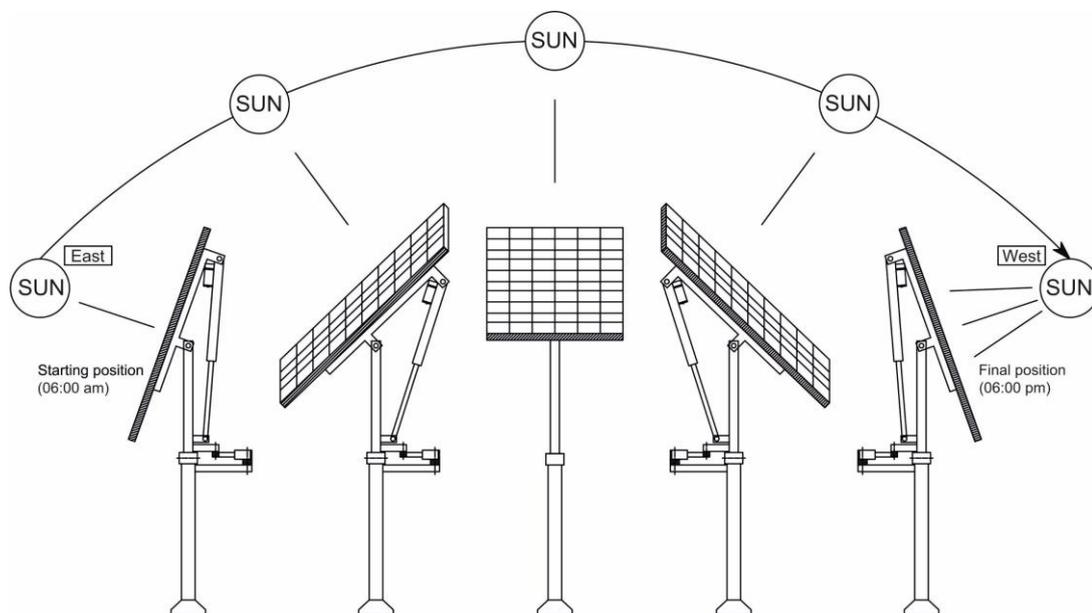


Figura 16. Posición inicial y final del seguidor solar

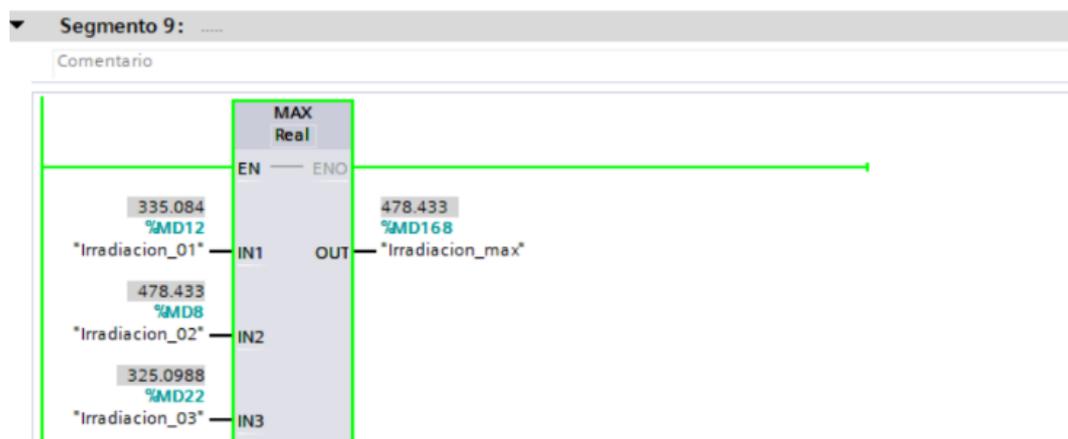


Figura 17. Lenguaje de programación Ladder

3.4.7. Evaluación del desempeño de generación fotovoltaica

La ganancia en la producción de electricidad se determina con la diferencia del seguidor solar y el sistema fijo mostrado en la ecuación (7) (Jamroen *et al.*, 2020).

$$\Delta E = \frac{E_{tracking} - E_{fixed}}{E_{fixed}} \times 100\% \quad (7)$$

Donde ΔE es la diferencia relativa porcentual (%). $E_{tracking}$ es la energía generada por el seguidor solar en (Wh), y E_{fixed} es la energía generada por el sistema fijo en (Wh).

3.4.8. Configuración experimental para determinar el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico

Para determinar el ángulo de inclinación óptimo de la superficie del módulo fotovoltaico se realizó mediante el Diseño Central Compuesto (superficie de respuesta) (Q. Yu *et al.*, 2019), con la finalidad de encontrar las diferencias entre los ángulos de las superficies de los módulos y determinar el ángulo óptimo de inclinación del módulo fotovoltaico (Shaker Al-Sayyab *et al.*, 2019). Este diseño se realizó con dos factores, (cuatro puntos factoriales, cuatro puntos axiales y cinco puntos centrales) con 13 corridas (Box y Draper, 1987), el primer factor (A) es el ángulo de inclinación de la superficie del módulo fotovoltaico en ($^{\circ}$), el segundo factor (B) es la orientación del módulo fotovoltaico en ($^{\circ}$), finalmente, la respuesta del sistema (Y) son las HSP en (kWh/m²/d). Los niveles asignados para encontrar el ángulo de inclinación óptimo, se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1

Variables seleccionadas para el diseño central compuesto, para encontrar el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico

Variable Independiente	Símbolo de Factor		Niveles				
	Decodificado	Codificado	- α	-1	0	+1	+ α
Ángulo de inclinación	X1	A	-1.41	-1	0	+1	+1.41
Orientación del módulo fotovoltaico	X2	B	-1.41	-1	0	+1	+1.41

De modo que, en la Tabla 2, mostramos las variables codificadas con las 13 corridas, mediante el diseño de superficie de respuesta.

Tabla 2

Diseño Central Compuesto para encontrar en ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico

Nº de corridas	Codificado		Decodificado		Respuesta Y (kWh/m ² /d)
	X ₁	X ₂	A (°)	B (°)	
01	-1	-1	4	-7	6.78
02	+1	-1	26	-7	6.37
03	-1	+1	4	7	6.80
04	+1	+1	26	7	6.40
05	-1.414	0	0	0	6.50
06	+1.414	0	30	0	6.32
07	0	-1.414	15	-10	6.84
08	0	+1.414	15	10	6.60
09	0	0	15	0	6.73
10	0	0	15	0	6.85
11	0	0	15	0	6.66
12	0	0	15	0	6.75
13	0	0	15	0	6.66

El Diseño Central Compuesto tuvo 2 factores y 6 términos, expresado en la ecuación (8), modelo de regresión cuadrática (Rejeb *et al.*, 2020).

$$Y = \beta_0 + \sum_{i=0}^k \beta_i x_i + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} x_i^2 + \sum_i \sum_j \beta_{ij} x_i x_j + \varepsilon \quad (8)$$

Y es el valor de respuesta, β_0 es la constante, β_i es el coeficiente de regresión lineal, β_{ii} es el coeficiente de regresión cuadrática, β_{ij} es el coeficiente de regresión de interacción, x_i y x_j son variables independientes, finalmente ε es el error.

La decodificación del Diseño Central Compuesto se expresa mediante en centro del diseño (0), radio del diseño y ecuación decodificada para (-1 y +1), expresado en las ecuaciones (9), (10) y (11) respectivamente.

$$Z_{j(0)} = \frac{Z_{j(\max)} + Z_{j(\min)}}{2} \quad (9)$$

$$\Delta Z_j = \frac{Z_{j(\max)} - Z_{j(\min)}}{2} \quad (10)$$

$$Z_j = Z_{j(0)} + \left(\frac{X_j}{\alpha} \Delta Z_j \right) \quad (11)$$

$Z_{j(0)}$ es el centro del diseño, $Z_{j(max)}$ es el punto máximo, $Z_{j(min)}$ es el punto mínimo, ΔZ_j es el radio de diseño, α es el valor mínimo y máximo de los niveles y X_j son los valores (-1 y +1) del diseño.

Finalmente, la prueba estadística del Diseño Central Compuesto se realizó en software RStudio, con licencia libre, para determinar el comportamiento de la superficie del sistema, la máxima producción de electricidad del sistema fotovoltaico y el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico.

3.4.9. Análisis de Componentes Principales (PCA) en los sistemas fotovoltaicos

Para determinar las diferencias en la producción de energía en HSP, la presencia de días soleados y lluviosos, la variación de la temperatura de la zona, utilizamos la técnica estadística de análisis de componentes principales (PCA) (Kazem *et al.*, 2022), comparando con otro sistema fotovoltaico monocristalino fijo de 100 W inclinado a 15°, determinando la diferencia en la generación de electricidad. Los datos fueron procesados por el software InfoStat, para este diseño estadístico.

3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos

Se detallan los siguientes métodos por objetivos:

3.5.1. Objetivo del ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico

Para determinar el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico, se utilizó el siguiente diseño de investigación:

- a) Durante el periodo de experimentación se midió la irradiación solar a diferentes ángulos de inclinación del panel solar.
- b) Para desarrollar el primer objetivo, se utilizó un medidor de irradiancia solar SOLAR-100 (AMPROBE), para calibrar las células fotovoltaicas y registrar datos en el PLC S7-1200 (SIEMENS) en tiempo real.
- c) Se determinó el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico mediante el diseño de superficie de respuesta (Diseño Central Compuesto).

3.5.2. Objetivo del rendimiento fotovoltaico del sistema fijo y seguidor solar

Para evaluar el rendimiento fotovoltaico en ambos sistemas, se utilizó el siguiente diseño de investigación:

- a) Para desarrollar el segundo objetivo, se utilizaron los datos registrados del primer objetivo y se compararon con el seguidor solar determinado el rendimiento a diferentes ángulos de inclinación diseñados por el método de superficie de respuesta.
- b) Las variables que se analizaron para su procesamiento fueron el tiempo, las HSP y el rendimiento (%).
- c) Se graficaron los rendimientos del seguidor solar con los sistemas fijos a 5 ángulos de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

3.5.3. Objetivo de costo y beneficio

Para determinar el costo y beneficio de ambos sistemas fotovoltaicos se realizó de la siguiente manera:

- a) Se realizó un análisis comparativo de costos de implementación en la etapa de instalación y producción de electricidad durante el periodo de experimentación, evaluando el beneficio energético en la estación seca y lluviosa.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Análisis del diseño de superficie de respuesta y ajuste del modelo para el sistema fotovoltaico fijo

Mediante el Diseño Central Compuesto, se analizaron las variables independientes y la respuesta para encontrar el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico, los valores de los coeficientes se muestran en la Tabla 3 y el modelo de regresión cuadrática se muestra en la ecuación (12).

Tabla 3

Coefficientes de regresión obtenidos para el modelo generado

Coefficientes	Valores	Std. error	T valor	P valor	
β_0	6.6145	8.3680e-2	79.0452	1.365e-11	***
β_1	2.7785e-2	1.1282e-2	2.4628	0.0433	*
β_2	-5.6638e-3	1.1836e-2	-0.4785	0.646857	
β_{12}	3.2468e-5	1.1836e-4	0.0463	0.964364	
β_{11}	-1.3405e-3	3.5713e-4	-3.7535	0.007135	**
β_{22}	6.7857e-5	8.2104e-4	0.0826	0.936445	

Modelo de regresión cuadrática:

$$Y_C = 6.61 + 2.77(10^{-2})X_1 - 5.66(10^{-3})X_2 + 3.24(10^{-5})X_1X_2 - 1.34(10^{-3})X_1^2 + 6.7857(10^{-5})X_2^2 \quad (12)$$

Desarrollando el modelo (Tabla 3), el coeficiente de regresión β_1 es significativo al 5 %, esto quiere decir que el factor A (ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico), influye en el modelo de regresión, determinado que el sistema fotovoltaico capte mayor irradiación solar obteniendo el máximo rendimiento en la producción de energía. Comparando con otro estudio realizado en el hemisferio norte en lugares ubicados con

latitudes entre 15° a 35°, estos sistemas fotovoltaicos reciben mayor irradiación solar que en latitudes mayores a 45°, sin embargo, la orientación adecuada y el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico hasta 10°, presenta menor pérdida en la captación de energía y maximiza la producción de electricidad en un sistema fotovoltaico (Barbón *et al.*, 2022). Mas aun, en otro estudio realizado en Uganda, determinaron el ángulo de inclinación optimo anual que vario entre 0° a 5.10° (Mukisa y Zamora, 2022).

Los resultados de ANOVA, mostrados en la Tabla 4, determinan que la contribución del modelo de regresión cuadrática es significativa, sin embargo, la falta de ajuste del modelo representa 0.15207, siendo insignificante en comparación con el error puro, validando el modelo de regresión cuadrático del Diseño Central Compuesto. El coeficiente de determinación (R^2) para el modelo ajustado es 0.798, esto implica que el 79.80% de las variaciones del ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico y orientación del módulo es explicado por el modelo ajustado.

Tabla 4

Resultados del ANOVA, para el modelo de regresión cuadrática del Diseño Central Compuesto

Df	Sum	Sq	Mean Sq	F-value	Pr (>F)
FO(A,B)	2	0.154929	0.77465	6.6427	0.02414
TWI(A, B)	1	0.000025	0.000025	0.0021	0.96436
PQ(A, B)	2	0.167538	0.083769	7.1833	0.02013
Residuals	7	0.081631	0.011662		
Lack of fit	3	0.057031	0.019010	3.0911	0.15207
Pure error	4	0.024600	0.006150		

4.2. Efecto de las variables del sistema mediante el diseño de superficie de respuesta para el sistema fotovoltaico fijo

Los efectos del ángulo de inclinación en la superficie del módulo fotovoltaico y la orientación del colector solar, se analizaron mediante el Diseño Central Compuesto (modelo de superficie de respuesta). De los dos factores estudiados, un factor (ángulo de inclinación) es significativo ($p < 0.0433$), que explica la varianza del modelo de regresión cuadrática, de modo que, la relación entre las variables y la respuesta se muestran en la Fig. 18 y 19. La figura tridimensional muestra la interacción entre los factores que determinan el punto óptimo (ángulo de inclinación óptimo), obteniendo la máxima eficiencia del módulo fotovoltaico en la producción de electricidad, por lo tanto, la superficie de respuesta generada valida las estimaciones obtenidas del ANOVA.

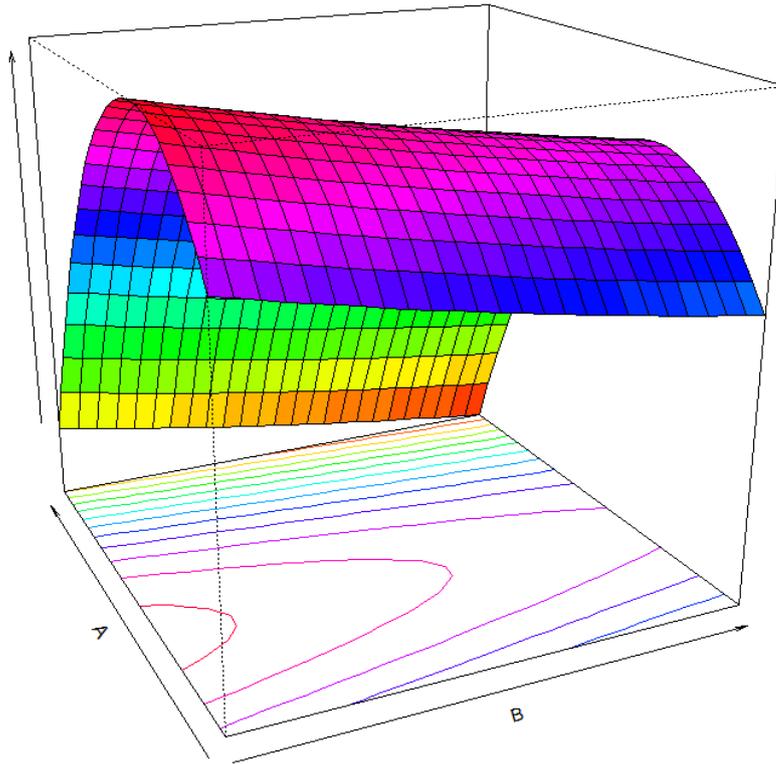


Figura 18. Superficie de respuesta del sistema, efecto de la interacción, (A) ángulo de inclinación frente a (B) orientación del módulo fotovoltaico

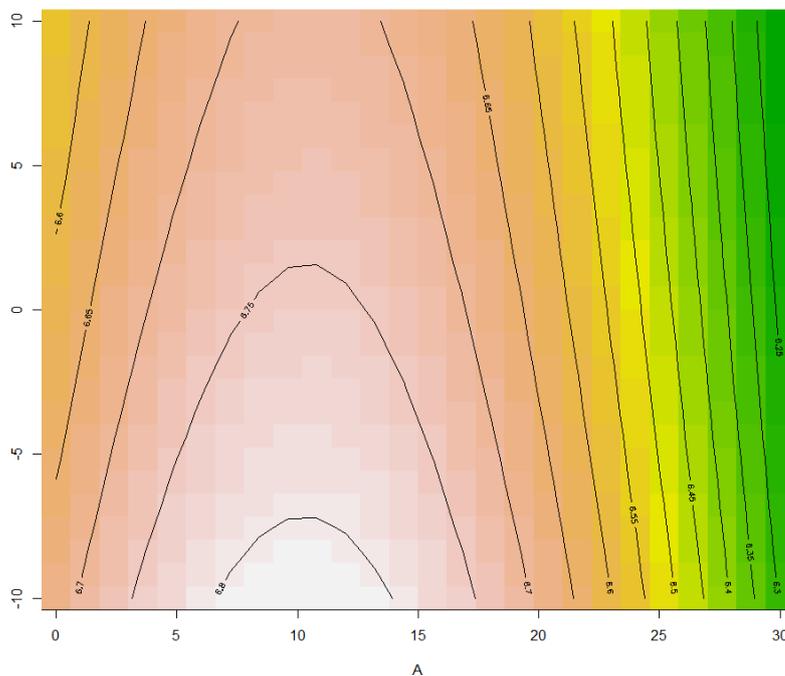


Figura 19. Superficie de respuesta del sistema, vista de planta enfocando el punto óptimo (ángulo de inclinación)

4.3. Condiciones óptimas del modelo de superficie de respuesta para el sistema fotovoltaico fijo

Las condiciones óptimas de dos factores para maximizar la producción de electricidad, se muestran en la Tabla 5. Siendo el ángulo de inclinación óptimo en la superficie del módulo fotovoltaico de 10.39° , cerca de la latitud de estudio y la orientación del módulo con referencia hacia el norte, siendo este último no significativo, con una producción anual de energía en HSP de $6.78 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$. La figura 20, muestra la interacción del factor A y B, observándose con mayor claridad los puntos óptimos que el modelo muestra, siendo los mismos de la Tabla 5. A menudo, el ángulo de inclinación óptimo para módulos fotovoltaicos está cerca de la latitud del sitio, sin embargo la orientación va depender en que hemisferio donde se encuentre (Rowlands *et al.*, 2011).

Tabla 5

Condiciones óptimas de los factores por el Diseño Central Compuesto

Punto óptimo de operación mediante le Diseño Central Compuesto	
Factor A ángulo de inclinación ($^\circ$)	Factor B orientación ($^\circ$)
10.39	-0.12

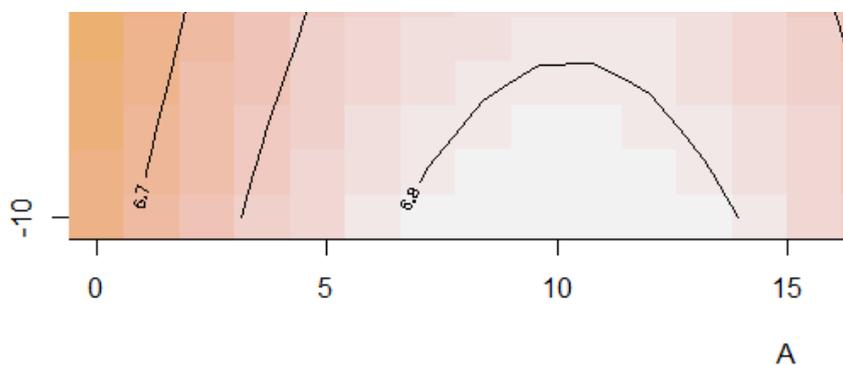


Figura 20. Contorno, mostrando el punto óptimo entre el factor A y B, determinando el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico

4.4. Análisis del desempeño energético del sistema fotovoltaico fijo y seguidor solar

Durante el periodo de experimentación (Figura 23), el seguidor solar obtuvo la máxima producción de energía en HSP de $10.66 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ frente al sistema fotovoltaico fijo de $7.75 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$, representando un 37.63 % más eficiente, registrados en el mes de agosto, por la presencia de días soleados. Sin embargo, en el mes de diciembre se registró la menor producción de energía, siendo para el seguidor solar en HSP de $6.54 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ y

el otro sistema de $5.72 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$, representando un 14.38 % más, esta reducción de energética fue debido a la elevada precipitación con un promedio mensual de 90 mm/mes y los días parcialmente nublados. Finalmente, la producción de energía durante el periodo de experimentación en HSP del seguidor solar fue de $8.30 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ y del sistema fijo de $6.75 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$, representando un 22.85 % más en la producción de electricidad, sin embargo, la reducción de eficiencia fue debido a la variación climática del Altiplano peruano, por la presencia de días lluviosos sobre todo en los meses de diciembre a febrero, los días parcialmente nublados y los días soleados. Según Yilmaz *et al.* (2015) en un sistema de seguimiento de doble eje, la energía producida fue de 55.91 Wh mientras que el sistema fijo produjo 41.71 Wh, siendo un 34.02% más en la generación de energía.

Por lo tanto, el seguidor solar produce más energía que el sistema fijo en días soleados, sin embargo, en días parcialmente nublados y lluviosos el rendimiento es similar, además de la altitud elevada, de esta forma, las células fotovoltaicas presentaron un buen funcionamiento a la variación climática. Otros autores mencionan que la latitud de la zona influye en el rendimiento fotovoltaico de estos sistemas (Bahrami *et al.*, 2016; Tan *et al.*, 2019). Además, en un estudio experimental de un seguidor solar inteligente de lazo cerrado mostro un rendimiento de 30.10%, implementado en una zona urbana (Kang *et al.*, 2019), similar a este estudio realizado a grandes altitudes. Mas aún, los sistemas de seguimiento solar de doble eje mejoran el rendimiento fotovoltaico entre un 30% a 45%, debido a los diferentes tipos de algoritmos de control o lenguajes de programación implementados (Singh *et al.*, 2018), por lo que, estos resultados de rendimiento fueron cercanos a este estudio.

Además, en un estudio experimental de un seguidor solar inteligente de lazo cerrado mostro un rendimiento de 30.10%, implementado en una zona urbana (Kang *et al.*, 2019), similar al estudio realizado a grandes altitudes.

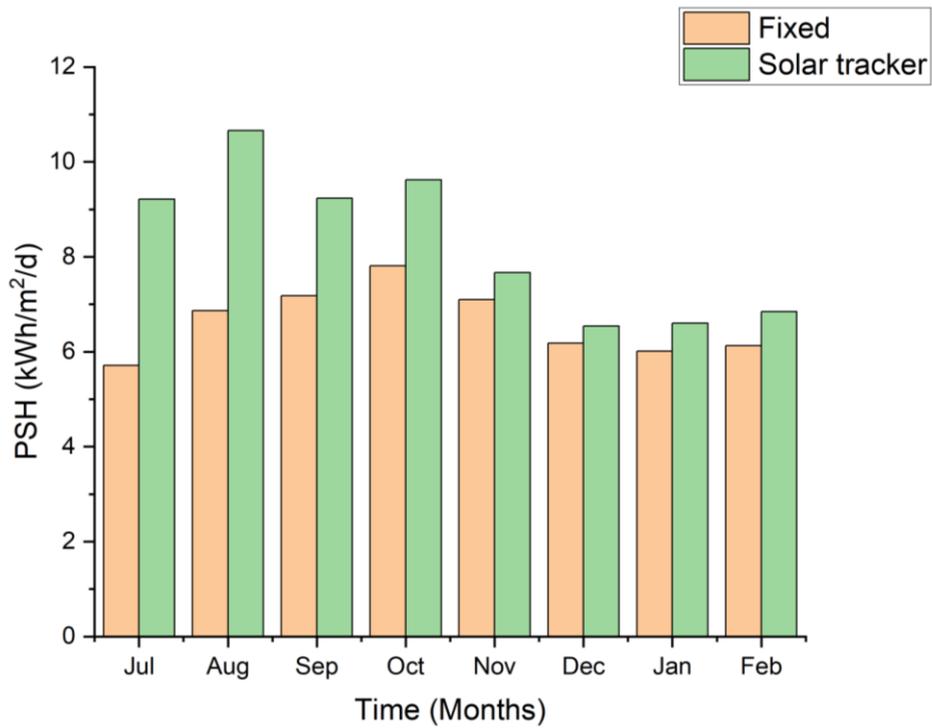


Figura 21. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 0°

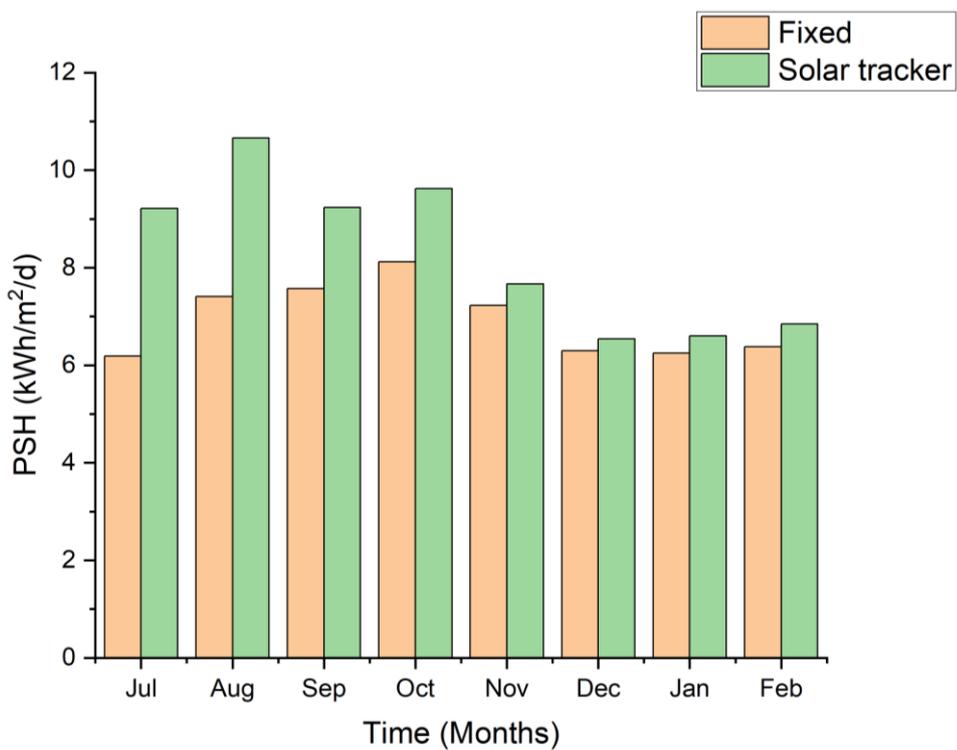


Figura 22. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 4°

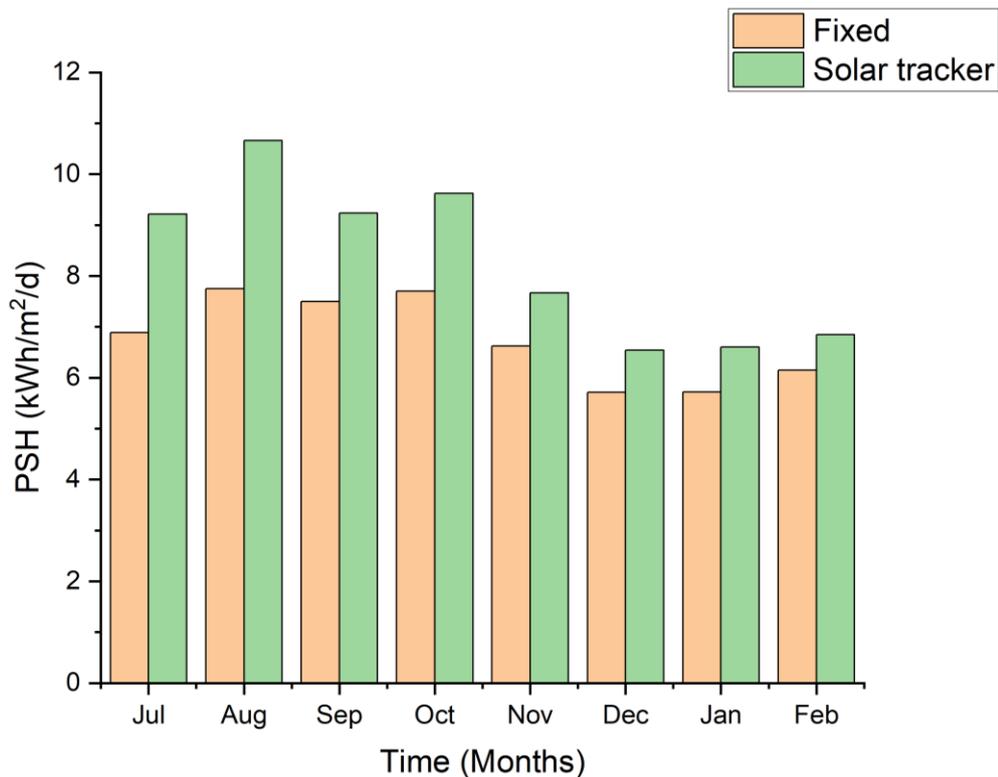


Figura 23. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 15°

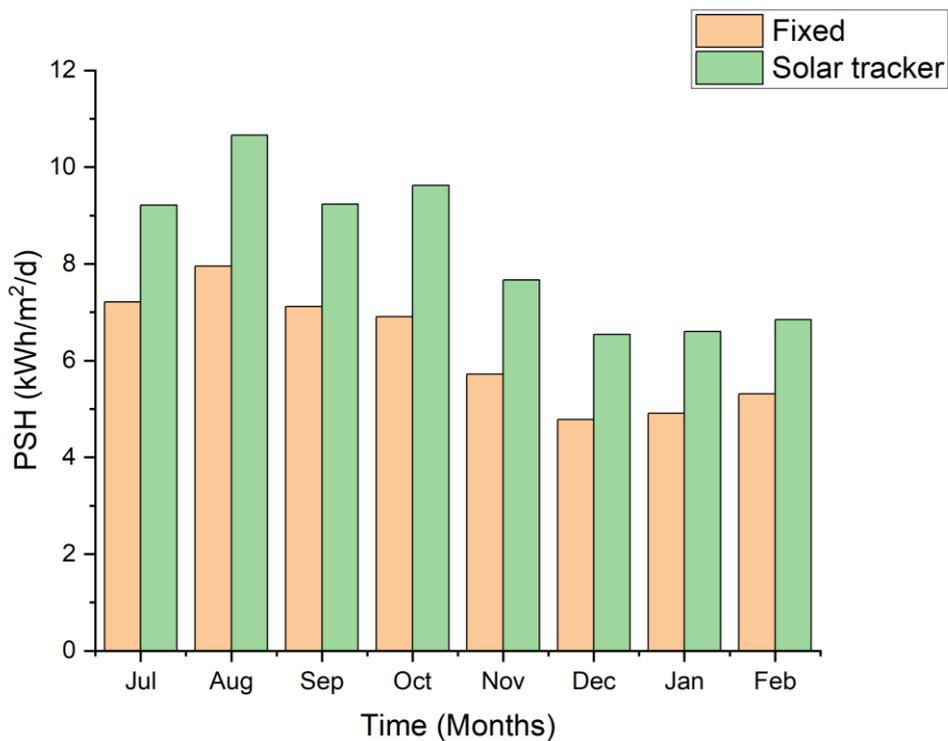


Figura 24. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 26°

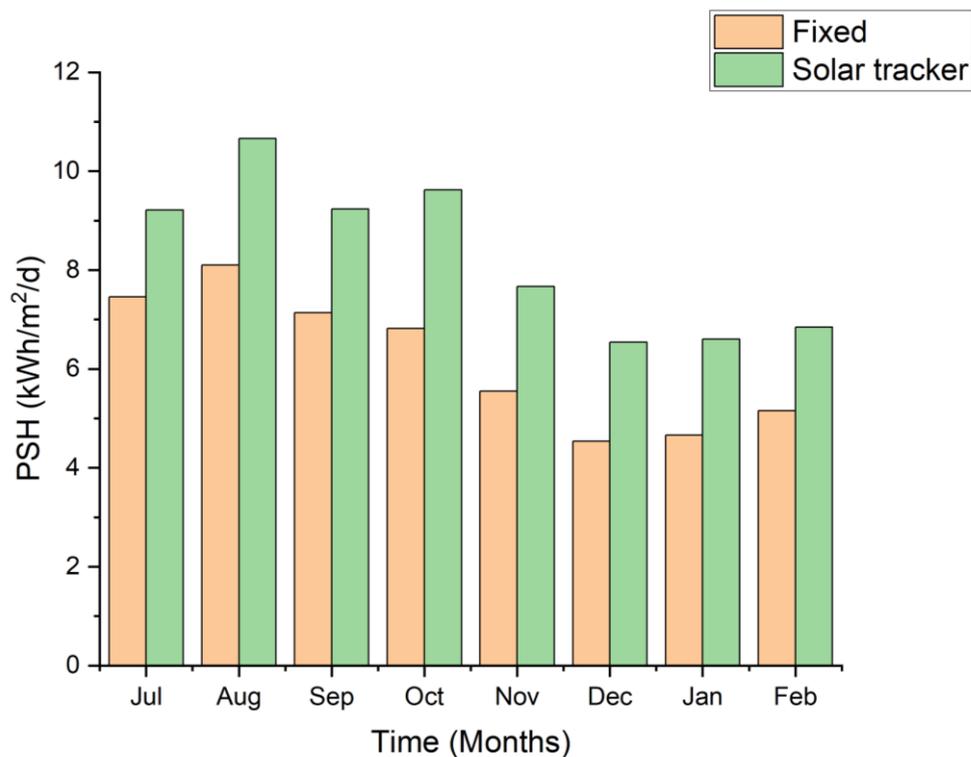


Figura 25. Producción de energía mensual del seguidor solar vs sistema fotovoltaico fijo, inclinado a 30°

4.5. Análisis de la curva de irradiación solar del sistema fotovoltaico fijo y seguidor solar

La curva de irradiación solar en el Altiplano peruano a gran altitud, tiene un comportamiento irregular, debido a las condiciones climáticas variadas de la zona, por lo tanto, en los meses de julio a octubre se tiene una elevada irradiación solar por encima de los 1000 W/m², porque son meses soleados, sin embargo, en los meses de noviembre a enero la irradiación solar se reduce, debido a la presencia de lluvias y días parcialmente nublados, más aún, en el mes de febrero la curva de irradiación solar fue muy baja, debido a la mayor precipitación (118 mm/mes) y días parcialmente nublados por debajo de los 1000 W/m², (Figura 26). En tal sentido, esta región con elevada altitud se caracteriza, por la temporada de lluvias que inicia a partir de octubre y finaliza entre los marzo o abril, este comportamiento climático afecta en la captación de irradiancia solar de los sistemas fotovoltaicos reduciendo en rendimiento fotovoltaico. Por lo tanto, el seguidor solar entre julio a octubre tuvo mayor rendimiento, sin embargo, entre diciembre a febrero el rendimiento fue reducido, por lo que, en estos meses el sistema fotovoltaico fijo sería la mejor opción.



Sin embargo, un sistema de seguimiento solar aumenta la producción de electricidad entre un 20% a 40% frente a un sistema fotovoltaico fijo (Krebs *et al.*, 2011; Lee *et al.*, 2009), también la latitud de la zona influye en el rendimiento fotovoltaico de estos sistemas (Bahrami *et al.*, 2016; Tan *et al.*, 2019).

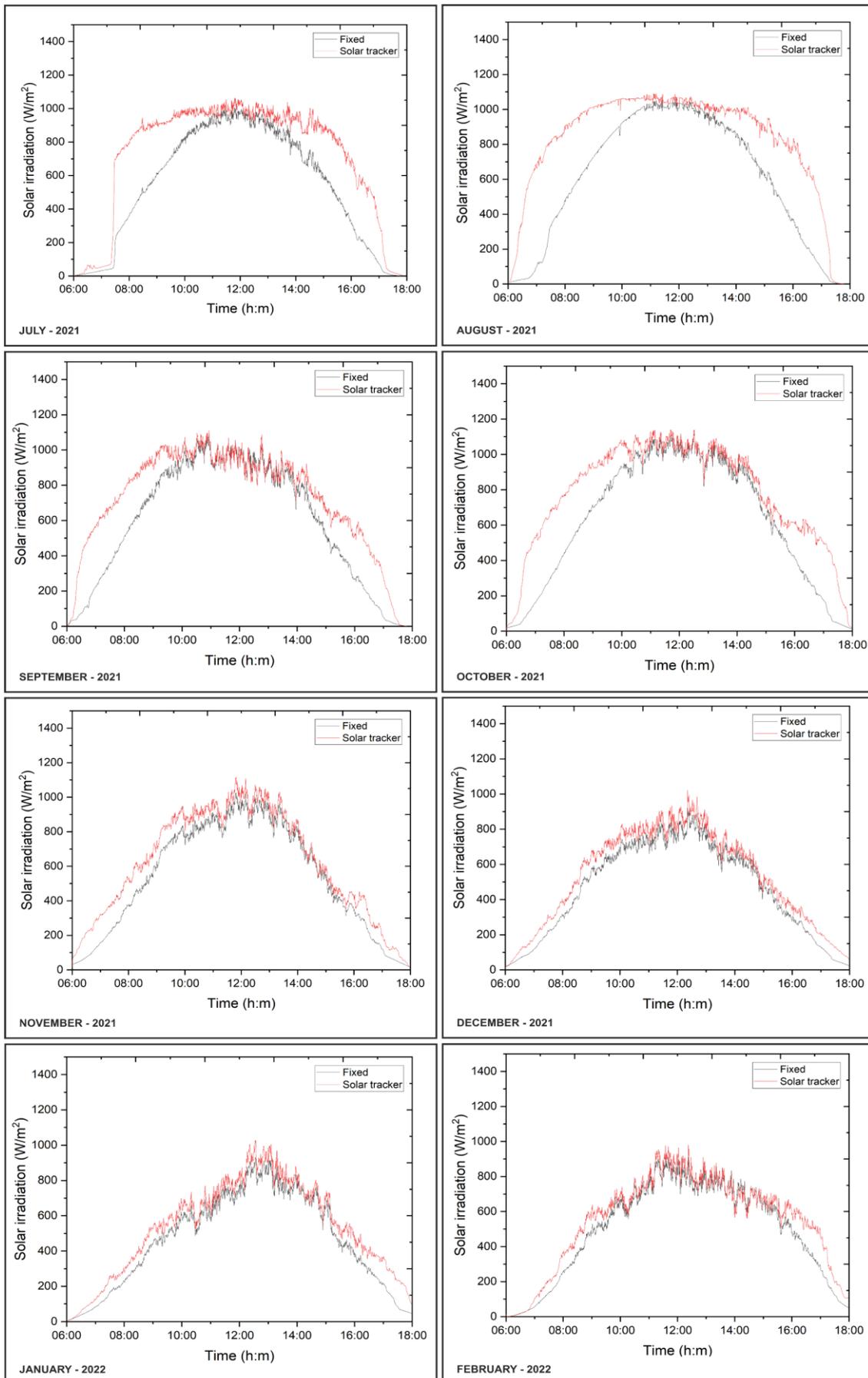


Figura 26. Curvas de irradiación solar entre los meses de julio a febrero del 2022

Más aun, en un día parcialmente nublado y lluvioso de setiembre registramos una ocurrencia de irradiancia solar extrema, debido a que ese día llovió y estuvo parcialmente nublado, siendo el valor pico por encima de 1500 W/m^2 en seguidor solar por un periodo breve, esto es debido al efecto de mejora de las nubes transitorias, generando eventos de sobre irradiancia extrema por periodos breves de tiempo mayores a 1450 W/m^2 (do Nascimento *et al.*, 2019; Inman *et al.*, 2016), y de 1275 W/m^2 registrados en el sistema fotovoltaico fijo, siendo el rendimiento del seguidor solar un 0.81% más que el sistema fijo, por lo que, la producción de energía es similar en ambos sistemas fotovoltaicos (Figura 27).

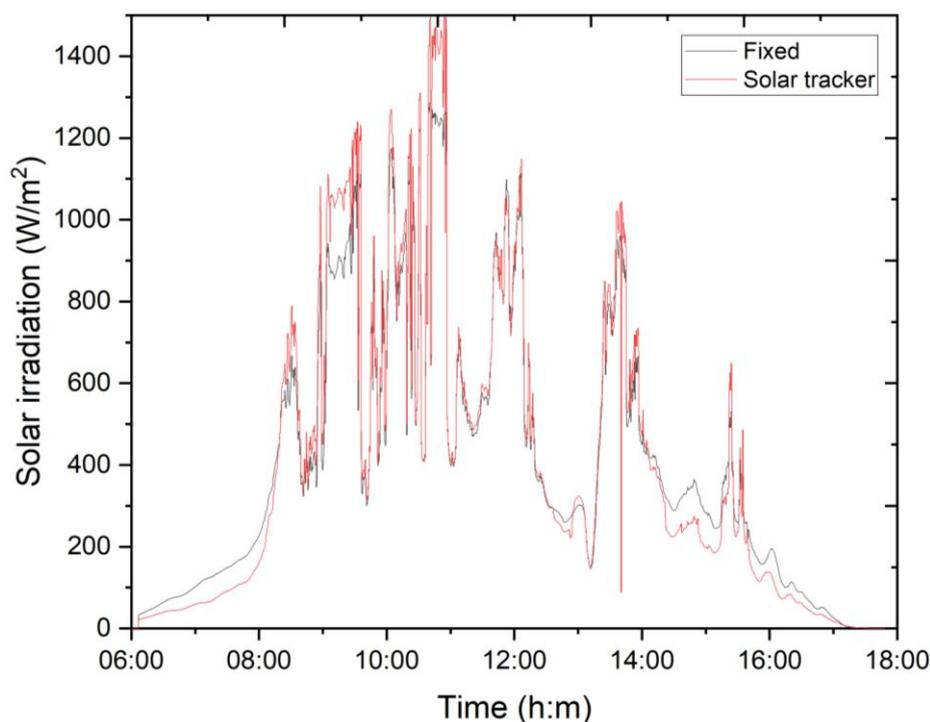


Figura 27. Irradiación solar mínima del seguidor solar y el sistema fotovoltaico fijo

4.6. Comportamiento del rendimiento fotovoltaico mediante PCA

La producción de energía del sistema fijo y del seguidor solar, variables de temperatura y precipitación de la zona, determinados desde el mes de julio del 2021 hasta el mes de febrero del 2022, se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6

PSH y variables climáticas del seguidor solar y el sistema fotovoltaico fijo (2021-2022)

Meses	PSH fijo	PSH seguidor	Precipitación	Temperatura ambiente	
	kWh/m ² /d		mm/mes	Max.	Min.
Julio	6.89	9.21	1.80	15.80	-7.80
Agosto	7.75	10.66	5.10	16.70	-6.10
Setiembre	7.50	9.23	22.50	17.40	-1.90
Octubre	7.70	9.62	42.80	18.60	-0.40
Noviembre	6.62	7.67	49.60	18.80	1.00
Diciembre	5.72	6.54	90.00	17.50	2.60
Enero	5.72	6.60	118.00	16.60	3.20
Febrero	6.14	6.85	104.00	16.50	3.40

Los resultados mediante el PCA mostrado en la Figura 28, muestran que la mayor captación de la irradiación solar para el seguidor solar y el sistema fijo fue en los meses de julio a octubre (días soleados), por el contrario, en los meses de diciembre a febrero la producción de electricidad fue menor, debido a la presencia de lluvias con precipitación entre 49.60 mm/mes a 118 mm/mes, asociado con temperaturas bajas. La componente principal 1 (CP 1), explica el modelo en un 71.50 %, considerando que la presencia de lluvias afecta en la producción de energía en PSH de los sistemas fotovoltaicos seguidor solar y fijo, mientras tanto, CP 1 y la CP 2, explican el modelo en un 95.40 %, agregando a las bajas temperaturas en la reducción del rendimiento fotovoltaico. Sin embargo, la presencia de lluvias al reducir el rendimiento fotovoltaico, también limpia la superficie del módulo fotovoltaico, siendo una ventaja importante que contrarresta la acumulación de polvo (Del Pero *et al.*, 2021).

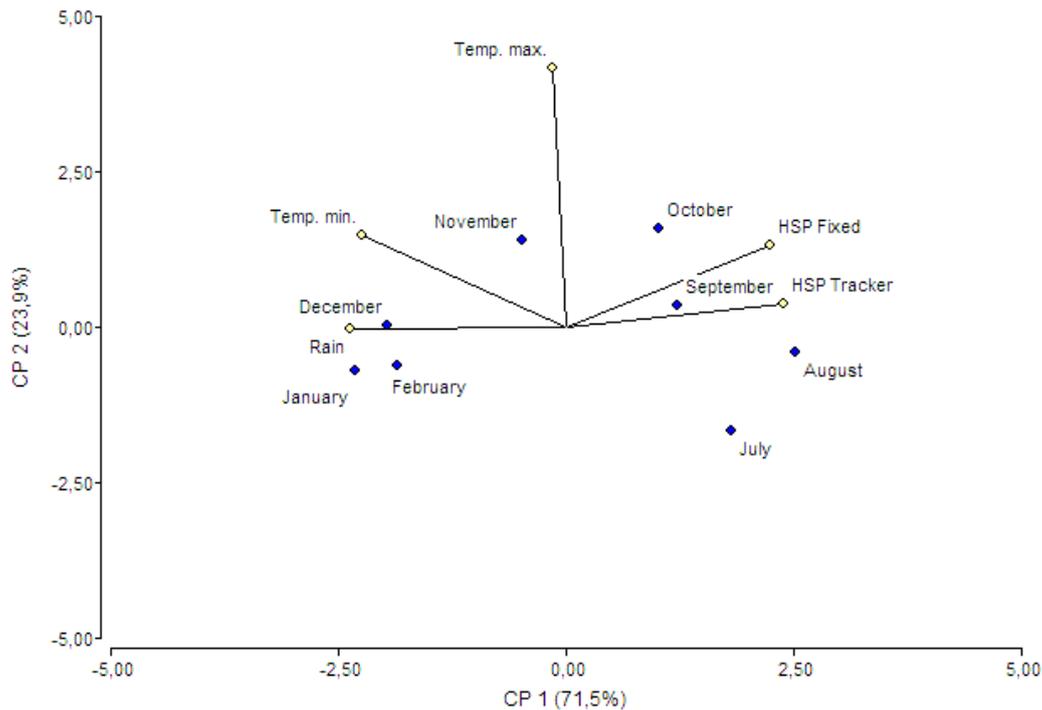


Figura 28. PCA para el seguidor solar y el sistema fotovoltaico fijo

4.7. Comportamiento de las células fotovoltaicas y actuadores lineales

Las células fotovoltaicas implementadas para medir la irradiancia solar instalados con diferentes ángulos de inclinación, presentaron buena resistencia a la variación climática de la zona, sin embargo, la acumulación de polvo puede redujo levemente la captación de la irradiación solar y el rendimiento (El Shenawy y El El Ghetany, 2021), por el contrario, la lluvia fuerte limpió las células fotovoltaicas (Figura 29). Mientras tanto, los actuadores lineales funcionaron en óptimas condiciones, debido a que el motor de accionamiento está sellado herméticamente evitando la entrada de agua por la lluvia, el vástago es de aluminio presentando alta resistencia a la corrosión.

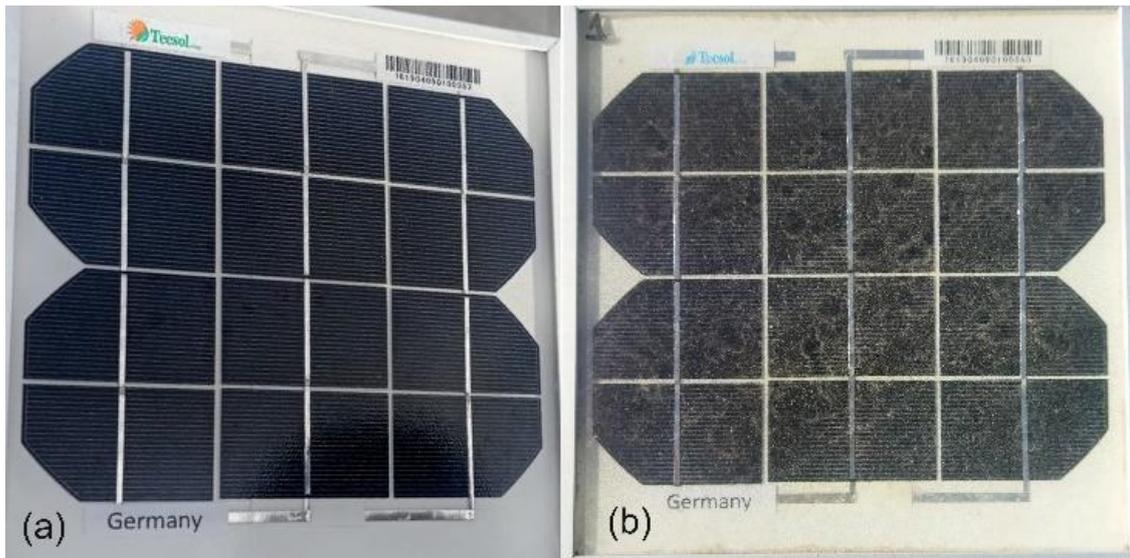


Figura 29. Células fotovoltaicas, (a) célula fotovoltaica limpia, (b) célula fotovoltaica con ligera acumulación de polvo húmedo.

4.8. Análisis de costo y beneficio

Durante el periodo de experimentación, el seguidor solar tuvo un mayor rendimiento entre los meses de julio a octubre (meses soleados), siendo el beneficio mayor producción de electricidad que el sistema fotovoltaico fijo. La implementación de un sistema de seguimiento solar frente a un sistema fotovoltaico es tres veces su costo, por el sistema de control de seguimiento y los actuadores de posición horizontal y vertical para el seguimiento de la trayectoria del sol, (Figura 30).

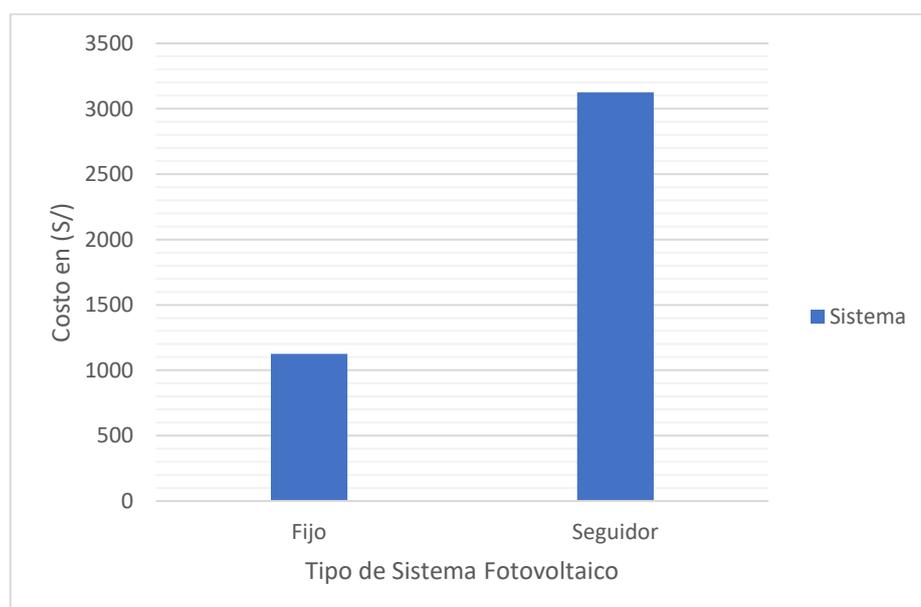


Figura 30. Costo del sistema fotovoltaico fijo vs seguidor solar

CONCLUSIONES

Mediante el Diseño Central Compuesto, se determinó el ángulo de inclinación óptimo en la superficie del módulo fotovoltaico de 10.39° para el Altiplano peruano, maximizando el rendimiento en la producción de electricidad, mientras tanto, la orientación óptima de este sistema fue hacia el norte, sin embargo, estos resultados tuvieron un ajuste de correlación para un R^2 de 0.798, significando que el modelo es explicado por los factores A y B (ángulo de inclinación y orientación) en 79.80 %. Por lo tanto, la mayor captación del recurso solar por el sistema fotovoltaico, se manifiesta cuando se tiene ese ángulo de inclinación óptimo, debido a que la trayectoria del sol cambia durante el año y las condiciones climáticas de la zona son variables.

En el Altiplano peruano el seguidor solar de doble eje presentó un rendimiento fotovoltaico máximo de 37.63 % más que el sistema fotovoltaico fijo, de manera que, la producción de energía en HSP fue de 10.66 kWh/m²/d en comparación con el sistema fijo siendo 7.75 kWh/m²/d, evaluado mensualmente, por el contrario, en un día lluvioso y con nubosidad parcial el rendimiento de ambos sistemas fotovoltaicos se redujo a 14.38 %, más que el otro sistema fotovoltaico. Sin embargo, el PCA determinó que la presencia de lluvias afecta en la captación de la irradiación solar en el sistema fotovoltaico, mientras tanto, entre julio a octubre se tiene mayor producción de energía, porque, hubo mayor número de días soleados con muy baja nubosidad parcial.

Por lo tanto, el sistema de seguimiento solar es más eficiente que el sistema fijo, debido a que el seguidor sigue constantemente la trayectoria del sol, por medio del control de doble eje de los actuadores lineales y la señal de irradiancia enviada por las células fotovoltaicas inclinadas a diferentes ángulos, estas células al ser más robustas presentaron un buen funcionamiento ante la presencia de lluvias y acumulación de polvo por la variación climática de la zona, finalmente, la lluvia al reducir la producción de energía, también limpió la superficie del módulo fotovoltaico, siendo un ventaja considerable frente a la acumulación de polvo en la superficie del módulo fotovoltaico.



RECOMENDACIONES

Recomiendo seguir investigando con sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a red pública, para determinar el comportamiento de operación y calidad de energía en la inyección a red.

Con los datos obtenidos, en futuros proyectos de investigación se podría implementar sistemas fotovoltaicos fijos y con sistemas de seguimiento solar más eficientes para maximizar la producción de electricidad en la región de Puno.

Investigar sobre el comportamiento de sistemas fotovoltaicos en condiciones de operación cuando se acumula polvo en la superficie del módulo fotovoltaico.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdalla, O., Rezk, H., & Ahmed, E. M. (2019, 2019/03/01/). Wind driven optimization algorithm based global MPPT for PV system under non-uniform solar irradiance. *Solar Energy*, *180*, 429-444. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.056>
- Ahmad, R., Murtaza, A. F., & Sher, H. A. (2019, 2019/03/01/). Power tracking techniques for efficient operation of photovoltaic array in solar applications – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *101*, 82-102. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.015>
- Al-Addous, M., Dalala, Z., Class, C. B., Alawneh, F., & Al-Taani, H. (2017, 2017/12/01/). Performance analysis of off-grid PV systems in the Jordan Valley. *Renewable Energy*, *113*, 930-941. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.034>
- Al-Dhaifallah, M., Nassef, A. M., Rezk, H., & Nisar, K. S. (2018, 2018/01/01/). Optimal parameter design of fractional order control based INC-MPPT for PV system. *Solar Energy*, *159*, 650-664. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.040>
- Al-Rousan, N., Mat Isa, N. A., & Mat Desa, M. K. (2020, 2020/04/15/). Efficient single and dual axis solar tracking system controllers based on adaptive neural fuzzy inference system. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jksues.2020.04.004>
- Ali Morad, A. M., Shaker Al-Sayyab, A. K., & Abdulwahid, M. A. (2018, 2018/09/01/). Optimisation of tilted angles of a photovoltaic cell to determine the maximum generated electric power: A case study of some Iraqi cities. *Case Studies in Thermal Engineering*, *12*, 484-488. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.07.001>
- Ameur, A., Sekkat, A., Loudiyi, K., & Aggour, M. (2019, 2019/10/01/). Performance evaluation of different photovoltaic technologies in the region of Ifrane, Morocco. *Energy for Sustainable Development*, *52*, 96-103. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.07.007>
- Arsalan, M., Iftikhar, R., Ahmad, I., Hasan, A., Sabahat, K., & Javeria, A. (2018, 2018/08/01/). MPPT for photovoltaic system using nonlinear backstepping controller with integral action. *Solar Energy*, *170*, 192-200. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.061>
- Assi, A. F., Zhakanova Isiksal, A., & Tursoy, T. (2021, 2021/03/01/). Renewable energy consumption, financial development, environmental pollution, and innovations in the ASEAN + 3 group: Evidence from (P-ARDL) model. *Renewable Energy*, *165*, 689-700. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.052>

- Awasthi, A., Shukla, A. K., S.R, M. M., Dondariya, C., Shukla, K. N., Porwal, D., & Richhariya, G. (2020, 2020/11/01/). Review on sun tracking technology in solar PV system. *Energy Reports*, 6, 392-405. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.02.004>
- Azizi, A., Logerais, P.-O., Omeiri, A., Amiar, A., Charki, A., Riou, O., Delaleux, F., & Durastanti, J.-F. (2018, 2018/11/01/). Impact of the aging of a photovoltaic module on the performance of a grid-connected system. *Solar Energy*, 174, 445-454. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.09.022>
- Bahrami, A., Okoye, C. O., & Atikol, U. (2016, 2016/09/01/). The effect of latitude on the performance of different solar trackers in Europe and Africa. *Applied Energy*, 177, 896-906. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.103>
- Barbón, A., Bayón-Cueli, C., Bayón, L., & Rodríguez-Suanzes, C. (2022, 2022/01/01/). Analysis of the tilt and azimuth angles of photovoltaic systems in non-ideal positions for urban applications. *Applied Energy*, 305, 117802. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117802>
- Bertrand, C., Housmans, C., Leloux, J., & Journée, M. (2018, 2018/09/01/). Solar irradiation from the energy production of residential PV systems. *Renewable Energy*, 125, 306-318. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.036>
- Bharati, M., Divyakumari, R., & Swamy, B. (2017). Solar power tracking system and power saving in highway street light. *Int J Innov Res Comput Commun Eng*, 5(4), 276-285.
- Bhatia, S. C. (2014). 1 - Energy resources and their utilisation. In S. C. Bhatia (Ed.), *Advanced Renewable Energy Systems* (pp. 1-31). Woodhead Publishing India. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-269-3.50001-2>
- Box, G. E., & Draper, N. R. (1987). *Empirical model-building and response surfaces* (Vol. 424). Wiley New York.
- Charfi, W., Chaabane, M., Mhiri, H., & Bournot, P. (2018, 2018/11/01/). Performance evaluation of a solar photovoltaic system. *Energy Reports*, 4, 400-406. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.06.004>
- Chouder, A., Silvestre, S., Sadaoui, N., & Rahmani, L. (2012). Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 20(1), 46-58.
- Commission, I. E. (2009). Programmable Logic Controllers—Part 3: Programming Languages. *IEC Standard*, 61131-61133.
- Dag, H. I., & Buker, M. S. (2019, 2019/11/29/). Performance evaluation and degradation assessment of crystalline silicon based photovoltaic rooftop technologies under

- outdoor conditions. *Renewable Energy*.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.11.141>
- Danandeh, M. A., & Mousavi G, S. M. (2018, 2018/09/01/). Solar irradiance estimation models and optimum tilt angle approaches: A comparative study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, 319-330.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.004>
- de Andrade, R. C., & Tiba, C. (2016, 2016/02/01/). Extreme global solar irradiance due to cloud enhancement in northeastern Brazil. *Renewable Energy*, 86, 1433-1441.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.012>
- Del Pero, C., Aste, N., & Leonforte, F. (2021, 2021/12/01/). The effect of rain on photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 179, 1803-1814.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.07.130>
- Dias, C. L. d. A., Castelo Branco, D. A., Arouca, M. C., & Loureiro Legey, L. F. (2017, 2017/12/01/). Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. *Renewable Energy*, 114, 367-375.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.033>
- do Nascimento, L. R., de Souza Viana, T., Campos, R. A., & R  ther, R. (2019, 2019/07/01/). Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. *Solar Energy*, 186, 370-381.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.05.008>
- Dorji, S., Wangchuk, D., Choden, T., & Tshewang, T. (2020, 2020/01/01/). Maximum Power Point Tracking of solar photovoltaic cell using Perturb & Observe and fuzzy logic controller algorithm for boost converter and quadratic boost converter. *Materials Today: Proceedings*, 27, 1224-1229.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.02.144>
- El Shenawy, E. T., & El El Ghetany, H. (2021). Effect of Dust Accumulation on the Performance of PV Modules under Cairo Climate Conditions. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 11(3), 1313-1321.
- Fang, X., Fan, Q., Liao, Z., Xie, J., Xu, X., & Fan, S. (2019, 2019/08/01/). Spatial-temporal characteristics of the air quality in the Guangdong–Hong Kong–Macau Greater Bay Area of China during 2015–2017. *Atmospheric Environment*, 210, 14-34. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2019.04.037>
- Fonseca, J. A., Nevat, I., & Peters, G. W. (2020, 2020/11/01/). Quantifying the uncertain effects of climate change on building energy consumption across the United States. *Applied Energy*, 277, 115556.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115556>
- Fuentes-Morales, R. F., Diaz-Ponce, A., Peña-Cruz, M. I., Rodrigo, P. M., Valent  n-Coronado, L. M., Martell-Chavez, F., & Pineda-Arellano, C. A. (2020, 2020/12/01/). Control algorithms applied to active solar tracking systems: A

- review. *Solar Energy*, 212, 203-219.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.071>
- Gao, R., Cai, W., Chen, G., Deng, X., Cao, X., & Fu, C. (2016, 2016/12/01/). Enhanced ferroelectric photovoltaic effect based on converging depolarization field. *Materials Research Bulletin*, 84, 93-98.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.materresbull.2016.07.031>
- Gašparović, I., Gašparović, M., & Medak, D. (2018, 2018/06/01/). Determining and analysing solar irradiation based on freely available data: A case study from Croatia. *Environmental Development*, 26, 55-67.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.envdev.2018.04.001>
- Ghenai, C., Merabet, A., Salameh, T., & Pigem, E. C. (2018). Grid-tied and stand-alone hybrid solar power system for desalination plant. *Desalination*, 435, 172-180.
- Hamilton, L. C., Bell, E., Hartter, J., & Salerno, J. D. (2018). A change in the wind? US public views on renewable energy and climate compared. *Energy, Sustainability and Society*, 8(1), 11.
- Harjanne, A., & Korhonen, J. M. (2019, 2019/04/01/). Abandoning the concept of renewable energy. *Energy Policy*, 127, 330-340.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.029>
- Hazboun, S. O., Howe, P. D., Layne Coppock, D., & Givens, J. E. (2020, 2020/12/01/). The politics of decarbonization: Examining conservative partisanship and differential support for climate change science and renewable energy in Utah. *Energy Research & Social Science*, 70, 101769.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101769>
- He, A., McDermid, G. J., Rahman, M. M., Strack, M., Saraswati, S., & Bin, X. (2018). Developing Allometric Equations for Estimating Shrub Biomass in a Boreal Fen [Article]. *Forests (19994907)*, 9(9), 1-14. <https://doi.org/10.3390/f9090569>
- Hoffmann, F. M., Molz, R. F., Kothe, J. V., Nara, E. O. B., & Tedesco, L. P. C. (2018, 2018/01/01/). Monthly profile analysis based on a two-axis solar tracker proposal for photovoltaic panels. *Renewable Energy*, 115, 750-759.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.079>
- Imhade, O., Aderibigbe, A., & Elizabeth, A. (2018). Efficient and Low Cost Implementation of a Single Axis Solar Tracking System. *Journal of Electrical Engineering*, 18(2), 6-6.
- Inman, R. H., Chu, Y., & Coimbra, C. F. (2016). Cloud enhancement of global horizontal irradiance in California and Hawaii. *Solar Energy*, 130, 128-138.
- Jamroen, C., Komkum, P., Kohsri, S., Himananto, W., Panupintu, S., & Unkat, S. (2020, 2020/02/01/). A low-cost dual-axis solar tracking system based on digital logic design: Design and implementation. *Sustainable Energy Technologies and*

- Assessments*, 37, 100618.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100618>
- Joshi, S., Karamta, M., & Pandya, B. (2022, 2022/02/12/). Small scale wind & solar photovoltaic energy conversion system for DC microgrid applications. *Materials Today: Proceedings*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.01.461>
- Kang, H., Hong, T., Jung, S., & Lee, M. (2019, 2019/06/15/). Techno-economic performance analysis of the smart solar photovoltaic blinds considering the photovoltaic panel type and the solar tracking method. *Energy and Buildings*, 193, 1-14. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.03.042>
- Kazem, H. A., Yousif, J. H., Chaichan, M. T., Al-Waeli, A. H. A., & Sopian, K. (2022, 2022/01/01/). Long-term power forecasting using FRNN and PCA models for calculating output parameters in solar photovoltaic generation. *Heliyon*, 8(1), e08803. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e08803>
- Kivrak, S. (2013). Design of a low cost sun tracking controller system for photovoltaic panels. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 5(3), 033119.
- Krebs, F. C., Sylvester-Hvid, K. O., & Jørgensen, M. (2011). A self-calibrating led-based solar test platform. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(1), 97-112.
- Kumar, D., Mishra, P., Ranjan, A., Dheer, D. K., & Kumar, L. (2020, 2020/02/01/). A simplified simulation model of silicon photovoltaic modules for performance evaluation at different operating conditions. *Optik*, 204, 164228. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijleo.2020.164228>
- Kumar, K., Kiran, S. R., Ramji, T., Saravanan, S., Pandiyan, P., & Prabakaran, N. (2020). Performance evaluation of photo voltaic system with quadratic boost converter employing with MPPT control algorithms [Article]. *International Journal of Renewable Energy Research*, 10(3), 1083-1091. <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85092188659&partnerID=40&md5=414f2168d0d4040d9889362eb98f80bf>
- Lai, C. S., & McCulloch, M. D. (2017). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, 190, 191-203.
- Lee, C.-Y., Chou, P.-C., Chiang, C.-M., & Lin, C.-F. (2009). Sun tracking systems: a review. *Sensors*, 9(5), 3875-3890.
- Levenda, A. M., Behrsin, I., & Disano, F. (2021, 2021/01/01/). Renewable energy for whom? A global systematic review of the environmental justice implications of renewable energy technologies. *Energy Research & Social Science*, 71, 101837. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101837>

- Li, S. (2019, 2019/09/01/). A MPPT speed optimization strategy for photovoltaic system using VWP interval based on weather forecast. *Optik*, 192, 162958. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijleo.2019.162958>
- Lima, F. J. L. d., Martins, F. R., Costa, R. S., Gonçalves, A. R., dos Santos, A. P. P., & Pereira, E. B. (2019, 2019/10/01/). The seasonal variability and trends for the surface solar irradiation in northeastern region of Brazil. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 35, 335-346. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.08.006>
- Malvoni, M., Kumar, N. M., Chopra, S. S., & Hatziaargyriou, N. (2020, 2020/06/01/). Performance and degradation assessment of large-scale grid-connected solar photovoltaic power plant in tropical semi-arid environment of India. *Solar Energy*, 203, 101-113. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.011>
- Mao, K., Liu, F., & Ji, I. R. (2018). Design of ARM-based solar tracking system. 2018 37th Chinese Control Conference (CCC),
- Marczyński, R., Szostak, J., Signerski, R., & Jarosz, G. (2019, 2019/11/01/). Photovoltaic effect in the single-junction DBP/PTCBI organic system under low intensity of monochromatic light. *Current Applied Physics*, 19(11), 1271-1275. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.cap.2019.08.011>
- Mohapatra, A., Nayak, B., Das, P., & Mohanty, K. B. (2017, 2017/12/01/). A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 854-867. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.083>
- Motahhir, S., El Hammoumi, A., & El Ghzizal, A. (2020, 2020/02/10/). The most used MPPT algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm. *Journal of Cleaner Production*, 246, 118983. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118983>
- Mukisa, N., & Zamora, R. (2022, 2022/03/01/). Optimal tilt angle for solar photovoltaic modules on pitched rooftops: A case of low latitude equatorial region. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 50, 101821. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101821>
- Nadia, A.-R., Isa, N. A. M., & Desa, M. K. M. (2018). Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2548-2569.
- Numbi, B., & Malinga, S. (2017). Optimal energy cost and economic analysis of a residential grid-interactive solar PV system-case of eThekweni municipality in South Africa. *Applied Energy*, 186, 28-45.

- Nuwayhid, R., Mrad, F., & Abu-Said, R. (2001). The realization of a simple solar tracking concentrator for university research applications. *Renewable Energy*, 24(2), 207-222.
- Parmar, N. J., Parmar, A. N., & Gautam, V. S. (2015). Passive solar tracking system. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 5(1), 138-145.
- Peter, J. (2019, 2019/10/15/). How does climate change affect electricity system planning and optimal allocation of variable renewable energy? *Applied Energy*, 252, 113397. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113397>
- Rejeb, O., Ghenai, C., Jomaa, M. H., & Bettayeb, M. (2020, 2020/10/01/). Statistical study of a solar nanofluid photovoltaic thermal collector performance using response surface methodology. *Case Studies in Thermal Engineering*, 21, 100721. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.csite.2020.100721>
- Revati, D., & Natarajan, E. (2020, 2020/04/25/). I-V and P-V characteristics analysis of a photovoltaic module by different methods using Matlab software. *Materials Today: Proceedings*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.043>
- Rezk, H., Al-Oran, M., Gomaa, M. R., Tolba, M. A., Fathy, A., Abdelkareem, M. A., Olabi, A. G., & El-Sayed, A. H. M. (2019, 2019/11/01/). A novel statistical performance evaluation of most modern optimization-based global MPPT techniques for partially shaded PV system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 115, 109372. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109372>
- Rowlands, I. H., Kemery, B. P., & Beausoleil-Morrison, I. (2011, 2011/03/01/). Optimal solar-PV tilt angle and azimuth: An Ontario (Canada) case-study. *Energy Policy*, 39(3), 1397-1409. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.012>
- Sampaio, P. G. V., & González, M. O. A. (2017, 2017/07/01/). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 590-601. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>
- Sarmiento, N., Belmonte, S., Dellicompagni, P., Franco, J., Escalante, K., & Sarmiento, J. (2019, 2019/03/01/). A solar irradiation GIS as decision support tool for the Province of Salta, Argentina. *Renewable Energy*, 132, 68-80. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.081>
- Seme, S., Sredenšek, K., Štumberger, B., & Hadžiselimović, M. (2019, 2019/03/01/). Analysis of the performance of photovoltaic systems in Slovenia. *Solar Energy*, 180, 550-558. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.062>
- Seme, S., Srpčič, G., Kavšek, D., Božičnik, S., Letnik, T., Praunseis, Z., Štumberger, B., & Hadžiselimović, M. (2017). Dual-axis photovoltaic tracking system—Design and experimental investigation. *Energy*, 139, 1267-1274.

- SENAMHI. (2020). *Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú*.
<https://www.senamhi.gob.pe/>
- Shaker Al-Sayyab, A. K., Al Tmari, Z. Y., & Taher, M. K. (2019, 2019/09/01/). Theoretical and experimental investigation of photovoltaic cell performance, with optimum tilted angle: Basra city case study. *Case Studies in Thermal Engineering*, 14, 100421. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.csite.2019.100421>
- Shukla, A., Kant, K., Sharma, A., & Biwole, P. H. (2017). Cooling methodologies of photovoltaic module for enhancing electrical efficiency: A review. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 160, 275-286.
- Silveira, J. L., Tuna, C. E., & Lamas, W. d. Q. (2013, 2013/04/01/). The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 133-141. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.054>
- Singh, R., Kumar, S., Gehlot, A., & Pachauri, R. (2018). An imperative role of sun trackers in photovoltaic technology: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 3263-3278.
- Solaun, K., & Cerdá, E. (2019, 2019/12/01/). Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116, 109415. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109415>
- Soulatiantork, P. (2018, 2018/07/15/). Performance comparison of a two PV module experimental setup using a modified MPPT algorithm under real outdoor conditions. *Solar Energy*, 169, 401-410. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.065>
- Su, Y., Zhang, Y., & Shu, L. (2018). Experimental study of using phase change material cooling in a solar tracking concentrated photovoltaic-thermal system. *Solar Energy*, 159, 777-785.
- Sultan, M., Wu, J., e Aleem, F., & Imran, M. (2018). Cost and energy analysis of a grid-tie solar system synchronized with utility and fossil fuel generation with major Issues for the attenuation of solar power in Pakistan. *Solar Energy*, 174, 967-975.
- Tan, M.-H., Wang, T.-K., Wong, C.-W., Lim, B.-H., Yew, T.-K., Tan, W.-C., Lai, A.-C., & Chong, K.-K. (2019, 2019/02/01/). Optimization Study of Parasitic Energy Losses in Photovoltaic System with Dual-Axis Solar Tracker Located at Different Latitudes. *Energy Procedia*, 158, 302-308. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.093>
- Vargas Gil, G. M., Bittencourt Aguiar Cunha, R., Giuseppe Di Santo, S., Machado Monaro, R., Fragoso Costa, F., & Sguarezi Filho, A. J. (2020, 2020/12/01/). Photovoltaic energy in South America: Current state and grid regulation for large-

- scale and distributed photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 162, 1307-1320.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.022>
- Verschoor, M., Albers, C., Poortinga, W., Böhm, G., & Steg, L. (2020, 2020/08/01/). Exploring relationships between climate change beliefs and energy preferences: A network analysis of the European Social Survey. *Journal of Environmental Psychology*, 70, 101435.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jenvp.2020.101435>
- Vieira, R. G., Guerra, F. K. O. M. V., Vale, M. R. B. G., & Araújo, M. M. (2016, 2016/10/01/). Comparative performance analysis between static solar panels and single-axis tracking system on a hot climate region near to the equator. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 672-681.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.089>
- Wang, M., Wei, H., Wu, Y., Jia, J., Yang, C., Chen, Y., Chen, X., & Cao, B. (2020, 2020/11/16/). Polarization-enhanced bulk photovoltaic effect of BiFeO₃ epitaxial film under standard solar illumination. *Physics Letters A*, 384(32), 126831.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.physleta.2020.126831>
- Weiss, D. N. (2018, 2018/02/21/). Predicted: Photovoltaic Plant Performance. *Joule*, 2(2), 199-200. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.01.016>
- Ye, X., Zhao, X., Li, Q., Ma, Y., Song, W., Quan, Y.-Y., Wang, Z., Wang, M., & Huang, Z.-S. (2019, 2019/05/01/). Effect of the acceptor and alkyl length in benzotriazole-based donor-acceptor-donor type hole transport materials on the photovoltaic performance of PSCs. *Dyes and Pigments*, 164, 407-416.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.dyepig.2019.01.059>
- Yilmaz, S., Ozcalik, H. R., Dogmus, O., Dincer, F., Akgol, O., & Karaaslan, M. (2015). Design of two axes sun tracking controller with analytically solar radiation calculations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 997-1005.
- Yilmaz, U., Turksoy, O., & Teke, A. (2019, 2019/12/01/). Improved MPPT method to increase accuracy and speed in photovoltaic systems under variable atmospheric conditions. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 113, 634-651. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.074>
- Yu, C., Chai, J., Han, S., Liu, Z., Li, X., & Yao, J. (2019, 2019/11/01/). Field performance evaluation of various crystalline silicon photovoltaic technologies in Pingshan, China. *Energy Reports*, 5, 525-528.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.04.006>
- Yu, Q., Zhao, H., Zhao, H., Sun, S., Ji, X., Li, M., & Wang, Y. (2019, 2019/01/01/). Preparation of tobacco-stem activated carbon from using response surface methodology and its application for water vapor adsorption in solar drying system. *Solar Energy*, 177, 324-336.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.11.029>



- Zeitouny, J., Lalau, N., Gordon, J. M., Katz, E. A., Flamant, G., Dollet, A., & Vossier, A. (2018, 2018/08/01/). Assessing high-temperature photovoltaic performance for solar hybrid power plants. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 182, 61-67. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.03.004>
- Zipp, K. (2015). What are some common types of solar PV and storage installations. *Solar Power World, Cleveland*, 29.

ANEXOS

Anexo 1. Solarímetro (Amprobe Solar-100)

Características de operación y especificaciones técnicas:

- Mide la energía solar y la transmisión hasta 2000 W/m^2 , $634 \text{ BTU} / (\text{ft}^2 \text{ x h})$
- Modo de potencia: medición de la potencia por unidad de área de la radiación solar incidente
- Modo de transmisión: calcula el porcentaje de transmisión de energía solar del material, por ejemplo, cuánta energía solar en % se transmitirá a través de la ventana
- Pantalla conveniente para leer con tecnología de sensor remoto
- Unidades de medida seleccionables, ya sea W/m^2 o BTU
- Retención de datos
- Funciones máx/min para identificar ubicaciones con potencia máxima o mínima
- Mide la energía solar para optimizar la colocación de paneles solares o calentadores de agua solares, prueba la transmisión de luz de ventanas y faros, y comprueba la eficiencia térmica de las ventanas
- El modo de lectura máxima o mínima muestra la lectura más alta o más baja en una sesión para rastrear un aumento repentino o disminución en lecturas
- La función de retención mantiene una lectura en la pantalla
- La pantalla de cristal líquido (LCD) proporciona lecturas de un vistazo



Solarímetro (AMPROBE SOLAR 100).

Anexo 2. Modulo fotovoltaico de 100 W, 12VDC

Características de operación y especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico de 100 W:

- Máxima potencia: 100 W
- Máximo voltaje: 18 V
- Máxima corriente: 5.56 A
- Voltaje en circuito abierto: 21.5 V
- Corriente de corto circuito: 6.22 A
- Máximo voltaje del sistema: 1000 V
- Capacidad del fusible máximo: 15 A
- Temperatura de operación: -20°C a 90°C
- Clase de aplicación: Clase A
- CEM: AM1.5 a 25°C



Placa característica del módulo fotovoltaico de 100 W.

Anexo 3. Controlador lógico programable PLC S7-1200 (SIEMENS)

Características de operación y especificaciones del PLC S7-1200 (SIEMENS):

- Alimentación: 120 a 140 VAC
- Voltaje de trabajo: 24 VDC
- Entradas digitales: 14
- Salidas tipo relé: 10
- Entradas analógicas: 16
- Memoria de datos: 200000 filas
- Resolución: 16 bit
- Temperatura de operación: -20°C a 90°C
- Tipo de aplicación: Industrial y otros
- Precisión: Muy alta (32767 INT)

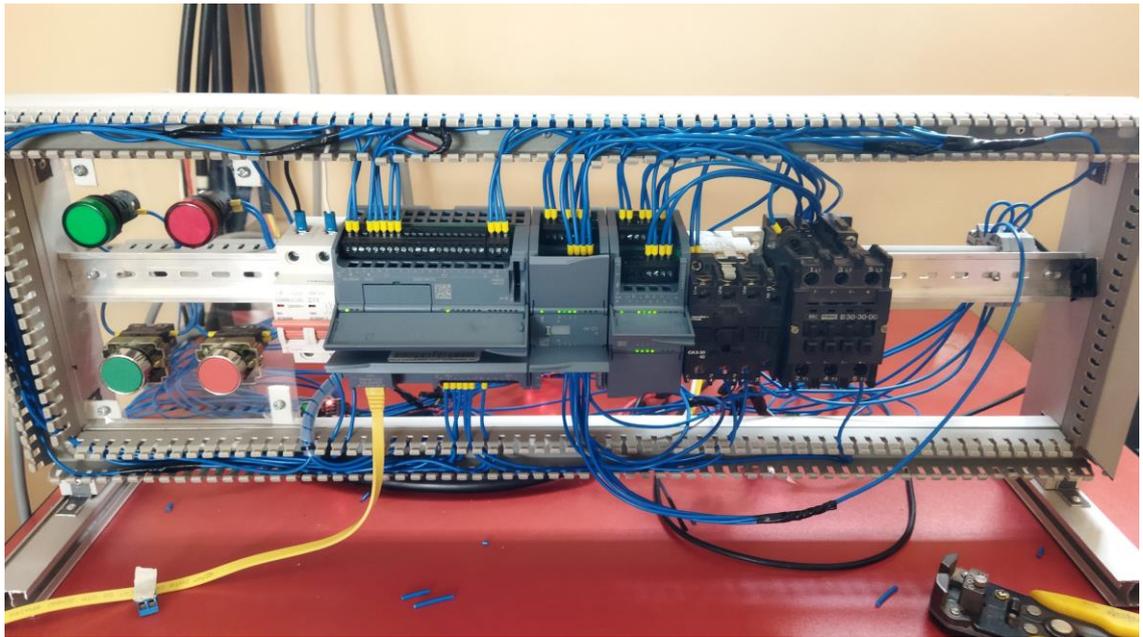


PLC S7-1200 (SIEMENS).

Anexo 4. Módulo de control del seguidor solar y adquisición de datos

El módulo de control del seguidor solar y adquisición de datos, se ensambló e instalado en el laboratorio de control y automatización de la escuela profesional de Ing. Mecánica Eléctrica de la UNA – Puno, con las siguientes partes:

- Un CPU S7-1200 (SIEMENS).
- Tres módulos de expansión analógica de 8 entrada cada uno para la toma de datos de la irradiación solar.
- Un termomagnético de 15 A.
- Un porta fusible y fusible de 2 A.
- Cuatro contactores de 9 A, para control de seguidor solar.
- 14 sensores de corriente.
- Borneras de control
- Un panel de operación digital



Módulo de control del seguidor solar y adquisición de datos en tiempo real.

Anexo 5. Unidades experimentales del sistema fotovoltaico fijo

Para determinar el ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico, se instalaron 13 unidades experimentales (modulo fotovoltaicos), para captar la irradiación solar a diferentes ángulos de inclinación.



Unidades experimentales con ángulo de inclinación a 15°.



Unidades experimentales con diferentes ángulos de inclinación.

Anexo 6. Sistema de seguimiento solar de doble eje

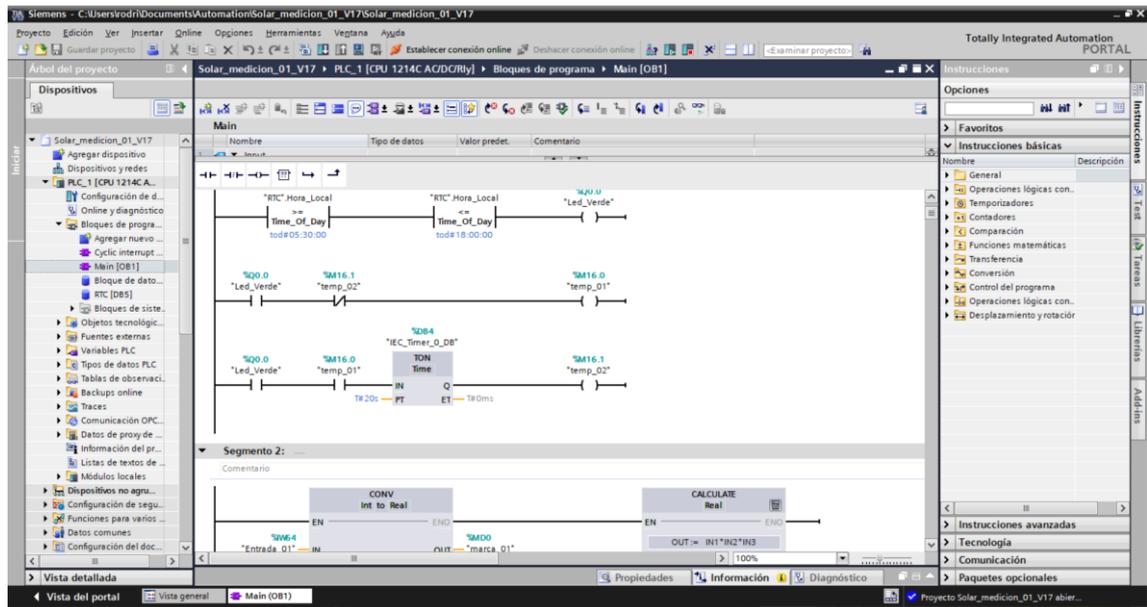
El sistema de seguimiento solar de doble eje, se instaló en la azotea del pabellón antiguo de la escuela profesional de Ing. Mecánica Eléctrica.



Unidades experimentales con ángulo de inclinación a 15°.

Anexo 7. Algoritmo de control del seguidor solar y adquisición de datos

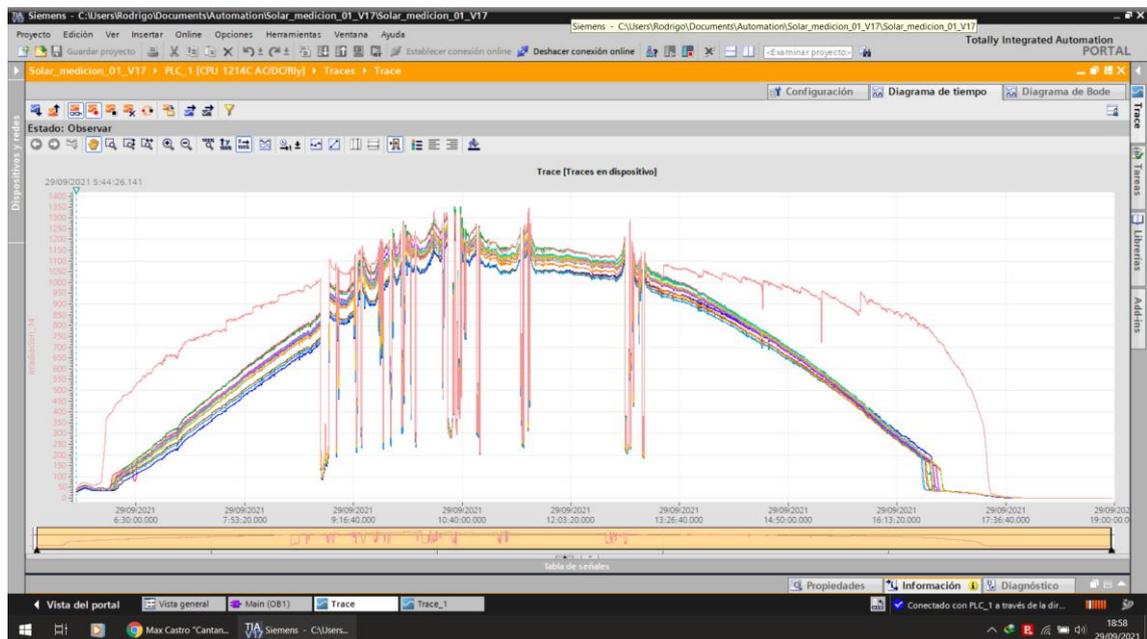
Para controlar el seguidor de forma automatizada, monitorear los datos en tiempo real, registrar y guardar los datos, se utilizó el PLC S7-1200, utilizando el software TIA PORTAL, con lenguaje de programación Ladder.



Programación en lenguaje Ladder de control y registro de datos.

Anexo 8. Monitoreo de datos en tiempo real

Los datos se monitorearon en tiempo real utilizando en software TIA PORTAL



Monitoreo de datos en tiempo real.

Anexo 9. Fotografías de la ejecución del proyecto de investigación solar

Durante la etapa de investigación del proyecto de investigación con energía solar fotovoltaica, se tiene las siguientes fotografías:



Mecanizado del seguidor solar.



Estructura mecánica del seguidor solar.



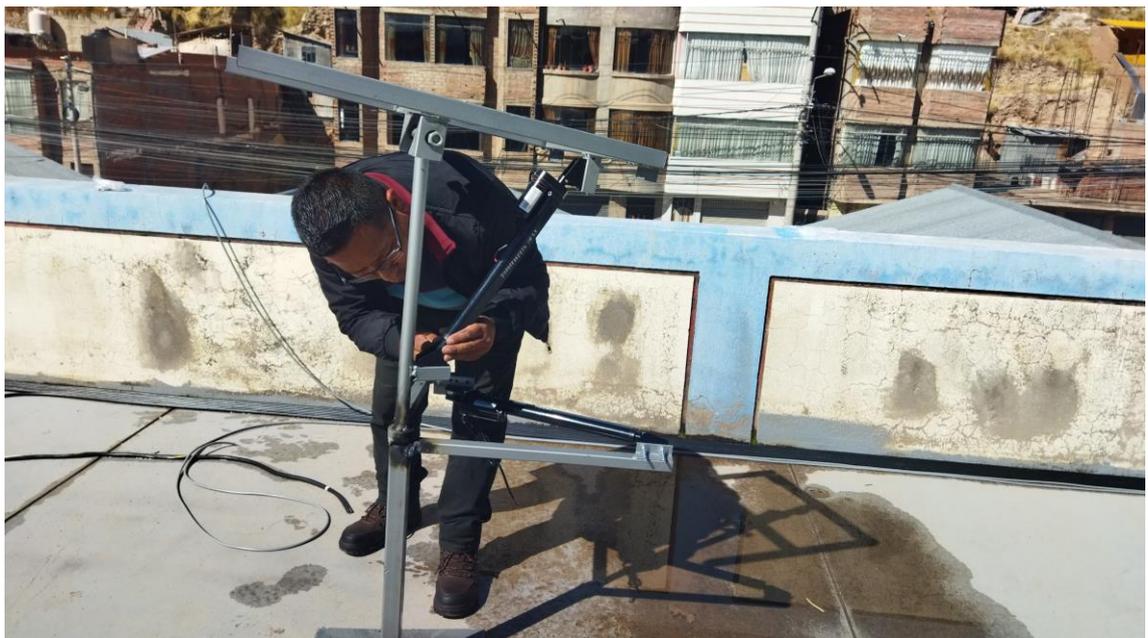
Cableado del sistema fotovoltaico en la azotea de la EPIME UNA-Puno.



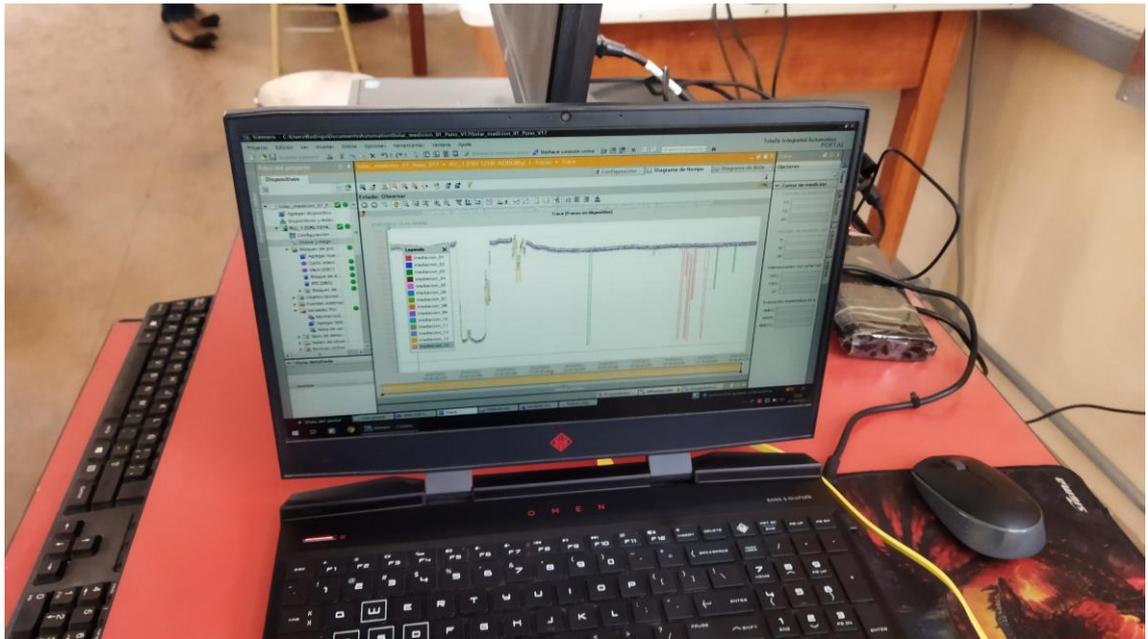
Instalación de unidades experimentales (módulos fotovoltaicos).



Cableado de las unidades experimentales (módulos fotovoltaicos).



Instalación del seguidor solar.



Monitoreo de todas las unidades experimentales (irradiación solar).



Unidades experimentales del sistema fotovoltaico fijo.