



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA

FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA EN ENERGÍAS

RENOVABLES



“DETERMINACIÓN DE LAS MÉTRICAS DE UN SISTEMA DE PRUEBAS FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO CON MÓDULOS MULTICRISTALINOS UTILIZANDO CONTROLADORES DE CARGA PWM Y MPPT A MAS DE 3800MSNM”

FLAVIO CESAR CONTRERAS CHUQUITARQUI

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES**

ASESOR: Dra. VILMA SARMIENTO MAMANI



JULIACA - 2024





UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA



FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS

RENOVABLES



“DETERMINACIÓN DE LAS MÉTRICAS DE UN SISTEMA DE PRUEBAS FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO CON MÓDULOS MULTICRISTALINOS UTILIZANDO CONTROLADORES DE CARGA PWM Y MPPT A MAS DE 3800MSNM”

FLAVIO CESAR CONTRERAS CHUQUITARQUI

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVBLES

ASESOR: Dra. VILMA SARMIENTO MAMANI



JULIACA – PERÚ

2024



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES



**“DETERMINACIÓN DE LAS MÉTRICAS DE UN SISTEMA DE
PRUEBAS FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO CON MÓDULOS
MULTICRISTALINOS UTILIZANDO CONTROLADORES DE
CARGA PWM Y MPPT A MAS DE 3800MSNM”**

Flavio Cesar Contreras Chuquitarqui

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES

Asesor: Dra. Vilma Sarmiento Mamani

Juliaca, 2024

Ficha catalográfica

CONTRERAS, F. (2024). *Determinación de las Métricas de un Sistema de Pruebas Fotovoltaico Autónomo con Módulos Multicristalinos Utilizando Controladores de Carga PWM y MPPT a más de 3800 msnm, 2024.* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Juliaca. Juliaca.

AUTOR: Flavio Cesar Contreras Chuquitarqui.

TÍTULO: Determinación de las Métricas de un Sistema de Pruebas Fotovoltaico Autónomo con Módulos Multicristalinos Utilizando Controladores de Carga PWM y MPPT a más de 3800 msnm.

PUBLICACIÓN: Juliaca, 2024

DESCRIPCIÓN: Cantidad de páginas (110 pp.)

NOTA: Tesis de la Escuela profesional de Ingeniería en Energías Renovables —
Universidad Nacional de Juliaca.

CÓDIGO: 02-000024-02/C76

NOTA: Incluye bibliografía.

ASESOR: Dra. Vilma Sarmiento Mamani

PALABRAS CLAVE:

Eficiencia, generación fotovoltaica, rendimiento.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES

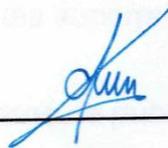
**“DETERMINACIÓN DE LAS MÉTRICAS DE UN SISTEMA
DE PRUEBAS FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO CON
MÓDULOS MULTICRISTALINOS UTILIZANDO
CONTROLADORES DE CARGA PWM Y MPPT A MAS DE
3800MSNM”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES**
Presentado por:

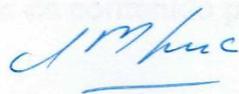
Flavio Cesar Contreras Chuquitarqui

Sustentado y aprobado ante el siguiente jurado:

Dr. Elmer Rodrigo Aquino Larico
PRESIDENTE DE JURADO



M.Sc. Alex Mario Lerma Coaquira
JURADO (Secretario)



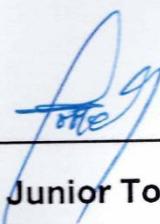
2° MIEMBRO

Dr. Fredy Bernardo Coylla Apaza
JURADO (Vocal)



3° MIEMBRO

Dr. Vilma Sarmiento Mamani
ASESOR DE TESIS



M.Sc. Junior Torres Yucra
CO - ASESOR DE TESIS

NOMBRE DEL TRABAJO

DETERMINACIÓN DE LAS MÉTRICAS DE UN SISTEMA DE PRUEBAS FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO CON MÓDULOS MULTICRIS

AUTOR

Flavio Cesar Contreras Chuquitarqui

RECUENTO DE PALABRAS

15135 Words

RECUENTO DE CARACTERES

89338 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

110 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

9.2MB

FECHA DE ENTREGA

Sep 19, 2024 8:24 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

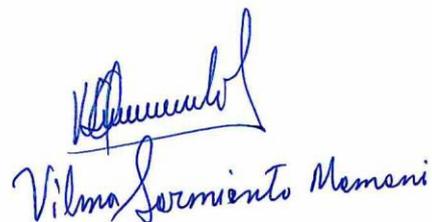
Sep 19, 2024 8:25 AM GMT-5**● 8% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 7% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 4% Base de datos de trabajos entregados
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Material citado
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 10 palabras)



Vilma Sarmiento Mamani

Dedicatoria

A mis padres por darme la vida, y en especial a mi querida abuelita “mamá Isabel” que está en el cielo, a quien llevaré siempre en mi corazón que cuya sonrisa llenaba de felicidad mi ser, quedará grabada en mi mente. Las palabras nunca serán suficientes para expresarles lo agradecido que me siento por todos los consejos de vida que me dieron también por haberme educado de la manera correcta con valores vivenciales y la compañía que me han brindado a lo largo de mi vida académica.

A Dios, como también a mi hermanita Medalit y en especial a mi querida madre Hilda, que siempre estuvo ahí brindándome soporte en varias etapas de mi vida, pero sobre todo, por su respaldo ilimitado para desarrollarme como profesional y cumplir mis metas académicas propuestas, gracias hermosa familia por todo.

Agradecimiento

Quisiera enunciar mi más franca gratitud a la Dra. Vilma Sarmiento Mamani por su orientación y disponibilidad. Gracias a ella se amortizaron los gastos del proyecto de tesis porque inicialmente fue financiada y pudo avanzar sin problemas.

También quisiera extender mi agradecimiento a mi amigo M.SC. Junior Torres Yucra por su apoyo incondicional durante toda la ejecución del proyecto, sin duda no pudo ser posible el culmen de este proyecto sin el soporte de ambas personas.

Finalmente, a la Universidad Nacional de Juliaca mi alma mater por brindarme el soporte económico en el concurso de proyectos financiados.

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| Dedicatoria..... | iv |
| Agradecimiento | v |
| Índice de tablas | ix |
| Índice de figuras | x |
| Índice de anexos | xiii |
| Abreviaturas y siglas | xiv |
| Simbología..... | xv |
| Resumen | xvi |
| Abstract..... | xvii |
| Introducción..... | xviii |
| CAPÍTULO I - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 19 |
| 1.1 Identificación del problema | 19 |
| 1.1.1 Problema general | 20 |
| 1.1.2 Problemas Específicos | 20 |
| 1.2 Objetivos de la investigación..... | 20 |
| 1.2.1 Objetivo general..... | 20 |
| 1.2.2 Objetivos específicos | 20 |
| 1.3 Justificación | 21 |
| 1.3.1 Justificación técnica..... | 21 |
| 1.3.2 Justificación económica..... | 21 |
| 1.3.3 Justificación social..... | 21 |
| 1.3.4 Justificación ambiental | 21 |
| CAPITULO II - REVISIÓN DE LA LITERATURA | 22 |
| 2.1 Marco teórico..... | 22 |
| 2.1.1 Energía solar | 22 |
| 2.1.2 Potencia del sol | 22 |
| 2.2 Definiciones..... | 22 |
| 2.2.1 Tipos de Módulos | 26 |
| 2.2.2 Baterías | 27 |
| 2.2.3 Regulador o controlador de carga..... | 28 |
| 2.2.4 Inversor | 30 |
| 2.3 Antecedentes de la investigación..... | 31 |

| | | |
|---|---|-----------|
| 2.4 | Normatividad | 32 |
| 2.4.1 | Norma IEC 61724..... | 32 |
| 2.4.2 | Parámetros calculados | 34 |
| CAPÍTULO III - MATERIALES Y MÉTODOS..... | | 35 |
| 3.1 | Formulación de la hipótesis | 35 |
| 3.1.1 | Hipótesis general | 35 |
| 3.1.2 | Hipótesis específicas..... | 35 |
| 3.2 | Materiales y equipos | 35 |
| 3.2.1 | Recursos humanos. | 35 |
| 3.2.2 | Recursos materiales. | 35 |
| 3.2.3 | Recursos de software | 36 |
| 3.3 | Lugar de estudio | 36 |
| 3.4 | Población | 38 |
| 3.5 | Muestra | 38 |
| 3.6 | Módulo pruebas de sistemas fotovoltaicas autónomas..... | 38 |
| 3.6.1 | Sistema de módulos fotovoltaicos | 39 |
| 3.6.2 | Sistema de monitoreo | 40 |
| 3.7 | Metodología de la Investigación..... | 41 |
| 3.7.1 | Tipo de Investigación. | 41 |
| 3.7.2 | Método de Investigación..... | 41 |
| 3.8 | Metodología para Determinar las métricas de un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con módulos multicristalinos utilizando controladores de carga MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m. | 41 |
| 3.8.1 | Metodología para diseñar la topología para un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con módulos monocristalinos y policristalinos a más de 3800 m.s.n.m.. | 41 |
| 3.8.2 | Metodología para implementar un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m. | 46 |
| 3.8.3 | Metodología para determinar el comportamiento del sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m.. | 51 |
| 3.8.4 | Recursos computacionales..... | 52 |

| | |
|---|-----------|
| CAPÍTULO IV - RESULTADOS Y DISCUSIÓN | 54 |
| 4.1 Resultados del diseño de la topología para los sistemas de pruebas fotovoltaico autónomo con módulos monocristalinos y policristalinos utilizando controladores de carga MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m..... | 54 |
| 4.2 Resultados de Implementar un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM para determinar sus métricas a más de 3800 m.s.n.m..... | 55 |
| 4.3 Resultados de la determinación de las condiciones geográficas y climatológicas en un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM para determinar sus métricas de desempeño a más de 3800 m.s.n.m..... | 66 |
| CAPÍTULO V - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 82 |
| 5.1 Conclusiones..... | 82 |
| 5.2 Recomendaciones | 83 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 84 |
| ANEXOS | 87 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Clasificación de los diferentes sistemas de monitorización y sus aplicaciones | 33 |
| Tabla 2. Parámetros medidos o estimados de entrada y de salida requeridos para el sistema de monitorización de clase C..... | 34 |
| Tabla 3. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico monocristalino de 100W | 39 |
| Tabla 4. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico policristalino de 100W | 40 |
| Tabla 5. Tipo de investigación | 41 |
| Tabla 6. Metodología de investigación..... | 41 |
| Tabla 7. Controlador de carga solar MPPT 75/15 | 48 |
| Tabla 8. Controladores de carga de tipo PWM blue solar charge controller LCD-USB 12/24/10A Victron..... | 49 |
| Tabla 9. Derivadores de baterías inteligente Smartshunt de 500A/50Mv | 50 |

Índice de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1. Funcionamiento de una célula fotovoltaica | 23 |
| Figura 2. Hora solar pico | 24 |
| Figura 3. Módulo fotovoltaico..... | 25 |
| Figura 4. Regulador de carga..... | 27 |
| Figura 5. Regulador de carga..... | 28 |
| Figura 6. Esquema eléctrico de un regulador de carga..... | 28 |
| Figura 7. Salida del oscilador - PWM | 29 |
| Figura 8. Curva de potencia de un panel solar utilizando un regulador MPPT | 30 |
| Figura 9. Esquema básico de un inversor..... | 30 |
| Figura 10. Zona de estudio | 37 |
| Figura 11. Espacio de estudio del proyecto de investigación..... | 37 |
| Figura 12. Módulo de pruebas para el presente trabajo de investigación | 38 |
| Figura 13. Controlador de carga solar MPPT 75/15..... | 47 |
| Figura 14. Dos controladores de carga de tipo PWM blue solar charge controller LCD-USB 12/24/10 ^a Victron. | 48 |
| Figura 15. Dos derivadores de baterías inteligente Smartshunt de 500A/50mV | 49 |
| Figura 16. Cerbo GX, monitorización de paneles y del sistema | 50 |
| Figura 17. Ingreso al portal Victron | 55 |
| Figura 18. Pantalla de inicio del sistema de monitoreo y configuraciones | 56 |
| Figura 19. Lista de dispositivos en conexión con el Cerbo Gx..... | 57 |
| Figura 20. Pantalla de control remoto Den el portal Victron | 57 |
| Figura 21. Pantalla de control remoto Den el portal Victron (avanzado) | 58 |
| Figura 22. Pantalla de control remoto del portal Victron (curva de corriente de los sistemas con PWM)..... | 59 |
| Figura 23. Pantalla de control remoto del portal victron (curva de rendimiento de los controladores MPPT) | 60 |
| Figura 24. Pantalla de Monitoreo del rendimiento fotovoltaico..... | 61 |

| | |
|---|-----|
| Figura 25. Pantalla de Monitoreo de la tensión y corriente del controlador tipo MPPT.... | 62 |
| Figura 26. Pantalla de monitoreo de la tensión y corriente del controlador PWM 1 | 63 |
| Figura 27. Pantalla de Monitoreo del controlador tipo PWM2 | 64 |
| Figura 28. Pantalla de monitoreo del rendimiento fotovoltaico - controlador MPPT2..... | 65 |
| Figura 29. Promedio temperatura del ambiente (junio)..... | 67 |
| Figura 30. Promedio temperatura del ambiente (julio) | 67 |
| Figura 31. Promedio temperatura del ambiente (agosto) | 68 |
| Figura 32. Promedio de irradiación (junio) | 69 |
| Figura 33. Promedio de irradiación (julio) | 69 |
| Figura 34. Promedio de irradiación (agosto)..... | 70 |
| Figura 35. Promedio de corriente y tensión de los módulos fotovoltaicos en el mes de junio..... | 71 |
| Figura 36. Promedio de corriente y tensión de los módulos fotovoltaicos en el mes de julio..... | 73 |
| Figura 37. Promedio de corriente y tensión de los módulos fotovoltaicos en el mes de agosto..... | 74 |
| Figura 38. Potencia promedio de los módulos fotovoltaicos con respecto a la irradiancia - junio | 76 |
| Figura 39. Potencia promedio de los módulos fotovoltaicos con respecto a la irradiancia - julio | 77 |
| Figura 40. Potencia promedio de los módulos fotovoltaicos con respecto a la irradiancia en el mes de agosto..... | 78 |
| Figura 41. Perdidas de captura de los módulos fotovoltaicos | 79 |
| Figura 42. Productividad de los módulos fotovoltaicos | 80 |
| Figura 43. Eficiencia promedio de los módulos fotovoltaicos | 80 |
| Figura 44. Promedio de eficiencia de los acumuladores de 12 A-H | 81 |
| Figura 45. Eficiencia promedio de los controladores de carga | 81 |
| Figura 46. Sistemas fotovoltaicos de ambas tecnologías en la parte superior con limpieza y en la inferior expuestos al polvo - estación lluviosa, 18 de diciembre del 2022 | 101 |

| | |
|---|-----|
| Figura 47. Sistemas fotovoltaicos de ambas tecnologías en la parte superior con limpieza y en la inferior expuestos al polvo – estación seca, 22 de junio del 2023 | 101 |
| Figura 48. Sistemas fotovoltaicos de ambas tecnologías en la parte superior con limpieza y en la inferior expuestos al polvo – estación seca, 18 de Julio del 2023 | 102 |
| Figura 49. Sistemas fotovoltaicos de ambas tecnologías expuestos al polvo – estación seca, 5 de agosto del 2023 | 102 |
| Figura 50. Inclinación de los sistemas fotovoltaicos a 15° con orientación norte | 103 |
| Figura 51. Cuadro de métricas del módulo | 104 |
| Figura 52. Instalación de los equipos de línea Victron 1 | 105 |
| Figura 53. Instalación de los equipos de línea Victron 2 | 106 |
| Figura 54. Instalación de los equipos de línea Victron 3 | 107 |
| Figura 55. Instalación de los equipos de línea Victron 4 | 108 |
| Figura 56. Instalación de los equipos de línea Victron 5 | 109 |
| Figura 57. Instalación de los equipos de línea Victron 6 | 110 |

Índice de anexos

| | |
|---|-----|
| Anexo 1. Plano eléctrico del sistema de pruebas fotovoltaico autónomo proyecto | 88 |
| Anexo 2. Ficha técnica del módulo fotovoltaico monocristalino..... | 89 |
| Anexo 3. Ficha técnica del módulo fotovoltaico policristalino | 90 |
| Anexo 4. Ficha técnica de la fuente de alimentación estabilizada. | 91 |
| Anexo 5. Ficha técnica PM1207 | 95 |
| Anexo 6. Ficha técnica del convertidor analógico | 98 |
| Anexo 7. Panel fotográfico..... | 101 |

Abreviaturas y siglas

| | |
|--------|---|
| A | Amperios |
| AMB | Ambiente |
| CEI | Comisión Electrotécnica Internacional |
| CSV | Comma Separated Values (Valores Separados por Comas) |
| DIF | Diferencia |
| EPIER | Escuela profesional de energías renovables |
| FAO | Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación |
| HSP | Hora Solar Pico |
| IEREE | Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética |
| MPPT | Máximum Power Point Tracker (Seguidor de Punto de Máxima Potencia) |
| PAS | Especificaciones Disponibles al Público |
| PWM | Pulse Width Modulation (Ancho de Pulso Modulado) |
| PLC | Controlador Lógico Programable |
| RTD | Resistance Temperature Detector (Detector de Temperatura Resistivo) |
| S.F.A. | Sistema fotovoltaico autónomo |
| SFA | Sistema Fotovoltaico Autónomo |
| SFCR | Sistema Fotovoltaico Conectado a Red |

Simbología

| | |
|-----------|---|
| H | Irradiancia |
| P_{max} | Potencia Máxima Nominal |
| Tol | Tolerancia de potencia |
| V_{mp} | Voltaje en potencia máxima |
| I_{mp} | Corriente en potencia máxima |
| V_{oc} | Voltaje en circuito abierto |
| I_{sc} | Corriente de corto circuito |
| kWh | Kilowatt/hora |
| kWp | Kilowatt de potencia |
| A_a | Área aprovechable |
| Y_a | Rendimiento |
| GWh | Gigawatt/hora |
| n_A | Eficiencia de los módulos fotovoltaicos |

RESUMEN

La región de Puno tiene características climatológicas muy extremas, consideradas por su altitud, los que afectan en la eficacia y el rendimiento de los sistemas, Lo que hace imprescindible obtener información de los parámetros climatológicos y parámetros que influyen en estos. Son indispensables para determinar Las métricas de un sistema autónomo de pruebas fotovoltaicas con módulos multicristalinos, mediante el uso de controladores de carga de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) y Modulación por Ancho de Pulso (PWM) a más de 3800 m.s.n.m. Para la investigación se utilizaron dos módulos policristalinos y dos módulos monocristalinos con controladores de carga de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) y Modulación por Ancho de Pulso (PWM). Para realizar las pruebas y adquirir los datos se utilizó el portal Victron con sus accesorios. La información fue desde junio a agosto del 2023 en un intervalo de tiempo de 4 datos por segundo de los siguientes parámetros: irradiancia, temperatura de módulo, temperatura de ambiente, tensión del módulo fotovoltaico, corriente del módulo fotovoltaico, tensión del controlador de carga, corriente de controlador, corriente de carga, tensión de carga y todos estos en el mismo periodo de tiempo para procesarlo con la norma IEC-61724. Se tuvo los resultados siguientes: las condiciones geográficas en referencia a la altitud del lugar de trabajo generan condiciones favorables a los sistemas fotovoltaicos autónomos; por consecuente, las condiciones climatológicas como la irradiancia y la temperatura del ambiente son directamente proporcional al desempeño de los sistemas fotovoltaicos autónomos. El mejor sistema fotovoltaico autónomo fue el módulo monocristalino con la tecnología del controlador de carga de tipo MPPT fue el sistema más eficiente con 13.39 % de eficiencia, teniendo unas pérdidas de captura de 0.077 kwh/día y una productividad de 6.938 kwh/día de promedio solar.

Palabras clave: Controlador MPPT, Controlador PWM, Eficiencia de SFA, Métricas, Sistema Fotovoltaico Autónomo.

ABSTRACT

The region of Puno has very extreme climatological characteristics, considered by the altitude at which it is found, which influence the performance and efficiency of the systems, This makes it necessary to collect information on the climatological parameters and parameters that influence these. They are essential to determine the metrics of an autonomous photovoltaic test system with multicrystalline modules, using load controllers Maximum Power Point Tracking (MPPT) and Pulse Width Modulation (PWM) to more than 3800 m.s.n.m. For the research work were used two polycrystalline modules and two monocrystalline modules with load controllers Maximum Power Point Tracking (MPPT) and Pulse Width Modulation (PWM). The Victron portal with its accessories was used to perform the tests and acquire the data. The information was from June, July and August 2023 in a time interval of 4 data per second of the following parameters: irradiance, module temperature, ambient temperature, photovoltaic module voltage, photovoltaic module current, charge controller voltage, driver current, load current, load voltage and all these in the same time period to process it with IEC-61724 standard. Where the following results were obtained: the geographical conditions in reference to the altitude of the workplace generate favourable conditions for autonomous photovoltaic systems; Consequently, climatic conditions such as irradiance and ambient temperature are directly proportional to the performance of autonomous photovoltaic systems. The best stand-alone photovoltaic system was the monocrystalline module with the MPPT type charge controller technology was the most efficient system with 13.39 % efficiency, having capture losses of 0.077 kwh/day and a productivity of 6.938 kwh/day of solar average.

Keywords: MPPT Controller, PWM Controller, Metrics, Standalone Photovoltaic System, S.F.A. efficiency.

INTRODUCCIÓN

El predominio del Sol en la configuración de la actividad de nuestro planeta es innegable, lo que lo hace crucial para satisfacer las necesidades energéticas actuales y futuras. (Bachiller, 2009). La energía solar fotovoltaica aprovecha la energía lumínica del sol para producir electricidad mediante placas semiconductoras que se alteran con la radiación solar, estos son los paneles solares fotovoltaicos (Pérez *et al.*, 2017).

En la mayor parte del territorio peruano, la energía solar se erige como la fuente energética más abundante. Su disponibilidad se mantiene constantemente alta durante todo el año, lo que la convierte en una opción más atractiva al contrastarlo con otros países. La intensidad de la radiación solar aumenta con latitudes más bajas y mayores altitudes sobre el nivel del mar. Los promedios anuales se dan en la costa sur con 6.0 a 6.5 kWh/m², en los departamentos de Tacna, Moquegua y Arequipa, y en la sierra 5.5 a 6 kWh/m², en los departamentos de Ayacucho, Cuzco, Apurímac y Puno (Tamayo, 2011). Por lo tanto, la radiación solar es un parámetro fundamental para el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos, que varía geográficamente debido a factores climatológicos (Sepúlveda, 2014).

Se establece que los paneles fotovoltaicos necesitan funcionar con el máximo rendimiento posible (Camarena & Lozano, 2016); sin embargo, la acumulación de polvo en los sistemas es uno de los principales factores que causa la pérdida en la eficiencia del sistema (Angulo *et al.*, 2020). El aumento de temperatura disminuye el voltaje de los paneles fotovoltaicos y por lo tanto disminuye la eficiencia de los paneles (Karafil *et al.*, 2015).

El capítulo I aborda aspectos generales como como la definición del problema, argumento, hipótesis y objetivos del estudio. El Capítulo II establece los fundamentos teóricos de la investigación, incluyendo los antecedentes y bases teóricas. El Capítulo III detalla el ámbito del estudio y tipo de investigación, del mismo modo, la población de estudio. También se describe la metodología utilizada en las técnicas e instrumentos de investigación considerando los procedimientos relevantes para un diseño apropiado para cada objetivo presentado. En el capítulo IV se interpretan los resultados y se muestran las hipótesis; además de la verificación basada en objetivos derivados de las consideraciones de los capítulos I al III realizadas durante esta fase. Finalmente, el capítulo presenta las conclusiones alcanzadas junto con las recomendaciones que de ellas se derivan.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Identificación del problema

En la actualidad el tema diseño e implementación de SFA son comunes pero la diferencia en el comportamiento de estas está en la ubicación que se tendrá en cuenta y que a partir de las características de la localización nuestras variables serán cambiantes, además conforme a nuestro recurso solar estas variables nos darán a entender mucho más el comportamiento del SFA (Obando & Vargas, 2016).

Con relación a nuestro continente específicamente en la localidad de Popayán ubicada en el departamento de Cuenca esto en Colombia el proyecto que fue planteado también con las condiciones geográficas de ese lugar puesto que se analizaron las variables y también se consideraron parámetros de diseño (Obando & Vargas, 2016).

Teniendo en consideración que sea del diseño de un módulo de pruebas fotovoltaico que utilizará controladores de carga PWM Y MPPT en condiciones medioambientales, en el edificio del “Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética” de la UNAJ en la sede de Ayabacas se desarrollará el proyecto de investigación que contribuirá a solucionar problemas referentes a pesquisas planteadas por los estudiantes con respecto a los SFA.

Cabe resaltar que la parte mecánica, la parte de control y la parte de los paneles solares ya están implementados en el edificio del “Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética” de la UNAJ en la sede de Ayabacas, teniendo la problemática siguiente y nuestro desarrollo en esta; tenemos un sistema fotovoltaico que esta implementado en su gran mayoría, pero no tenemos la certeza si es un SFCR o SFA por lo que teniendo en consideración y por la falta de un módulo de pruebas autónomo se optó por convertir el sistema en uno.

1.1.1 Problema general

¿Cómo determinar las métricas de un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con módulos multicristalinos utilizando controladores de carga MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m.?

1.1.2 Problemas Específicos

- ¿Es posible diseñar la topología para los sistemas de pruebas fotovoltaicos autónomos con módulos Monocristalinos y policristalinos utilizando controladores de carga MPPT y PWM, a más de 3800 m.s.n.m.?
- ¿Es posible implementar los sistemas de pruebas fotovoltaicos autónomos con controladores MPPT y PWM, a más de 3800 m.s.n.m.?
- ¿En qué medida influirán las condiciones geográficas y climatológicas en el comportamiento de los sistemas de pruebas fotovoltaicos autónomos con controladores de carga MPPT y PWM, a más de 3800 m.s.n.m.?

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Determinar las métricas de un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con módulos multicristalinos utilizando controladores de carga MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m.

1.2.2 Objetivos específicos

- Diseñar la topología para los sistemas de pruebas fotovoltaicos autónomos con módulos monocristalinos y policristalinos utilizando controladores de carga MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m.
- Implementar un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM para determinar sus métricas a más de 3800 m.s.n.m.
- Determinar el comportamiento de los sistemas de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM, a más de 3800 m.s.n.m.

1.3 Justificación

1.3.1 Justificación técnica

Técnicamente es viable por la incidencia de radiación solar y por los factores geográficos que existe en esta zona sur del país que hacen diferente las determinaciones métricas, la radiación promedio es $5.19kWh/m^2$ según (MINEM, 2001), la inclusión de ambos controladores hará determinante el requerimiento de cálculo se establecerá para los controladores carga MPPT y PWM que estarán en funcionamiento a más de 3800 m.s.n.m.

1.3.2 Justificación económica

En la parte económica tenemos un gran soporte puesto que en la actualidad los costos de inversión son técnicamente viables a pesar de la pandemia vivida y según la Agencia Internacional de Energía Renovables (IRENA, 2020) los costos disminuyeron gracias al incremento de la mejora en la tecnología y al desarrollo creciente de los proyectos fotovoltaicos.

1.3.3 Justificación social

Esta investigación es de gran valor e importancia para la comunidad universitaria debido a que incentivará la investigación de los estudiantes sobre los tipos de sistemas fotovoltaicos autónomos, ya que será en un módulo de prueba a su disposición. Además, al generar dicha investigación se conducirá a más investigaciones en este mismo módulo y futuros proyectos de interés.

1.3.4 Justificación ambiental

Con relación al aspecto ambiental, la aplicación de los sistemas fotovoltaicos autónomos da solvencia energética en los lugares geográficos más profundos de la región Puneña, del Perú y a nivel mundial, por lo que en la mayoría de estos lugares se conserva de manera que el ecosistema no ha sufrido mayores cambios a efectos de la emisión de gases que provocan el calentamiento atmosférico. En este efecto este trabajo de investigación aportará con sus resultados la mejor elección de los equipos que estos comprenden.

CAPITULO II

REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Marco teórico

2.1.1 Energía solar

El sol libera cada hora hacia la Tierra una cantidad de energía superior a la requerida para cubrir las necesidades energéticas del mundo a lo largo de un año completo. La energía solar es el método utilizado con el fin de detener la energía emitida del sol y convertirla en una forma práctica de energía. En la actualidad, la tecnología produce menos de una décima parte del 1% de la demanda mundial de energía (National Geographic, 2010).

2.1.2 Potencia del sol

La cantidad de energía solar que recoge nuestro planeta (externamente) es aproximadamente 173×10^{12} kWh o una energía 15×10^{17} kWh de por año. A su paso por la atmósfera, un aproximado al 53% de la radiación es irradiada y también atraída por el oxígeno, el ozono, el dióxido de carbono, el nitrógeno, el gas de agua, las nubes y polvo. Por lo tanto, al pasar esta radiación por una distancia de 150 millones de km, se reduce esta cantidad y el final planeta recibe energía promedio a 3×10^{17} kW al año, equivalente a 4000 veces el consumo del mundo entero en un año (7×10^{13} kWh/año), lo cual nos indica la enorme potencia del Sol (Nandwani, 2005).

2.2 Definiciones

- a) **La energía solar:** El Sol libera al planeta Tierra más energía de la necesaria, cada hora, con el objetivo de cumplir con las necesidades energéticas del mundo durante 365 días. La tecnología de energía solar sirve para aprovechar la radiación solar y utilizarla. En la actualidad, la tecnología produce menos de una décima parte del 1% de la demanda mundial de energía (National Geographic, 2010).
- b) **Célula fotovoltaica:** Es el elemento esencial en la estructura de los paneles fotovoltaicos, y cuyo rol es el que hace viable la obtención de electricidad por medio de luz del sol. Las células fotovoltaicas son sensibles a la luz, están hechas de un

material semiconductor, silicio en la mayoría de los casos, el cual se excita ante la presencia de radiación (aumento de temperatura) y los electrones pueden fluir del tipo P (positivo) al tipo N (negativo), esto ocasiona un voltaje interno, el cual ante la presencia de una resistencia se produce una corriente (Cieza, 2017).

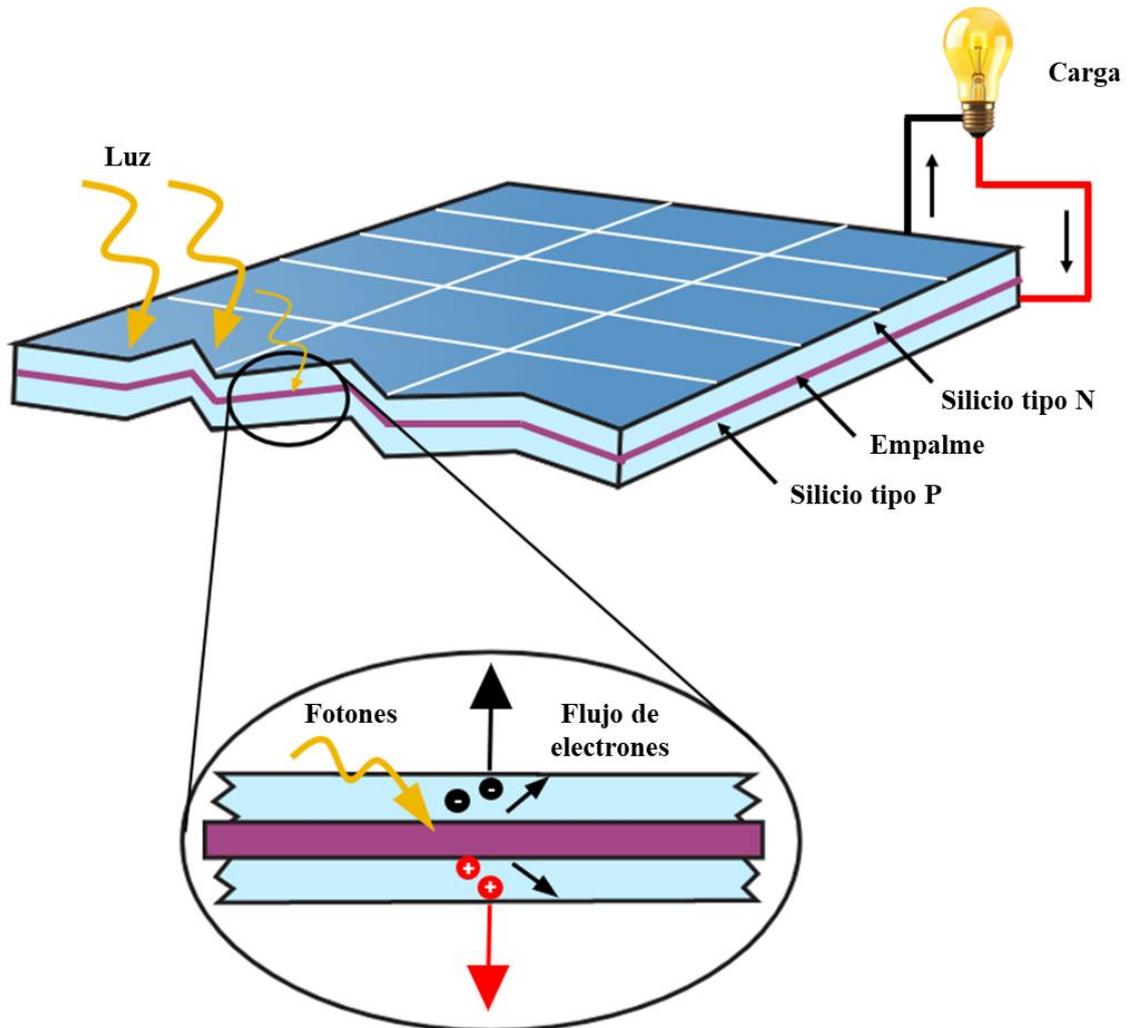


Figura 1. Funcionamiento de una célula fotovoltaica
Nota. Tomado de (Cieza, 2017).

- c) **Módulo fotovoltaico:** Se trata acerca de interconexión de células en paralelo o en serie, se enlaza en serie para poder subir la corriente y en la función paralelo se aumenta la tensión. Al articular un panel fotovoltaico, se tienen compañías que deben tener certificados de alta calidad sobre todo en soldadura. Se utilizan en los metales (buenos conductores) y vidrios (Cieza, 2017).
- d) **Irradiancia:** Es la magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros medida como una potencia instantánea por unidad de superficie, W/m^2 o unidades equivalentes (Cieza, 2017).

- e) **Irradiación:** Es la medida de irradiancia tomada en un intervalo de lapso específico, representando la capacidad recibida por el área y tiempo. Se suele medir en Wh/m^2 o, en caso de un día, en $\text{Wh/m}^2/\text{día}$ o unidades equivalentes (Cieza, 2017).
- f) **Hora solar pico:** En los datos de que se obtiene de dividir la irradiación solar de un día particular por 100, de esto resultan las Horas Solar Pico (HSP). Se puede observar con mayor facilidad que los niveles de radiación solar, que están en kWh/m^2 , son iguales a los resultados obtenidos al considerarlos en Horas Solar Pico (HSP). Las horas sol pico, nos van a ayudar a conocer la energía disponible (Cieza, 2017).

Horas Pico Solar

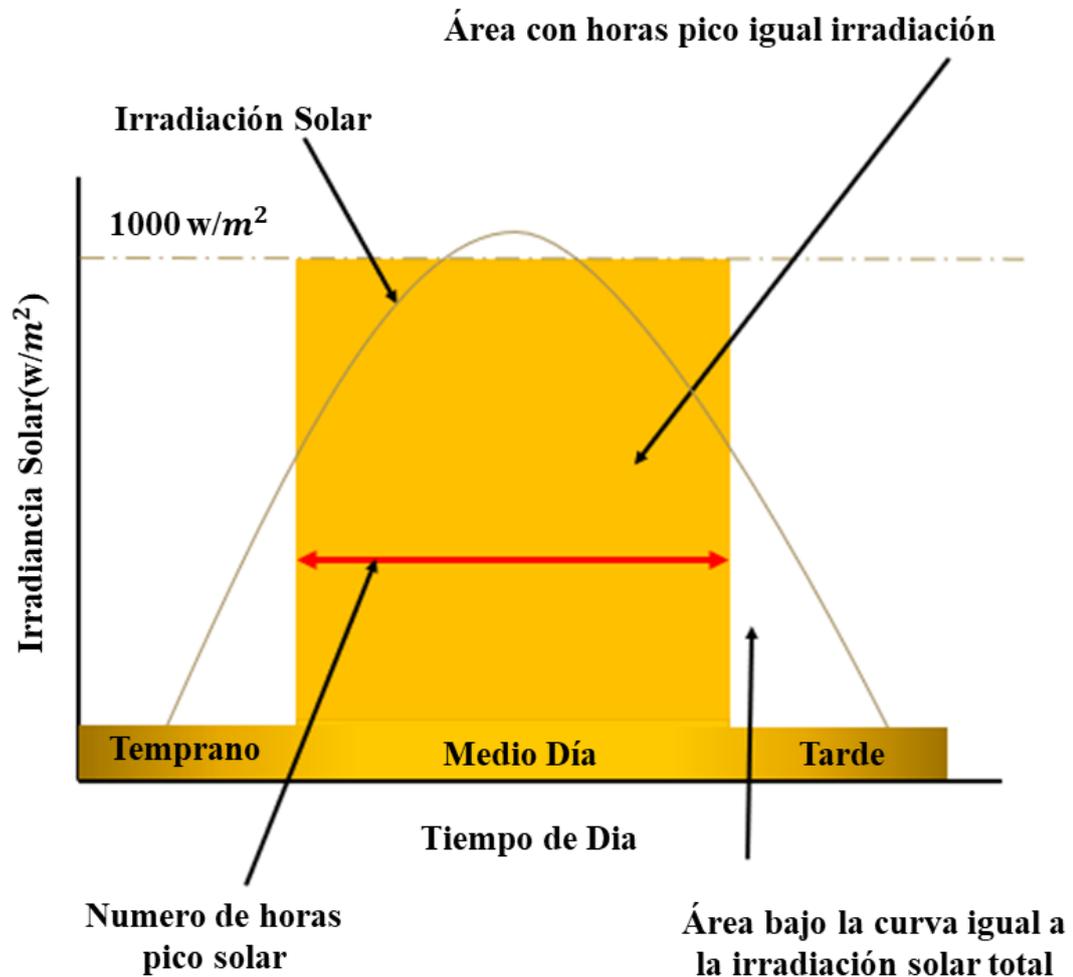


Figura 2. Hora solar pico
Nota. Tomado de (Cieza, 2017).

g) Módulo fotovoltaico: Un módulo fotovoltaico es una asociación de células a las que se protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto (Perpiñán *et al.*, 2012).

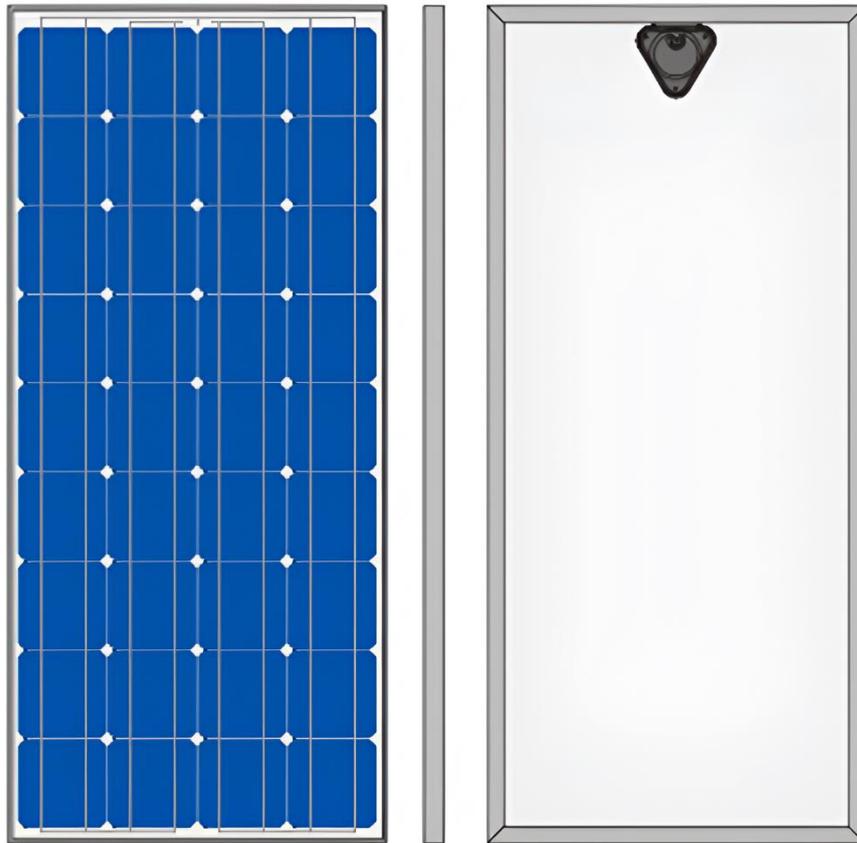


Figura 3. Módulo fotovoltaico
Nota: Tomado de (Artesa, 2010)

h) Granulometría del polvo: Las partículas de polvo, que es un concepto genérico aplicable a toda partícula sólida con diámetro menor a 500 micrómetros. No se incluye la contaminación por acción de seres vivos, como son los desechos generados por la deposición de los pájaros (en algunos casos, esto puede ser un problema). También se excluye el posible deshecho de cuerpos u objetos de mayor tamaño. Por inusual que sea, según los estudios de tamaño de partículas de los informes revisados, el tamaño típico de las partículas depositadas no supera los 50 micrómetros. La gran mayoría son inferiores a 25 micrómetros. Así mismo existen mecanismos tanto de deposición como de desprendimiento de las partículas del polvo, tratándose de un fenómeno enormemente complejo (Nuevo, 2016).

- i) Impacto del ambiente en el performance de sistemas fotovoltaicos:** El rendimiento de los paneles solares se ve severamente afectado por factores internos y externos como las características estructurales, envejecimiento, radiación, sombreado, temperatura, viento, contaminación y limpieza. Cualquier tipo de cambio climático provoca cambios en las radiaciones solares y en la temperatura ambiente, lo que provoca cambios en el rendimiento de salida solar fotovoltaica (Hussain *et al.*, 2017).
- j) Climatología del lugar de estudio:** Ubicado en la ciudad de San Román, departamento de Puno, el centro poblado de Ayabacas cuenta con las siguientes coordenadas geográficas 15°25'30.7" latitud sur y 70.4'28.9" longitud oeste, ubicada a 3832 m.s.n.m. El mes de mayor temperatura es noviembre con 18.8 °C, el mes de mínima temperatura es julio con -7.8 °C y el mes de máxima intensidad de precipitaciones es enero (118 mm/mes); la dirección promedio del viento predominante Las fluctuaciones horarias se modifican anualmente. El viento del oeste dura en el periodo de 4,6 meses del 5 de mayo al 24 de septiembre, mientras que el viento del este prevalece durante 7,4 meses del 24 de septiembre al 5 de mayo. El mes más ventoso en Juliaca es el mes de diciembre con una rapidez promedio del viento por hora de 11,2 km/h. Los meses más seco donde la presencia de polvo es más común son julio y agosto con un promedio de 0,2 días de lluvia; Existe probabilidad de tener solo un día lluvioso durante esos meses según el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI, 2018).

2.2.1 Tipos de Módulos

Según BUN-CA (2002), hay muchos fabricantes y diferentes modelos de placas solares en el ámbito de la energía renovable . De acuerdo con la clase de material con la que están hechos, se pueden clasificar en:

- De silicio monocristalino
- De silicio policristalino
- Módulos amorfos

2.2.2 Baterías

Un acumulador o batería es un dispositivo electroquímico capaz de transformar una energía química en energía eléctrica, la misión principal de una batería dentro de un sistema solar fotovoltaico es la de acumular la energía producida para que pueda ser utilizada en periodos (Méndez & Cuervo, 2011).



Figura 4. Regulador de carga

Nota: Tomado de (COIT, 2002)

Consideraciones para un sistema de acumulación:

- **Descarga de Profundidad:** Este es el umbral máximo de liberación admitido por la batería previamente de aislar el regulador, con el fin de resguardar su tiempo de vida útil. El valor recomendado para este parámetro en baterías estacionarias de plomo-ácido es 0.7
- **Días de Autonomía:** En ausencia de luz solar, el sistema acumulativo puede cumplir con la cantidad de días consecutivos de dispendio sin exceder la mayor hondura de descarga permitida de la batería. El número de días de independencia viables depende de algunas condiciones como las condiciones climatológicas del lugar y el tipo de instalación.

2.2.3 Regulador o controlador de carga

Es un aparato electrónico que gestiona la corriente de carga del módulo a la batería y la corriente de descarga de la batería a las luces y otros equipos eléctricos. Cuando la batería se encuentra cargada, el regulador impedirá la corriente del módulo hacia ella, y si se alcanza el nivel máximo de descarga, el regulador interrumpirá la corriente de la batería a la lámpara y otras cargas (BUN-CA, 2002).



Figura 5. Regulador de carga
Nota: Tomado de (COIT, 2002)

En general, la primera necesidad es evitar la descarga de las baterías sobre los paneles solares, para ello básicamente se emplea un diodo que evite este tránsito de energía en forma inversa.



Figura 6. Esquema eléctrico de un regulador de carga
Nota. Tomado de (Perpiñan *et al.*, 2012)

a) Controlador PWM

Regulan el flujo de energía a la batería reduciendo la corriente gradualmente utilizando la tecnología de modulación de ancho de pulso, trabajan en el punto de trabajo del panel fijado por la tensión del banco de baterías. (Mendez & Cuervo, 2011).

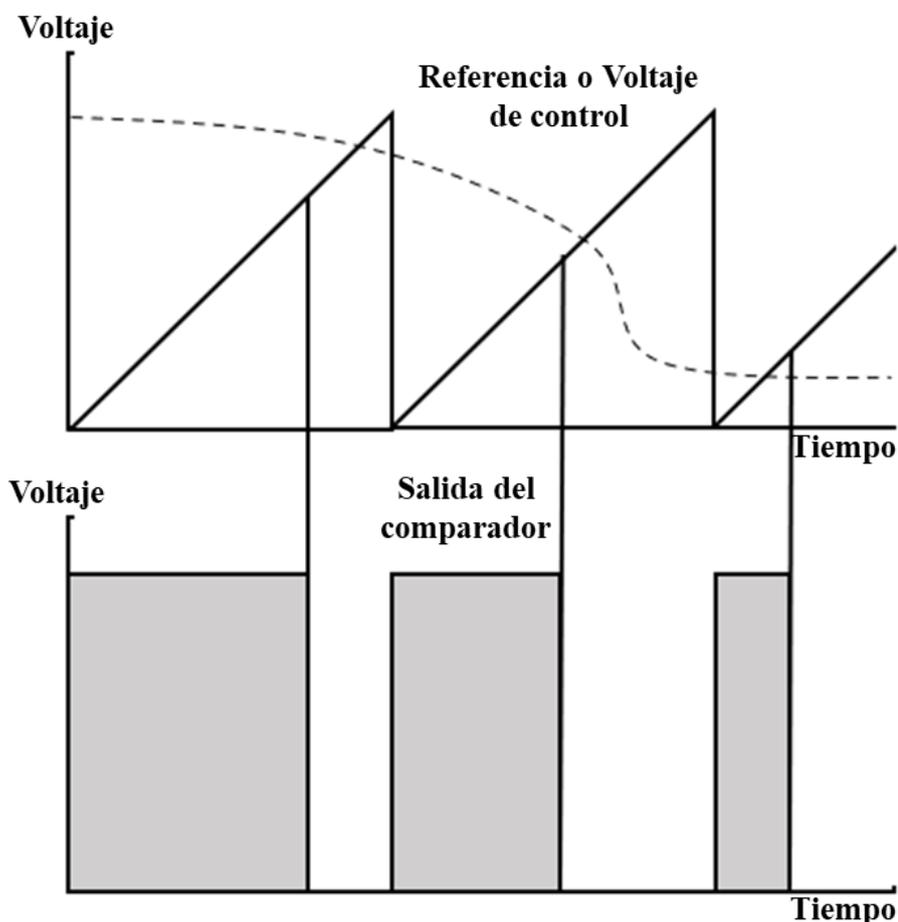


Figura 7. Salida del oscilador - PWM
Nota. Tomado de (Astro Designs, 2002)

b) Controlador MPPT

Son controladores que pueden colocar paneles en serie a un voltaje más alto que el paquete de baterías y rastrear el punto de máxima potencia (MPPT) súper rápido, especialmente en un cielo nublado. Cuando la intensidad de la luz cambia constantemente, el controlador MPPT mejorará y comparará para los controladores de carga PWM, la recolección de energía es tan alta como un 30% y hasta un 10% en comparación con los controladores MPPT más lentos. (Mendez & Cuervo, 2011).

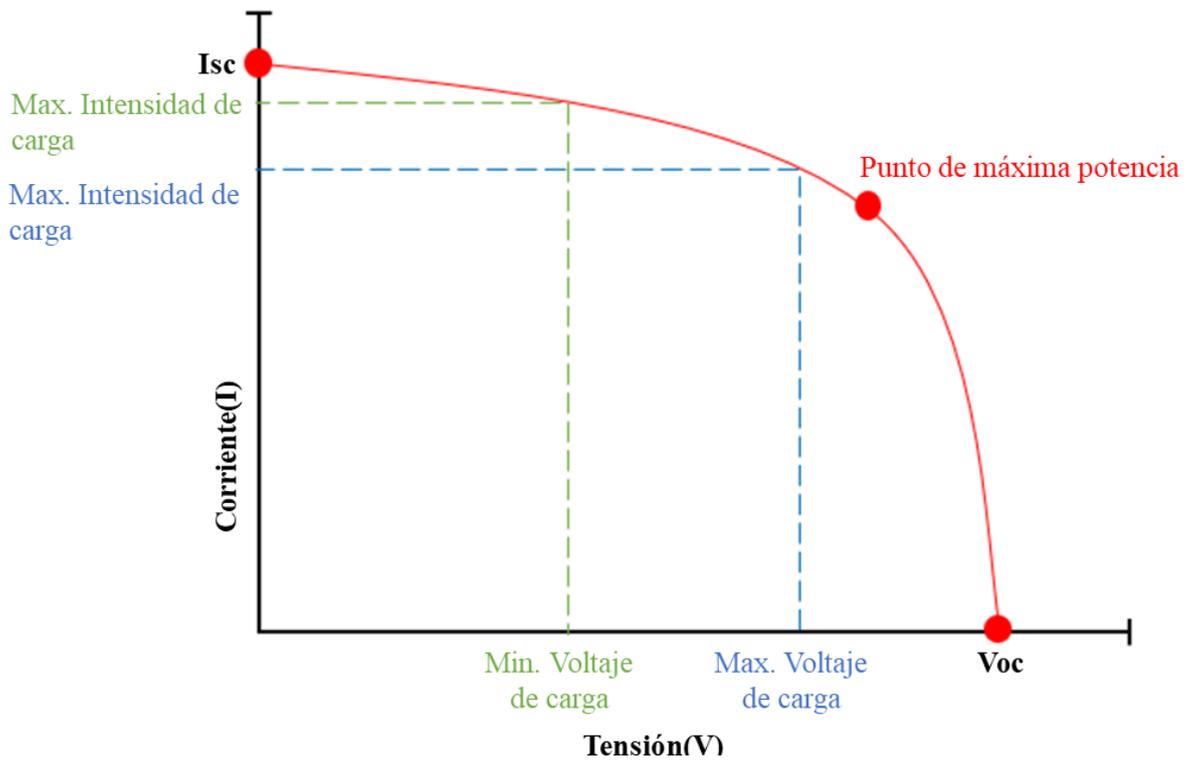


Figura 8. Curva de potencia de un panel solar utilizando un regulador MPPT
 Nota: Tomado de (Sanahuja, 2021)

2.2.4 Inversor

Los inversores de corriente, también llamados convertidores, son dispositivos que transforman la corriente continua en alterna. Se basan en el uso de dispositivos electrónicos que actúan como interruptores que permiten interrumpir y conmutar su polaridad (Mendez & Cuervo, 2011).

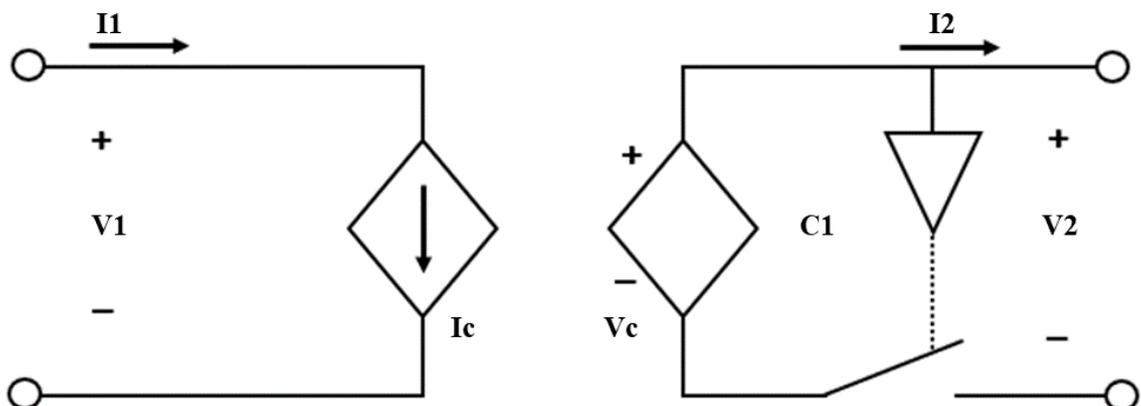


Figura 9. Esquema básico de un inversor
 Nota. Tomado de (Perpiñan et al., 2012)

2.3 Antecedentes de la investigación

En el artículo elaborado por Cañas Obando & Vargas (2016), nos explica los métodos de modelado, simulación e implementación de un sistema fotovoltaico autónomo Fundado en el circuito equivalente de un panel solar, el modelo toma en cuenta la interacción con los componentes del sistema y los parámetros pertinentes ambientales que afectan en su funcionamiento (temperatura ambiente, radiación solar y velocidad del viento). El circuito equivalente se describe en términos diodo, fotocorriente, resistencia en serie y resistencia de unión.

En la ciudad de Arequipa Gómez (2019) nos detalla del caso de su trabajo de tesis con datos recolectado en las instalaciones de la Universidad Nacional de San Agustín. El proposito principal de su estudio fue observar y modelar el rendimiento de un sistema fotovoltaico utilizando datos sobre producción de energía, irradiancia y temperatura de la celda. Esto implica describir con precisión el comportamiento del sistema en condiciones específicas y utilizar esta información para predecir la producción de energía para diferentes niveles de irradiancia y temperatura del módulo fotovoltaico.

Con el fin de describir el sistema bajo ciertas condiciones y aplicar esta información para calcular la energía que el sistema producirá de acuerdo a la irradiancia y la temperatura del módulo. Con el fin principal de este trabajo es determinar y suponer el rendimiento de un sistema fotovoltaico por medio de la potencia generada, irradiancia y la temperatura de la celda..

El artículo que también tomamos referencia de Patiño *et al.* (2013) nos explica sobre Este estudio describe las características y condiciones operativas de un sistema fotovoltaico combinado, diseñado para servir como fuente de energía secundaria para diversos equipos AC considerados como cargas críticas, garantizando una provisión de energía continuo. El sistema fotovoltaico autonomo (SFA) están formados por baterías y módulos.

Un interesante proyecto que se tomó en referencia fue la de la Universidad de Costa Rica, cuyo autor Prado (2008) realizo el diseño de un sistema híbrido de electrificación fotovoltaica, compuesto por un generador fotovoltaico y un motor

generador para proveer el suministro eléctrico para una comunidad con alrededor de 130 viviendas en la Isla Cartí, situada en el Golfo de San Blas en Panamá. Primeramente, se lleva a cabo un estudio acerca de la transformación de energía solar a electricidad mediante celdas solares, que son el dispositivo esencial de los paneles solares utilizados para construir el generador eléctrico fotovoltaico.

2.4 Normatividad

2.4.1 Norma IEC 61724

La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) es una institución de carácter normalizador en las áreas de electrónica, electricidad y la tecnología asociada. Para llegar a su meta, además de otras labores, la Comisión Europea publica Especificaciones Técnicas aprovechables al público (PAS, siglas en inglés), especificaciones técnicas, guías, informes técnicos y Normas Internacionales.

La norma internacional IEC 61724-1 aborda la monitorización del sistema fotovoltaico y El comité técnico 82 de la CEI ha elaborado esta: Sistemas de energía solar fotovoltaica. Esta inicial edición deroga y reemplaza a la edición inicial de la norma IEC 61724 que fue publicada en 1998. La norma IEC 61724-1:2017 define tres clasificaciones clase A, B y C de los sistemas de monitorización en relación del número de variables que deben medirse in situ y de la precisión de la medición. Los sistemas definidos como clase B y C son los que permiten el uso de estimaciones por satélite de las variables meteorológicas.

Tal y como se indica en la Tabla 1, el sistema de monitorización de clase B se sugiere para una valoración básica de la utilidad del sistema fotovoltaico, el expediente de la garantía de rendimiento y el análisis de las mermas del sistema. Por otra parte, se sugiere el sistema de monitorización de clase C para una evaluación básica del rendimiento del sistema.

Tabla 1
Clasificación de los diferentes sistemas de monitorización y sus aplicaciones.

| Aplicaciones típicas | Clase A Precisión básica | Clase B Precisión básica | Clase C Precisión básica |
|--|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Evaluación básica del beneficio del sistema | x | x | x |
| Detalles de la garantía de ejecución | x | x | |
| Evaluación de las pérdidas del sistema | x | x | |
| Evaluación de la red eléctrica | x | | |
| Evaluación del lugar de las fallas de fotovoltaicas con tecnología | x | | |
| Valoración de la tecnología fotovoltaica | x | | |
| Evaluación exacta de la degradación del sistema fotovoltaico | x | | |

Nota. Extraído de EC 61724-1:2017.

Según los parámetros establecidos medidos y requisitos que requiere la regla para cada una de las clases definidas anteriormente, con el objetivo de poner en práctica la caracterización energética de un sistema fotovoltaico, ésta establece que para el sistema de monitorización de clase B deben realizarse mediciones in situ o estimaciones utilizando datos de satélite de la irradiancia en el raso del generador, la irradiancia global horizontal, la irradiancia directa normal e indefinida, la temperatura ambiental y del módulo, la cualidad del viento en términos de velocidad y las precipitaciones. Para el sistema de monitorización de clase C, solamente la irradiancia en el raso del generador y la temperatura ambiental deben medirse in situ o estimarse mediante datos de satélite, como sucede en la clase B para estos parámetros.

Las estimaciones por satélite, se pueden definir como único medio que le permite a un usuario final estimar si su instalación funciona correctamente, puesto que la mayoría de ellos no llevarán a cabo la instalación de estaciones meteorológicas que le permitan obtener, al menos, reseñas de irradiancia global y temperatura del entorno. Es aquí donde el sistema de monitorización de clase C se presenta como fundamental para desarrollar la metodología utilizada en este estudio y alcanzar los objetivos del mismo.

En la Tabla 2, la marca de verificación (✓) hace referencia a un parámetro que debe medirse, necesariamente, in situ. Mientras que el símbolo "E" indica un parámetro que puede estimarse basándose en datos meteorológicos locales o regionales o en datos de satélite, en lugar de medirse in situ.

Tabla 2

Parámetros medidos o estimados de entrada y de salida requeridos para el sistema de monitorización de clase C.

| Parámetro – Entrada | Símbolo | Unidades | Propósito del monitoreo | Requerido Clase C- precisión media |
|----------------------------------|-----------|------------------|--|---|
| Irradiancia en el plano | G_i | W/m ² | Recurso solar | ✓ o E |
| Temperatura ambiente del aire | T_{amb} | °C | Estimación de temperaturas fotovoltaicas | ✓ o E |
| Salida eléctrica | | | | |
| Potencia de salida (AC) | P_{out} | kW | | ✓ |
| Salida de energía | E_{out} | kWh | Salida de energía | ✓ |

Nota. Extraído de EC 61724-1:2017.

2.4.2 Parámetros calculados

La norma IEC 61724:2017-1 establece una sucesión de factores y parámetros de productividad que se valoran comúnmente en intervalos diarios, mensuales o anuales.

En las fórmulas que se detallan a continuación e implican una suma, donde $\tau k \tau$ se refiere a la prolongación del intervalo de medida k -ésimo dentro de un lapso determinado.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Formulación de la hipótesis

3.1.1 Hipótesis general

Por medio del sistema de pruebas fotovoltaico independiente con módulos multicristalinos usando controladores de carga MPPT y PWM, se podrá determinar sus métricas a más de 3800 m.s.n.m.

3.1.2 Hipótesis específicas

- Se diseñará la topología de un sistema de prueba fotovoltaico autónomo con módulos monocristalino y policristalinos a más de 3800 m.s.n.m.
- Se implementará un módulo de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM, a más de 3800 m.s.n.m.
- Las condiciones geográficas y climatológicas influirán directamente proporcional en el comportamiento del sistema de pruebas fotovoltaico con controladores de carga MPPT y PWM, a más de 3800 m.s.n.m.

3.2 Materiales y equipos

3.2.1 Recursos humanos.

- Proyectista
- Personal especializado en el área
- Personal de apoyo

3.2.2 Recursos materiales.

- Controladores de carga
- Controlador Lógico Programable (PLC), con accesorios

- Computadora
- Baterías
- Módulos fotovoltaicos
- Smartshunt
- Cerbo GX
- Tablero
- Focos de 12V

3.2.3 Recursos de software

- Vrm victron
- AutoCAD 2022 – english
- Office excel
- Logo soft

3.3 Lugar de estudio

El trabajo de investigación se ejecutó en el “Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética” (EPIER) de la UNAJ en el centro poblado de Ayabaca, que se encuentra a una altitud superior a los 3800 metros sobre el nivel del mar, en la provincia de San Román, en el departamento de Puno.

Actualmente el módulo de estudio queda ubicado en la parte superior de la infraestructura del “Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética” (EPIER), donde se encuentran varios Sistemas Fotovoltaicos independientes, que tienen el fin de investigación para la comunidad universitaria.

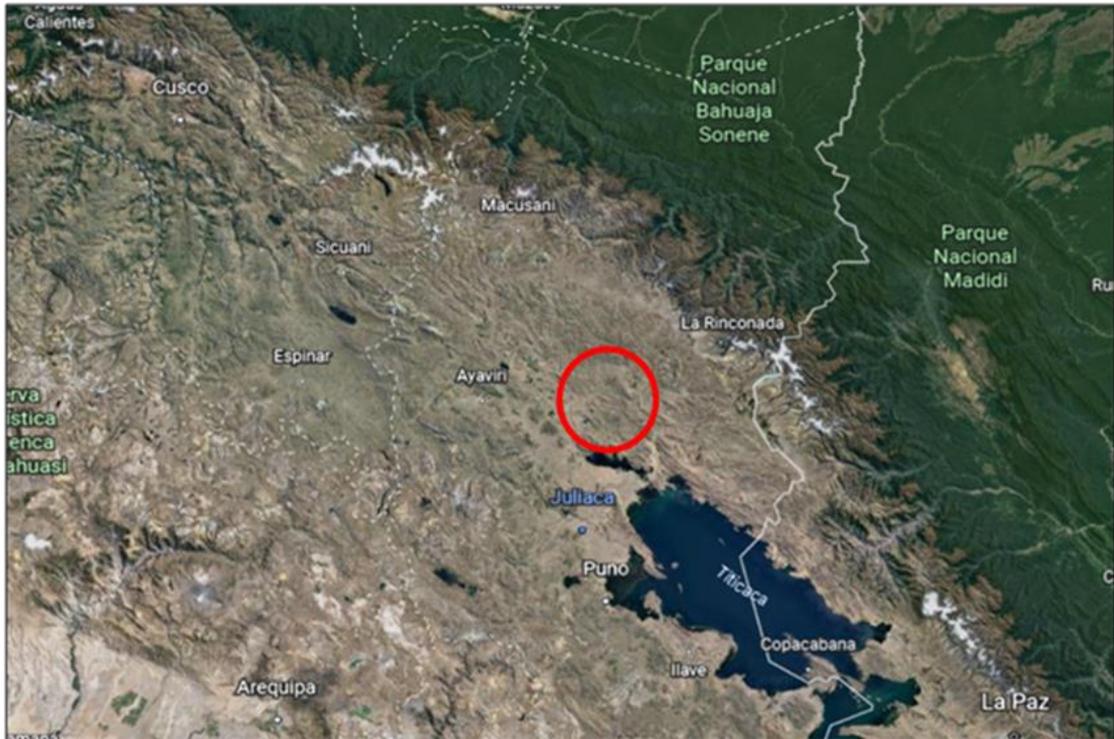


Figura 10. Zona de estudio
Nota. Extraído de (Google Maps).

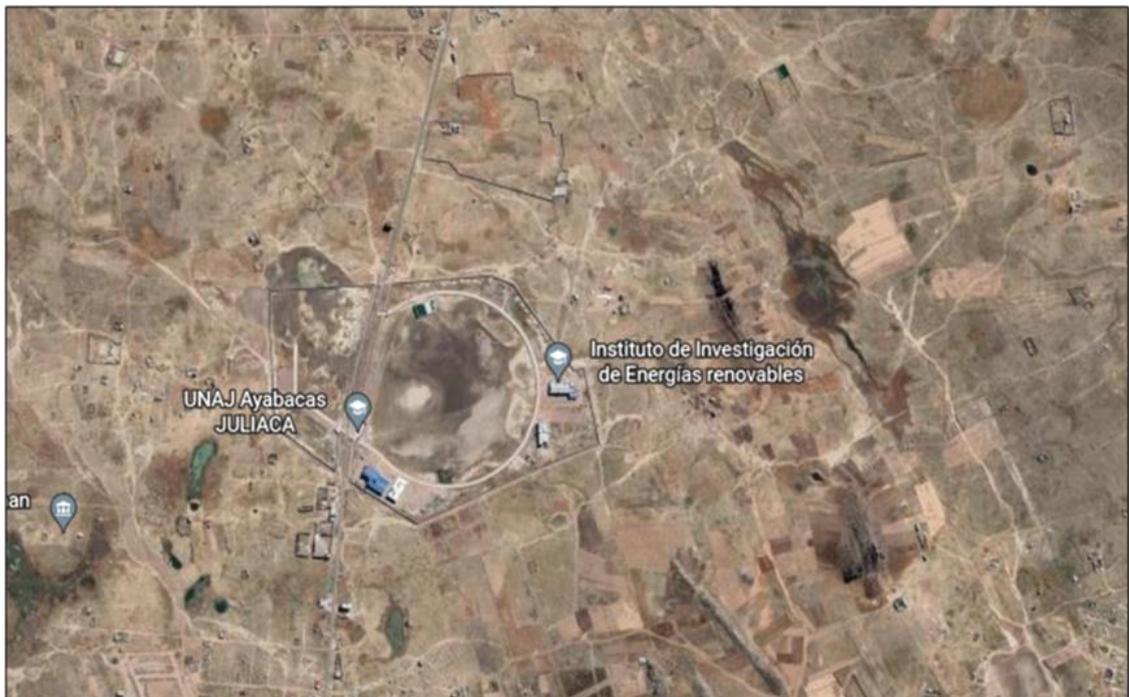


Figura 11. Espacio de estudio
Nota. (Google Earth).



Figura 12. Módulo de pruebas para el presente trabajo de investigación
Nota. Extraído de (Google Earth).

3.4 Población

En el trabajo de investigación se consideró el equipo completo instalado para los sistemas autónomos en discusión con su respectivo instrumental que estaba instalado para el monitoreo y adquisición de datos

3.5 Muestra

Se optó de las variables eléctricas y ambientales que tienen influencia en los sistemas autónomos con diferentes tecnologías fotovoltaicas y distintas tecnologías en relación a los controladores de carga dentro de las cuales las ambientales son: irradiancia, temperatura del ambiente, temperatura del módulo fotovoltaico. Entre las eléctricas tenemos corriente y tensión en lado de corriente continua, corriente y tensión a la salida del controlador y demás parámetros que nos indican la norma IEC-61724 en correspondencia a la valoración de la eficiencia de los sistemas autónomos.

3.6 Módulo pruebas de sistemas fotovoltaicas autónomas.

El módulo mencionado fue instalado por el equipo técnico del EPIER (Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables) y eficiencia energética el mencionado módulo consta de una estructura metálica el cual cuenta con dos grados de libertad en función al giro y a su orientación, con una base para portar cuatro módulos

fotovoltaicos, el cual también contaba con sistemas de adquisición de datos de tensión, corriente, temperatura de los módulos mediante un conjunto instrumental de Controlador Lógico Programable (PLC).

3.6.1 Sistema de módulos fotovoltaicos

El sistema cuenta con cuatro módulos fotovoltaicos con una potencia de 100 W con la particularidad de diferente tecnología como son módulos monocristalinos y policristalinos con la misma marca distribuidos de la siguiente manera:

- Los 4 módulos fotovoltaicos están instalados están direccionados con en función al norte geográfico y una inclinación de 15°.
- Cada módulo tiene o cuenta con su sistema de monitorización es decir que cada uno es un sistema independiente del otro.

Tabla 3
Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico monocristalino de 100W

| Modulo fotovoltaico | Medida |
|--|------------------------|
| Modelo | ODA100-18-M |
| Máxima Potencia Nominal (Pmax) | 100 Wp |
| Tolerancia Potencial (Tol) | 3% |
| Potencia Máxima en Voltaje (Vmp) | 18.30 V |
| Potencia Máxima en Corriente (Vmp) | 5.47 A |
| Circuito Abierto en Tensión (Voc) | 22.42 V |
| Corto Circuito en Corriente (Isc) | 5.99 A |
| Tensión máxima del sistema | 1000 VCD |
| Máxima Distribución de fusibles en serie | 10 A |
| Temperatura de operación | -40°C a +85°C |
| Clase de aplicación | Clase A |
| Tecnología de la célula | Silicio monocristalino |
| Peso (kg.) | 9.00 |
| Dimensiones (mm) | 1130x668x35 |
| Datos de rendimiento técnico registrados en condiciones de prueba estándar (STC) Am=1.5 E=1000 W/m ² TC=25°C | 1130x668x35 |

Nota. Información de la ficha técnica del panel fotovoltaico

Tabla 4
Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico policristalino de 100W

| Modulo fotovoltaico | Medida |
|--|------------------------|
| Modelo | ODA100-18-P |
| Máxima Potencia Nominal (Pmax) | 100 Wp |
| Tolerancia Potencial (Tol) | 3% |
| Potencia Máxima en Voltaje (Vmp) | 18.20 V |
| Potencia Máxima en Corriente (Vmp) | 5.5 A |
| Circuito Abierto en Tensión (Voc) | 21.85 V |
| Corto Circuito en Corriente (Isc) | 5.94 A |
| Tensión máxima del sistema | 1000 VCD |
| Máxima Distribución de fusibles en serie | 10 A |
| Temperatura de operación | -40°C a +85°C |
| Clase de aplicación | Clase A |
| Tecnología de la célula | Silicio policristalino |
| Peso (kg) | 9.00 |
| Dimensiones (mm) | 1130x668x35 |
| Datos de rendimiento técnico registrados en condiciones de prueba estándar (STC) | |
| Am=1.5 E=1000 W/m ² TC=25°C | |

Nota. Información de la ficha técnica del panel fotovoltaico.

3.6.2 Sistema de monitoreo

Para el sistema de monitoreo y almacenamiento de datos que cuenta estos sistemas se utilizó un sensor de temperatura RTD PT100, los cuales están conectados a un Controlador Lógico Programable (PLC) de la marca SIEMENS. Para la toma de datos de tensión y corriente para cada módulo se utilizó un fusible RT 28N para la protección de los módulos fotovoltaicos, de este sistema para la adquisición de datos en

relación a la carga se instaló un controlador de carga, una batería y focos de 12 voltios y 6 amperios los cuales están dispuestos de forma independiente cada uno, sabiendo que son 4 puntos de implementación.

3.7 Metodología de la Investigación

3.7.1 Tipo de Investigación.

Tabla 5
Tipo de investigación

| Tipo | Definición |
|--------------|--|
| Aplicada | El estudio tuvo por propósito aplicar el conocimiento de las condiciones ambientales de nuestra sobre los módulos. |
| Experimental | Se maneja una variable experimental, que es directamente variable en relación a las condiciones ambientales de nuestra región y lugar de estudio, con el objeto se detallara que medida causa una variación a la eficiencia del sistema. |

3.7.2 Método de Investigación

Tabla 6
Metodología de investigación

| Métodos | Definición |
|-------------------------|---|
| Empírico de observación | Se nota en forma directa el proceder de la variable de investigación. |
| Empírico experimental | Se ha creado un diseño experimental que obedece en entender la variable de estudio. |

3.8 Metodología para Determinar las métricas de un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con módulos multicristalinos utilizando controladores de carga MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m.

3.8.1 Metodología para diseñar la topología para un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con módulos monocristalinos y policristalinos a más de 3800 m.s.n.m.

Para poder diseñar la topología del sistema de pruebas se tuvo como consideración principal la potencia de los paneles fotovoltaicos existentes los cuales son cuatro de 100 W de potencia y sus características según su ficha técnica.

Como también poder evaluar la eficiencia y generación máxima de los módulos mencionados por sus tecnologías se consideró que los generadores o módulos fotovoltaicos siempre se encuentren en generación es decir que su carga siempre este activa y no se corte el circuito esto para evaluar la generación máxima de los módulos mencionados.

Por lo tanto, la justificación técnica se basa en las siguientes ecuaciones:

Cálculo de número de módulos a instalar:

$$N_{Mod} = \frac{Pot_{ins}}{Pot_{Mod}} \quad (6.1)$$

Donde:

N_{Mod} : Número de módulos total a instalar (Wp)

Pot_{ins} : Potencia a instalar en Wp

Pot_{Mod} : Potencia del módulo fotovoltaico elegido

Cálculo para el banco de baterías:

La tensión de las baterías debe ser igual a la tensión del sistema. Asu vez se va a dimensionar con la habilidad para manejar toda la demanda.

$$Cap_{Bat} = \frac{Cons_{gen} \left(\frac{Ah}{día} \right) * d_{aut}}{P_{des}(\%) * Ef_{Pe}} \quad (6.2)$$

Donde:

Cap_{Bat} : Capacidad requerida del banco de baterías en Ah

$Cons_{gen}$: Consumo general en Ah/día

d_{aut} : Autonomía de días

P_{des} : Descarga de la batería - profundidad

Ef_{Pe} : Eficiencia de conversión y conducción

Cálculo de numero de batería en paralelo

$$N_{Bat\ paralelo} = \frac{Cap_{Bat}}{Cap\ Nom_{Bat}} \quad (6.3)$$

Donde:

$N_{Bat\ paralelo}$: Número total de batería en paralelo

Cap_{Bat} : Capacidad requerida del banco de baterías en Ah

$Cap\ Nom_{Bat}$: Capacidad Nominal de baterías en Ah

Cálculo de numero de batería en serie

$$N_{Bat\ serie} = \frac{Volt_{Sist}}{Volt\ Nom_{Bat}} \quad (6.4)$$

Donde:

$N_{Bat\ Serie}$: Número total de batería en serie

$Volt_{Bat}$: Voltaje del sistema

$Volt\ Nom_{Bat}$: Voltaje Nominal de la batería

Cálculo de total del banco de baterías

$$N_{total\ Bat} = N_{Bat\ paralelo} * N_{Bat\ serie} \quad (6.5)$$

Donde:

$N_{total\ Bat}$: Número total de baterías

$N_{Bat\ paralelo}$: Número total de batería en paralelo

$N_{Bat\ serie}$: Número total de batería en serie

Dimensionamiento para controladores MPPT

Para la selección del controlador MPPT, se basa en la ficha técnica del fabricante:

Inicialmente calculamos la demanda

$$Cons_{carga} \left(\frac{Ah}{día} \right) = \frac{\frac{Wh}{E_f Inversor}}{Voltaje del sistema} \quad (6.6)$$

$$Cons_{gen} = \frac{\frac{Wh}{día}}{E_f del inversor(\%)} \quad (6.7)$$

$$E_f = \text{perdida por conducción} * \text{Dereator factor} * \text{autoconsumo inversor} \quad (6.8)$$

$$\text{Potencia a instalar} = \frac{\text{Consumo General}}{E_f \text{ total}(\%)*HSP} \quad (6.9)$$

Donde:

$Cons_{gen}$: Consumo general en Wh/día

$Cons_{carga}$: Consumo de carga en amperios hora/día

HSP : Hora solar Pico

$$\# \text{ Modulos} = \frac{\text{Potencia a instalar}}{\text{Potencia del modulo}} \quad (6.10)$$

Para la selección del controlador MPPT, se base en la ficha técnica del fabricante:

En cuanto al controlador MPPT, se analizan dos parámetros específicos: corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto. Luego, con el fin de determinar correctamente el tamaño del SFA, se deben cumplir las ecuaciones 6.8 y 6.9.

$$MPPT > I_{sc} * N^{\circ} \text{paneles en paralelo} \quad (6.11)$$

Dónde:

- MPPT: punto de máxima potencia (A).
- I_{sc} : Corto circuito en corriente (A).

$$V_{max} > V_{oc} * N^{\circ} \text{paneles en serie} \quad (6.12)$$

Dónde:

- V_{max} : máxima tensión de entrada (V).
- V_{oc} : voltaje de circuito abierto (V).

Para la selección del controlador MPPT, se basará en la ficha técnica del fabricante.

$$N_{Serie} = \frac{V_{max\ cont}}{V_{oc\ mod}} \quad (6.13)$$

Donde:

N_{Serie} : Número de módulos en serie

$V_{max\ cont}$: Voltaje máximo que soporta en controlador en circuito abierto

$V_{oc\ mod}$: Voltaje de circuito abierto del módulo

$$N_{Paralelo} = \frac{I_{max\ cont}}{I_{sc\ mod}} \quad (6.14)$$

Donde:

$N_{Paralelo}$: Número de módulos en serie

$I_{max\ cont}$: Corriente máxima que soporta en controlador en circuito abierto

$I_{sc\ mod}$: Corriente de circuito cerrado del módulo

Dimensionamiento para controladores PWM

Para el controlador PWM, definiremos el voltaje del sistema de PWM 12Vdc o 24Vdc y calculamos la capacidad necesaria requerida:

$$\text{Consumo de carga} \left(\frac{Ah}{\text{día}} \right) = \frac{Wh}{\text{Voltaje del sistema}} \quad (6.15)$$

$$E_f = \text{Perdidas po conducción} * \text{Dereator factor} \quad (6.16)$$

$$N_{\text{Paralelo}} = \frac{\text{Consumo} \left(\frac{\text{Ah}}{\text{día}} \right)}{\text{Produccion modulo Imp. (A)} * \text{HSP} * \text{Ef}} \quad (6.17)$$

Donde:

Produccion modulo Imp. (A) : Intensidad MP

HSP : Hora solar pico

Ef : Eficiencia del panel

$$N_{\text{serie}} = \frac{\text{Voltaje sistema}}{\text{Voltaje nominal}} \quad (6.18)$$

$$\text{Potencia del sistema} = P(\text{wp}) * \# \text{serie} * \# \text{paralelo} \quad (6.19)$$

Calculo para el inversor

En este apartado se propondrá que solamente se utilice la corriente en DC por lo que la implementación del inversor no se optaría por la demanda económica y la finalidad del proyecto que existe en la adquisición de un inversor de corriente. Para la estimación de la potencia, se determina la potencia total de los equipos

$$Pot_{\text{Inv}} = \frac{Pot_{\text{total}} * F_s}{Ef_{\text{inv}}} \quad (6.20)$$

Donde:

Pot_{Inv} : Potencia del inversor

Pot_{total} : Total de potencia de los equipos (W)

F_s : Factor de seguridad

Ef_{inv} : Eficiencia del inversor

3.8.2 Metodología para implementar un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m.

Para poder implementar un sistema de pruebas para los cuatro sistemas fotovoltaicos autónomos se consideró utilizar la tecnología en la línea de victron

teniendo en cuenta que ya existe un instrumental de Logo (P.L.C.), para adquisición de los indicadores eléctricos a la salida del controlador y la salida de los acumuladores se optó por los siguientes equipos y accesorios para poder obtener un Sistema de Pruebas Fotovoltaico:

- * Dos controladores de carga de tipo MPPT 75/10 Victron.



Figura 13. Controlador de carga solar MPPT 75/15

Tabla 7
Controlador de carga solar MPPT 75/15

| Controlador de carga | Medida |
|-----------------------------------|-------------------------------|
| Modelo | 75/10 |
| Tensión de la batería | 12/24 V |
| Corriente nominal | 10 A |
| Potencia F.V. nominal 12V | 145W |
| Máxima corriente de circuito F.V. | 13 A |
| Carga automática de desconexión | SI |
| Circuito abierto de tensión | 75 V |
| Máxima Eficiencia | 98 % |
| Tensión de carga de "absorción" | 12V:25mA |
| Tensión de carga de "flotación" | 13.8 V/(ajustable) |
| Corriente de carga continua | 15 A |
| Desconexión de carga | 11.1V/o algoritmo |
| Reconexión de carga | 13.1/o algoritmo |
| Dimensiones (mm) | 100x113x40 |
| Peso | 0.5 Kg |
| Seguridad | EN/IEC62109-1,UL1741,CSAC22.2 |

- Dos controladores de carga de tipo PWM BLUE SOLAR.



Figura 14. Dos controladores de carga de tipo PWM blue solar charge controller LCD-USB 12/24/10ª Victron.

Tabla 8

Controladores de carga de tipo PWM blue solar charge controller LCD-USB
12/24/10A victron

| Controlador de carga | Medida |
|------------------------------------|-------------------------------|
| Modelo | 12/24/10A |
| Tensión de la batería | 12/24 V |
| Corriente nominal | 10 A |
| Tensión F.V. nominal 12V | 28/55 V |
| Desconexión automática de la carga | SI |
| Protección | Inv. Polaridad/fusible |
| Tensión de carga de "flotación" | 13.7 V/(ajustable) |
| Tensión de carga de "absorción" | 14.4/(ajustable) |
| Desconexión de carga | 11.2V/o algoritmo |
| Reconexión de carga | 12.6/o algoritmo |
| Dimensiones (mm) | 96x169x36 |
| Peso | 0.15Kg |
| Seguridad | EN/IEC62109-1,UL1741,CSAC22.2 |

- Dos derivadores de baterías inteligente.



Figura 15. Dos derivadores de baterías inteligente Smartshunt de 500A/50mV

Tabla 9
Derivadores de baterías inteligente Smartshunt de 500A/50Mv

| Derivador de batería | Smart shunt |
|--|-------------------------|
| Modelo | 500A |
| Tensión de alimentación | 6.5-70VCC |
| Consumo de corriente | Menor a 1 A |
| Rango de tensión a la batería | 6.5 – 70VCC |
| Capacidad de la batería (Ah) | 1 – 999 Ah |
| Rango de temperatura de trabajo | -40 +50°C (-40 – 12 °F) |
| Mide la tensión de una segunda batería | SI |
| Rango de medición de Temperatura | -20 + 50°C |
| Puerto de comunicación | SI |
| Precisión de corriente | +/-0.01A |
| Precisión de tensión | +/- 0.01° |
| Precisión de Ah | 0.01Ah |
| Seguridad | EN 60335-1 |

- Un Cerbo GX, monitor de sistemas fotovoltaicos.



Figura 16. Cerbo GX, monitorización de paneles y del sistema

En la figura 16, es un centro de monitoreo que nos permite tener el control de su sistema en todo momento y desde cualquier espacio, donde se puede controlar el estado de la batería, el gasto, la captación de energía de los módulos fotovoltaicos y este poderlo monitorear por su aplicativo de VRM de victron.0

Por lo que para el presente estudio se empleó el accesorio denominado, cable VE direct para poder comunicar los controladores de carga como los smartshunt y de esta manera poder contar con el sistema de prueba fotovoltaica en sistemas autónomos.

3.8.3 Metodología para determinar el comportamiento del sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m.

Para poder representar los parámetros geográficos como los climatológicos en el desempeño de cada sistema se utilizó para justificarlas la norma IEC-61724. Puesto que estos parámetros climatológicos son directamente proporcionales a los parámetros eléctricos en relación a los módulos fotovoltaicos los cuales se representan en las siguientes ecuaciones:

Primero la irradiación en el plano (H_i en Wh/m^2) se calcula mediante la sumatoria de la irradiancia incidente en el plano (G_i, k en W/m^2) de la siguiente manera:

$$H_i = \sum_k G_k \times \tau_k \quad (1)$$

La energía en lado continuo (E_A en Wh) se calcula con la ecuación:

$$E_A = \sum_k P_{A,k} \times \tau_k \quad (2)$$

Donde $P_{A, k}$ (W) es el k-ésimo registro de valor de entrada de potencia en corriente continua.

Segundo la regla instituye que el beneficio energético del conjunto (módulo) fotovoltaico (Y_A en $Wh \cdot W^{-1}$) es reseña en relación A la generación de energía en corriente continua del sistema por cada kW de capacidad instalada nominalmente:

$$Y_A = \frac{E_A}{P_0} \quad (3)$$

Donde P_0 equivale a la potencia pico del módulo.

La eficiencia promedio del arreglo en un intervalo de turno se define de esta manera:

$$\eta_A = \frac{E_A}{H_i \times A_a} \quad (4)$$

Donde A_a representa el área efectiva del arreglo (módulo fotovoltaico), en relación de acuerdo a lo definido por sus bordes externos.

Para poder determinar la eficiencia de los controladores de carga se utilizó la siguiente ecuación.

$$\eta_{cont} = \frac{E_{entbat}}{E_{Mod}} \times 100 \quad (5)$$

$$\eta_{bat} = \frac{E_{salbat}}{E_{entcont}} \times 100 \quad (6)$$

Donde:

η_{bat} : eficiencia de la batería.

E_{salbat} : energía de salida a las cargas.

$E_{entcont}$: energía entregada por el controlador de carga.

Para determina la eficiencia del sistema en conjunto se consideró las perdidas por captura, conductores, etc. y tener una eficiencia total del sistema como también las eficiencias de cada componente.

3.8.4 Recursos computacionales

El equipo de adquisición de datos para el actual estudio contaba con el sistema de PLC. Por medio de este monitorea los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico como también lo parámetros ambientales los cuales se almacenan en un formato de CSV el cual se procesa según menciona la norma IEC-61724, Como también cuenta con el sistema de VRM de VICTRON en cual por los equipos implementados de la misma línea se puede monitorear los parámetros eléctricos del controlador de carga,

batería, y carga los cuales se pueden descargar de la del portal VICTRON VRM en formato de csv para su posterior procesamiento de los datos, este sistema de monitoreo permite poder identificar y seleccionar los parámetros que se quieren obtener información como también se almacena en una tarjeta SD card en forma física en relación a la adquisición de datos. Con el fin de graficar los datos y procesamiento de estos se manejó el software Microsoft Excel.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Resultados del diseño de la topología para los sistemas de pruebas fotovoltaico autónomo con módulos monocristalinos y policristalinos utilizando controladores de carga MPPT y PWM a más de 3800 m.s.n.m.

El presente trabajo de investigación como se describió antes de su ejecución contaba con cuatro módulos fotovoltaicos de 100W de potencia con dos tipos de tecnologías, monocristalinos y los policristalinos de la marca OSDA los cuales se describen según su ficha técnica en el capítulo de métodos. Por lo que se optó con el criterio obteniendo el siguiente diagrama que se muestra en el anexo 1.

Por lo que se sabe en base a las siguientes ecuaciones se determinó el controlador de carga de tipo MPPT adecuado.

$$Cons_{carga} \left(\frac{Ah}{dia} \right) = \frac{\frac{Wh}{Ef \text{ Inversor}}}{\text{Voltaje del sistema}}$$

Donde se Obtiene la constante de carga (A):

$$Cons_{carga} \left(\frac{Ah}{dia} \right) = \frac{\frac{216 Wh}{1}}{12V}$$

$$Cons_{carga} \left(\frac{Ah}{dia} \right) = 18 Wh/v$$

Donde se Obtiene la constante de generación (A):

$$Cons_{gen} = \frac{\frac{Wh}{dia}}{Ef \text{ del inversor}(\%)}$$

$$Cons_{gen} = \frac{216 wh}{100\%}$$

Se considero 100% a la eficiencia del inversor puesto que no se da en el presente caso. Por lo que se requiere un controlador de carga con tensión de 12 V y una corriente de carga como de descarga de 20 A

$$Cap_{Bat} = \frac{Cons_{gen} \left(\frac{Ah}{día} \right) * d_{aut}}{P_{des}(\%) * Ef_{Pe}}$$

$$Cap_{Bat} = \frac{8 \left(\frac{Ah}{día} \right) * 1_{aut}}{70_{des}(\%) * 1_{Pe}} Cap_{Bat} = 11.42 Ah$$

4.2 Resultados de Implementar un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM para determinar sus métricas a más de 3800 m.s.n.m.

El sistema de pruebas fotovoltaico se ejecutó con la tecnología de Victron el que cuenta con el equipo de adquisición de datos denominado Cerbo GX, este nos permite contar con un interfaz denominado VRM VICTRON, este se detalla en seguida:

En la figura 17, se expone el portal de VRM de Victron, este cuenta con un aplicativo para todos los dispositivos como ANDROID, WINDOWS, APPLE, ETC. Para nuestro trabajo de investigación se desarrolló con el sistema operativo de WINDOWS.

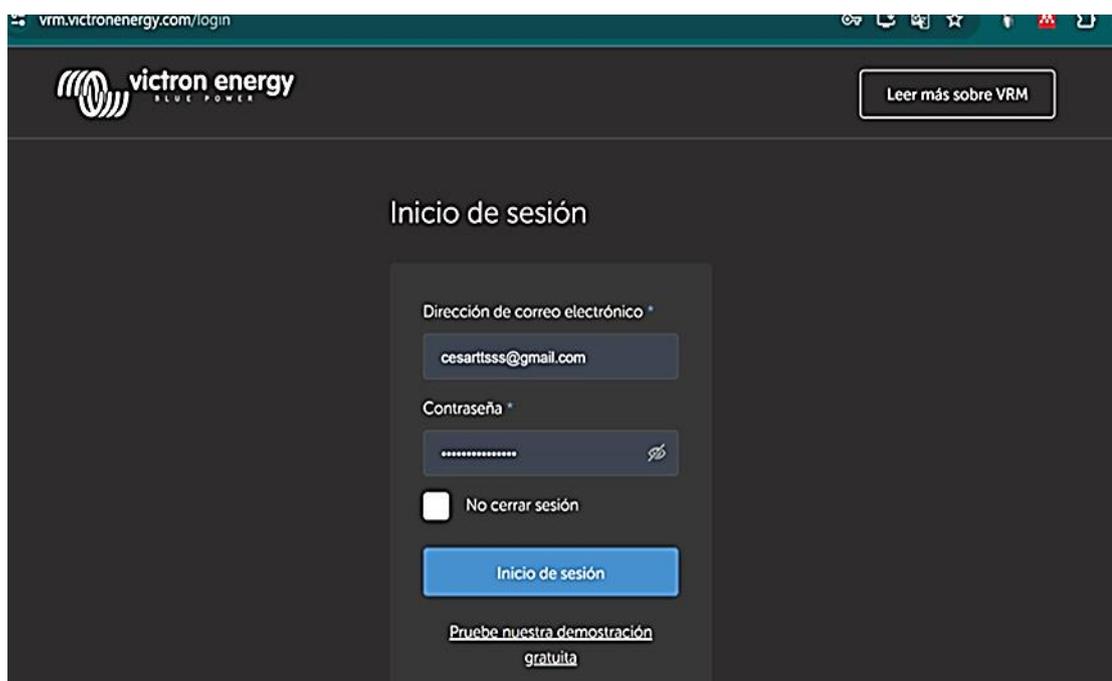


Figura 17. Ingreso al portal Victron

Una vez ingresado los requisitos solicitados en el portal, nos permite el ingreso, En donde nos muestra una diversidad de comandos - controles y un interfaz de resumen de los parámetros principales que se pueden apreciar en la figura 18, propias de un sistema autónomo: con cargas alternas, el estado del acumulador, las condiciones meteorológicas, etc.

Los comandos que muestra son: consola, avanzada, lista de dispositivos, ajustes, consola remota, entre otros los cuales permiten ajustar o configurar.



Figura 18. Pantalla de inicio del sistema de monitoreo y configuraciones

En la figura 19, nos muestra una lista de dispositivos vinculados al Cerbo GX, con las que cuenta la instalación que consta de los siguientes dispositivos mencionados en el capítulo de métodos.



Figura 19. Lista de dispositivos en conexión con el Cerbo Gx

En la figura 20, nos muestra el comando de control remoto donde podemos encontrar las configuraciones principales en relación al tipo de red que se encuentra el periodo de tiempo (se considera según la normativa IEC-61724), que se tomaran los datos que se seleccionen, este comando también se puede obtener vía bluetooth el cual solo permite lo mencionado, mas no la descarga de datos.



Figura 20. Pantalla de control remoto Den el portal Victron

En la figura 21, nos muestra los comandos de control remoto avanzado donde podemos encontrar las ventanas creadas con los datos que se quiere obtener los cuales están con predisposición de configurar según se requiera el trabajo o experimento a realizarse como también el tiempo que se requiere, donde para el presente trabajo de investigación se muestran la figura 22 con las curvas de corriente de los sistemas con el controlador PWM1, en la figura 23 expone la curva de rendimiento del controlador MPPT1, la figura 24 evidencia el rendimiento fotovoltaico, en la figura 25 se observa la curva de corriente y tensión del controlador MPPT 1 Y 2, en la figura 26 se evidencia la curva de tensión y corriente del controlado PWM, la figura 27 expresa la curva de tensión den controlado PWM2, en la figura 28 se muestra el rendimiento fotovoltaico del controlador MPPT2, los cuales se muestran a continuación:

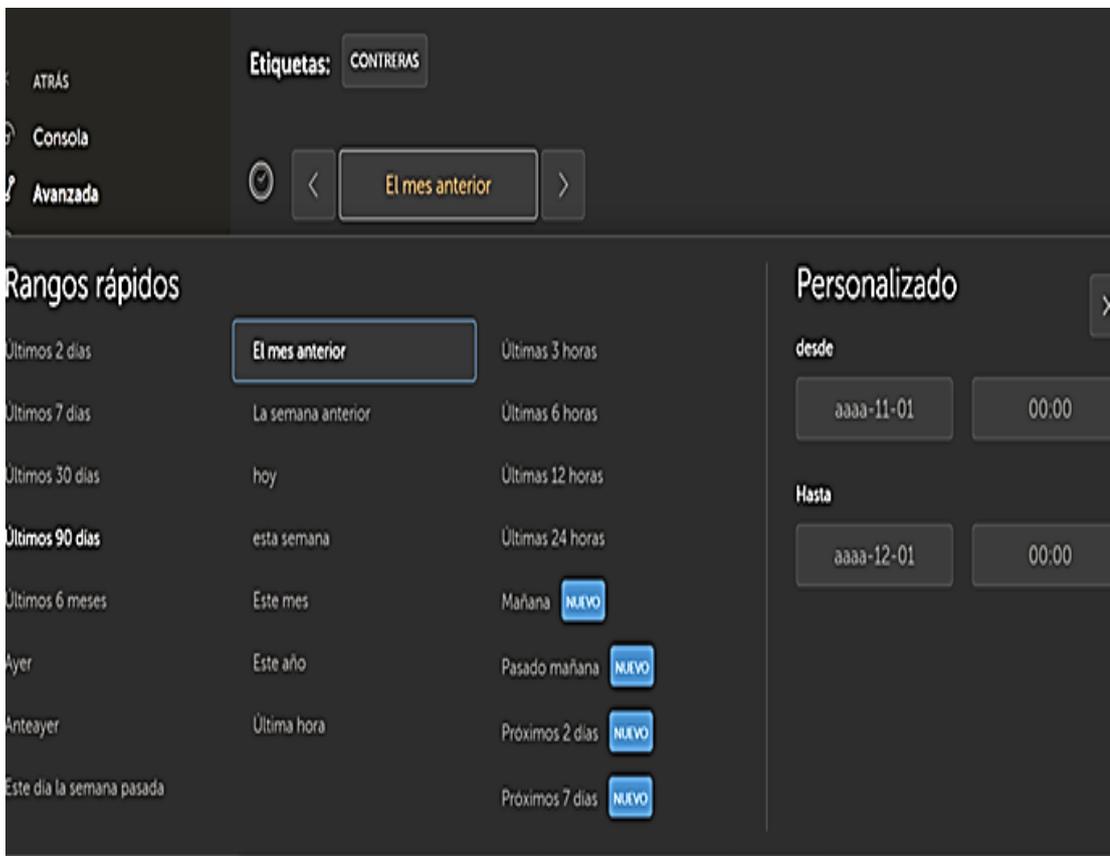


Figura 21. Pantalla de control remoto Den el portal Victron (avanzado)

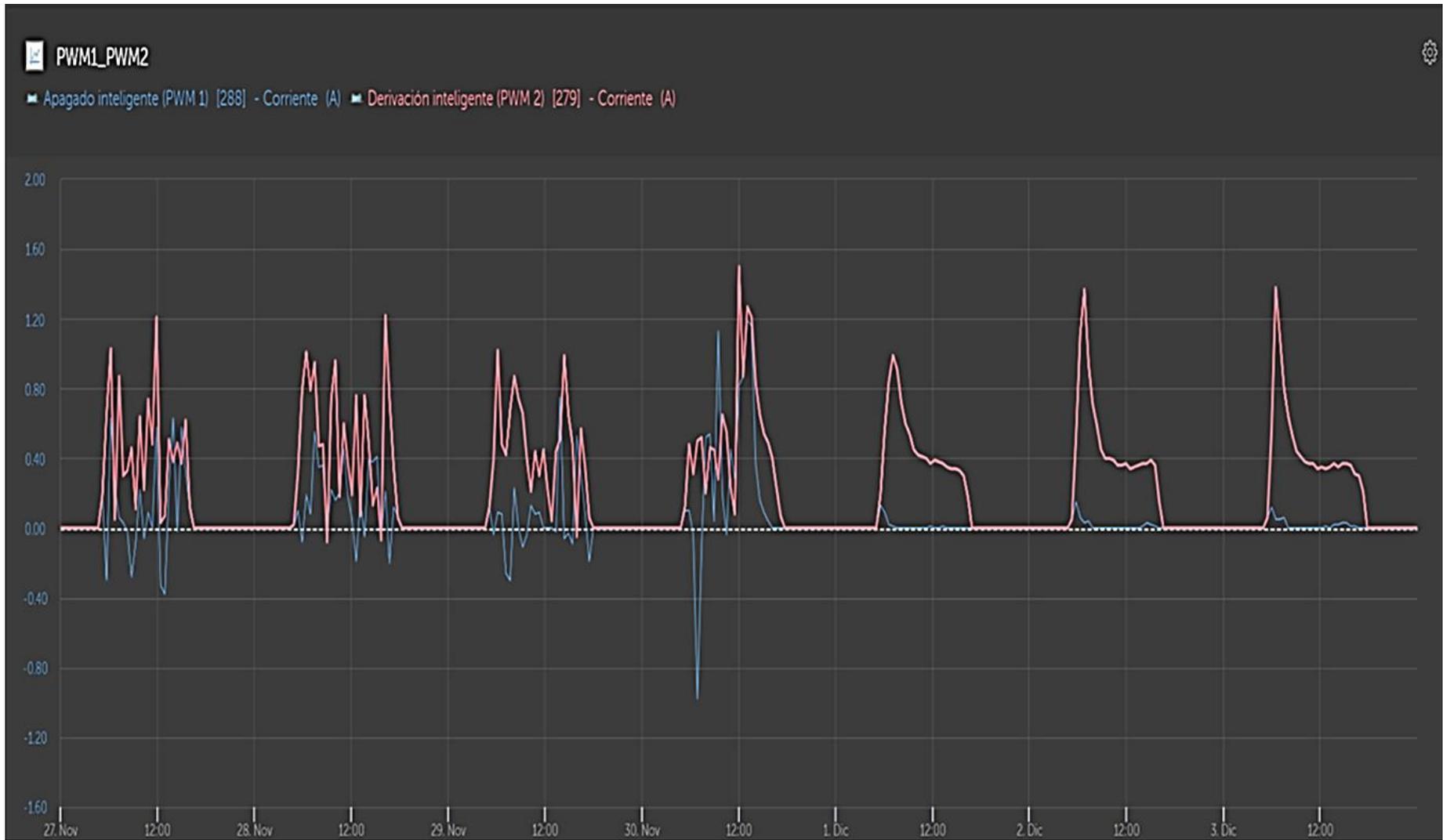


Figura 22. Pantalla de control remoto del portal Victron (curva de corriente de los sistemas con PWM)

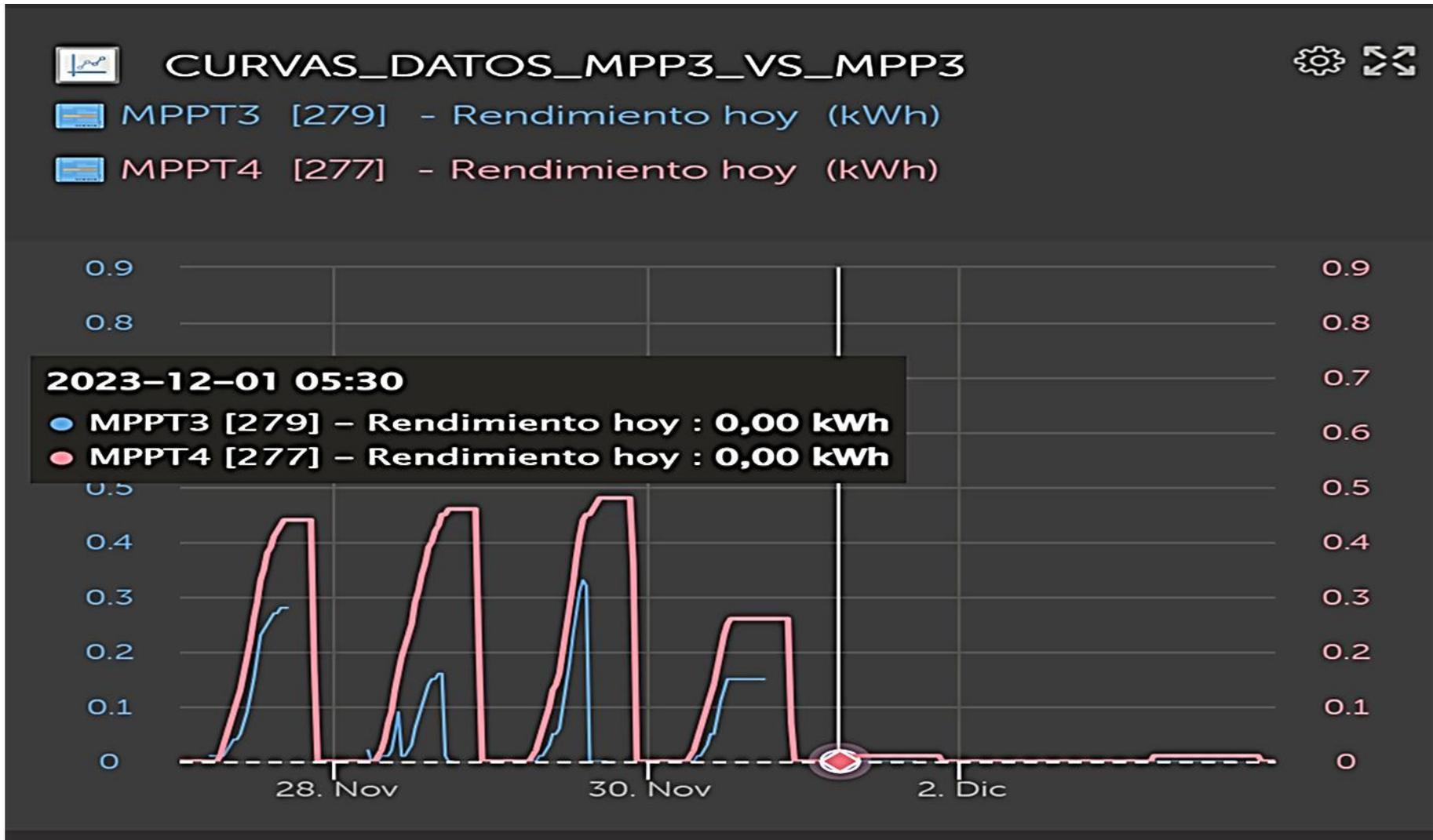


Figura 23. Pantalla de control remoto del portal victron (curva de rendimiento de los controladores MPPT)

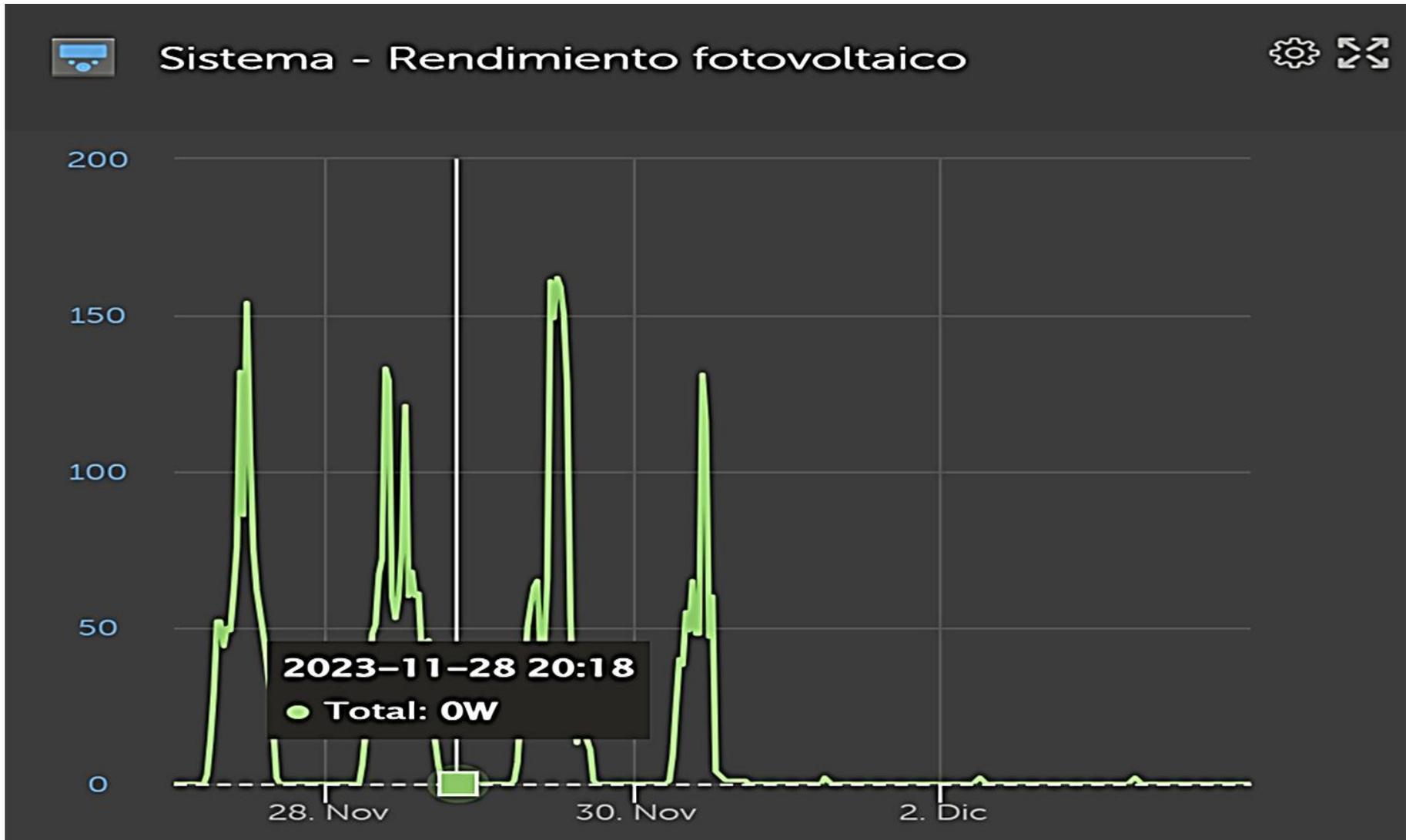


Figura 24. Pantalla de Monitoreo del rendimiento fotovoltaico

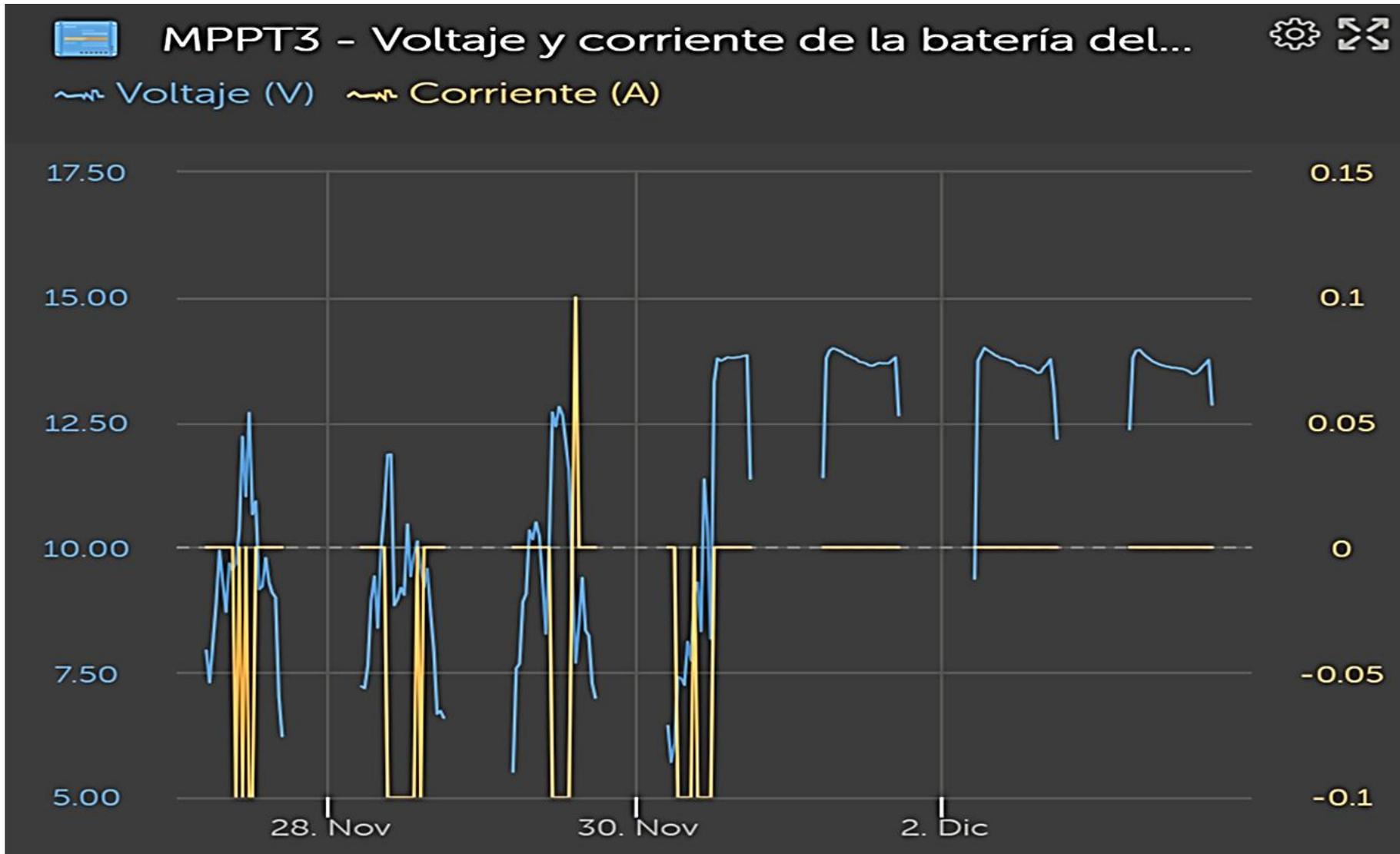


Figura 25. Pantalla de Monitoreo de la tensión y corriente del controlador tipo MPPT

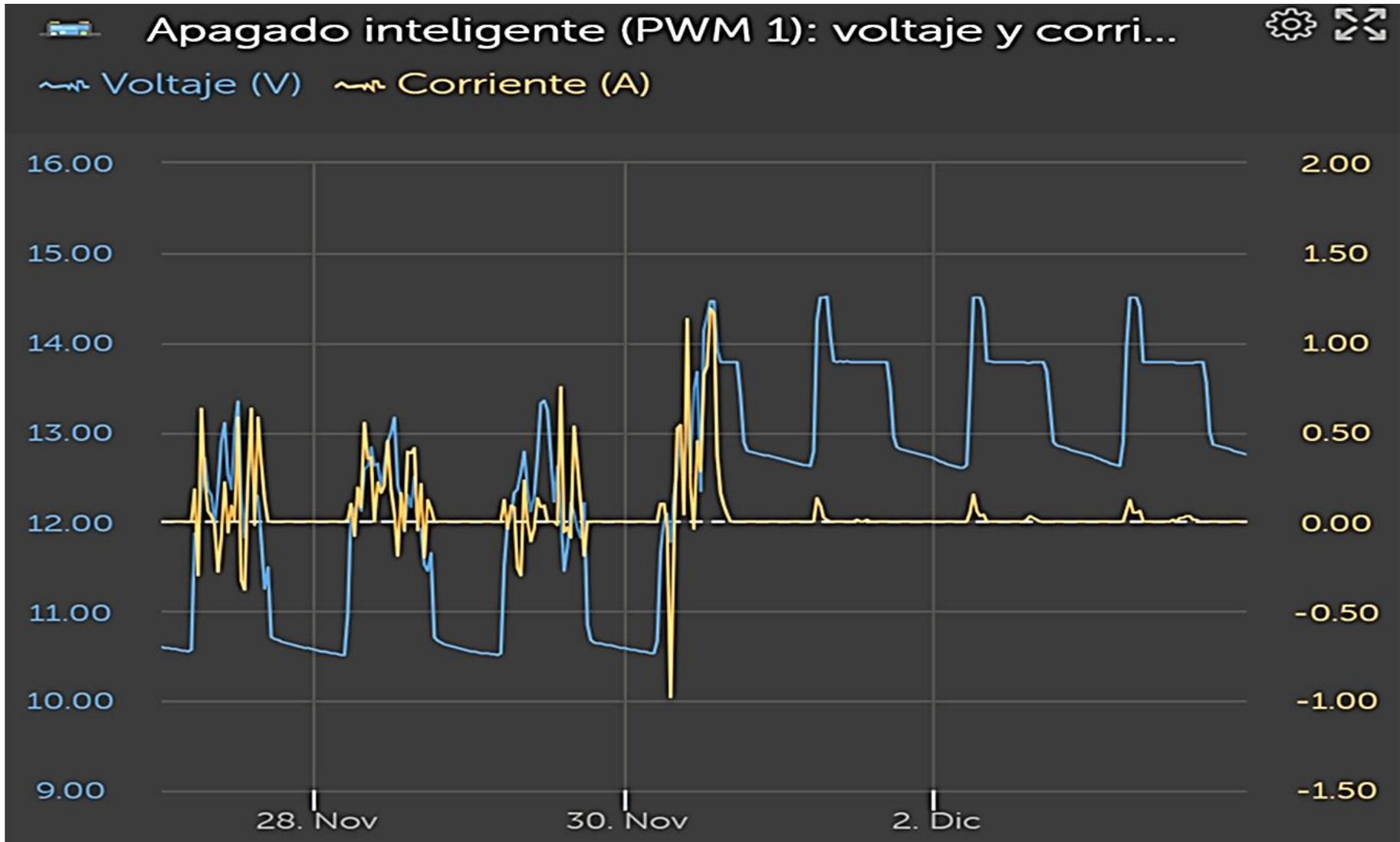


Figura 26. Pantalla de monitoreo de la tensión y corriente del controlador PWM 1

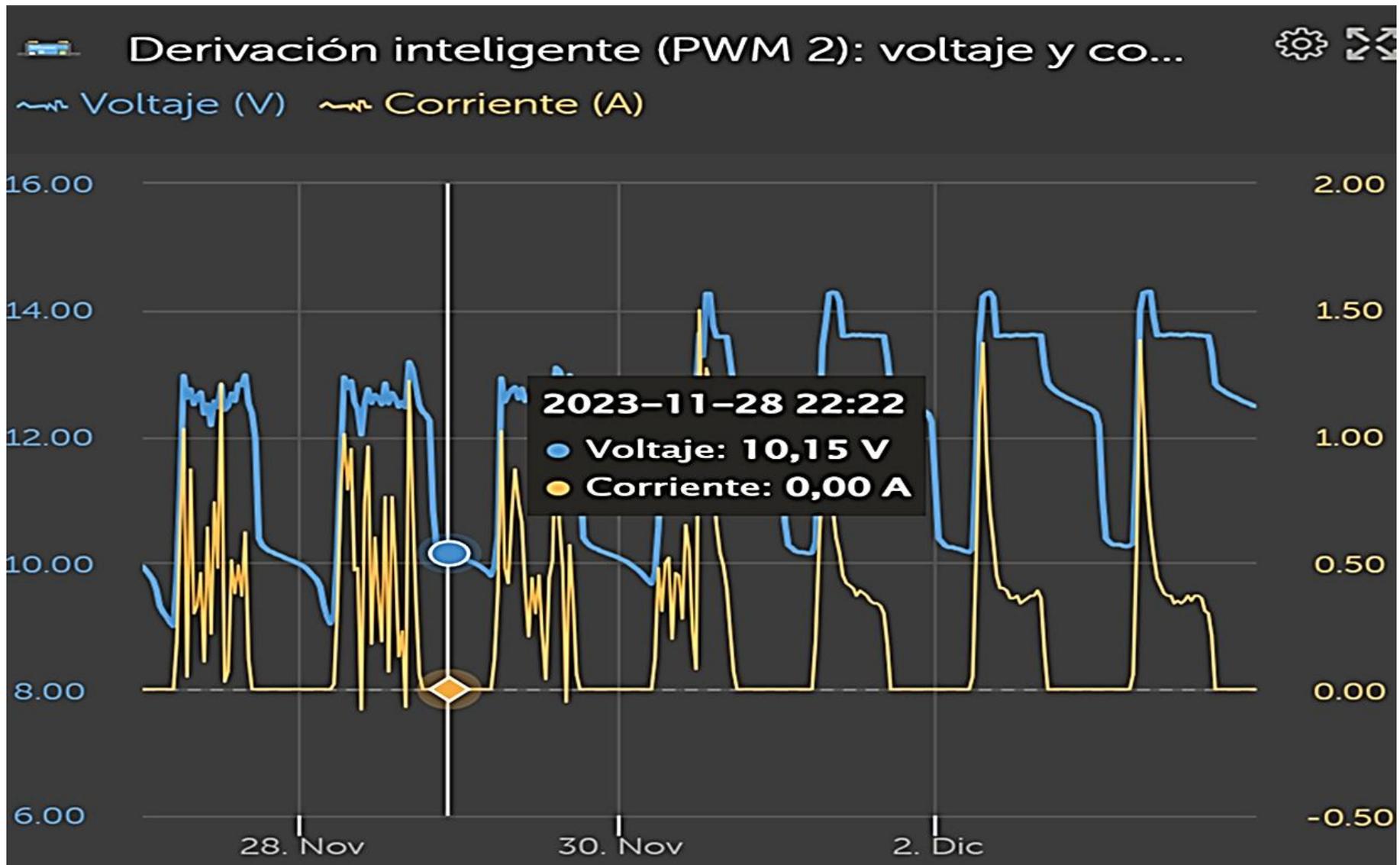


Figura 27. Pantalla de Monitoreo del controlador tipo PWM2

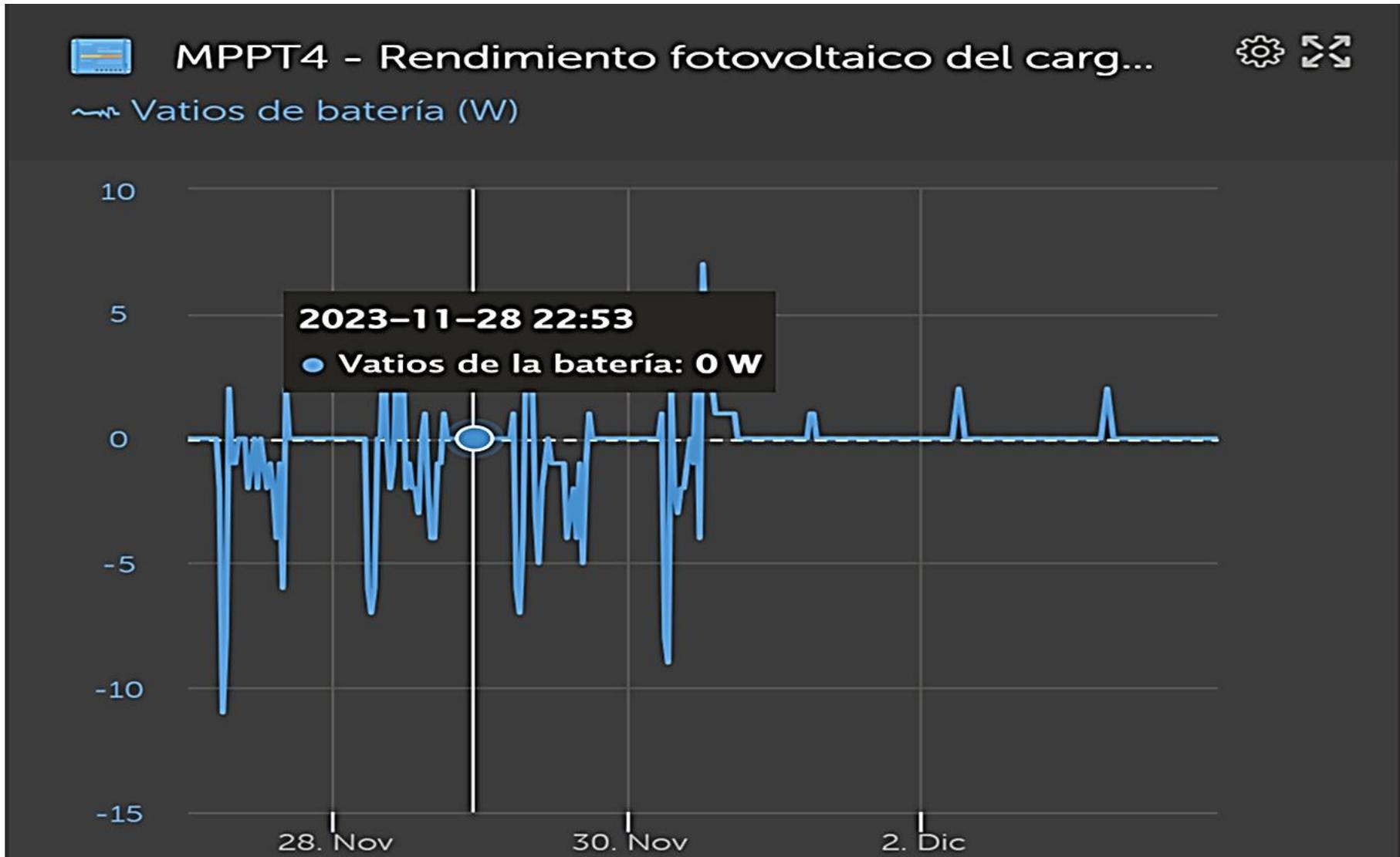


Figura 28. Pantalla de monitoreo del rendimiento fotovoltaico - controlador MPPT2

4.3 Resultados de la determinación de las condiciones geográficas y climatológicas en un sistema de pruebas fotovoltaico autónomo con controladores MPPT y PWM para determinar sus métricas de desempeño a más de 3800 m.s.n.m.

Los parámetros directamente influyentes en los sistemas fotovoltaicos encontradas en las ecuaciones de la norma IEC-61724 son:

- Irradiancia
- Temperatura del ambiente

Por lo que para el presente trabajo de investigación se muestran los promedios mensuales de las temperaturas del ambiente y la irradiación promedio de los meses: junio, julio, agosto, respectivamente en las figuras 29,30, 31, 32, 33, 34.

Donde podemos encontrar en el comportamiento con cambios bruscos de temperatura pese a ser promediados en el mes de junio, pero estas condiciones repercuten en la generación fotovoltaica siendo una de estas los factores climatológicos que favorecen a los sistemas fotovoltaicos autónomos.

En el mes de Julio encontramos una curva más uniforme pero más alta alcanzando casi los 30°C, considerando que esta esta promediada durante todo el mencionado mes, por lo que también es influyente en la generación de los S.F.A.

En el mes de agosto se encuentra una temperatura promedio del mes, mucho más uniforme que los anteriores meses estas por las características de la estación en la que se trabaja el presente trabajo de investigación y el cual repercutirá en la temperatura de los módulos de los S.F.A.

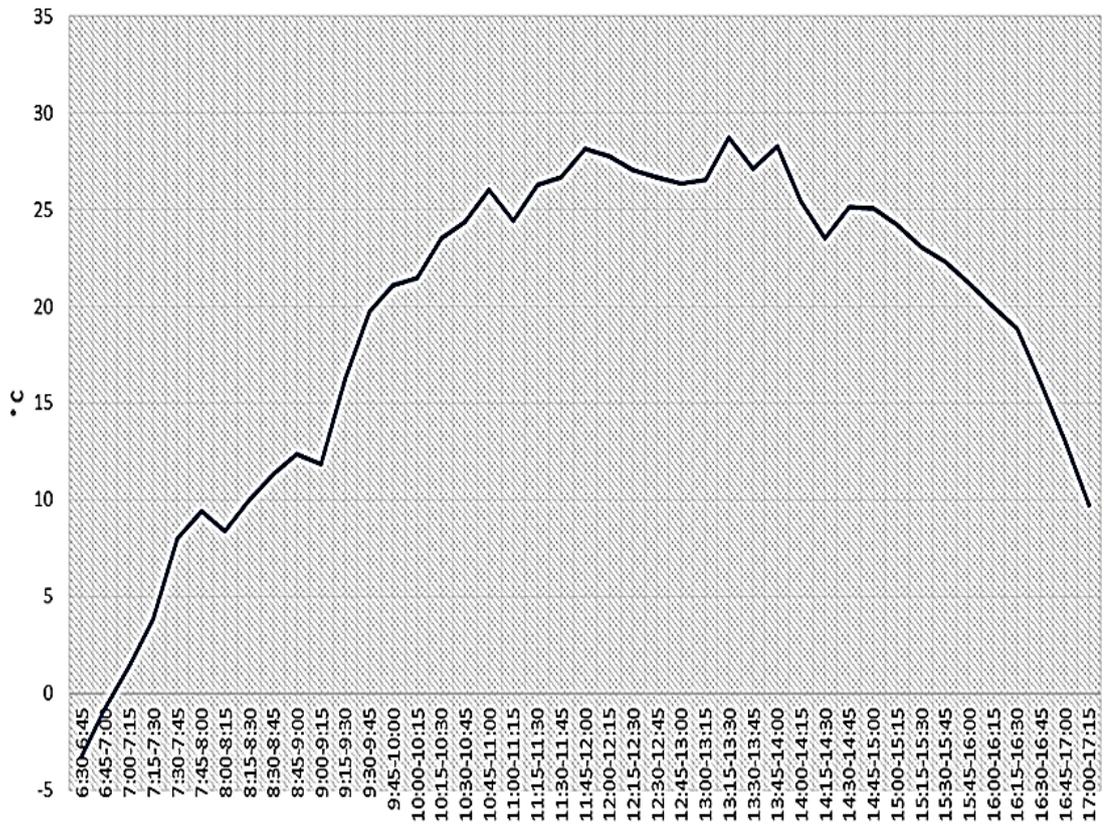


Figura 29. Promedio temperatura del ambiente (junio)

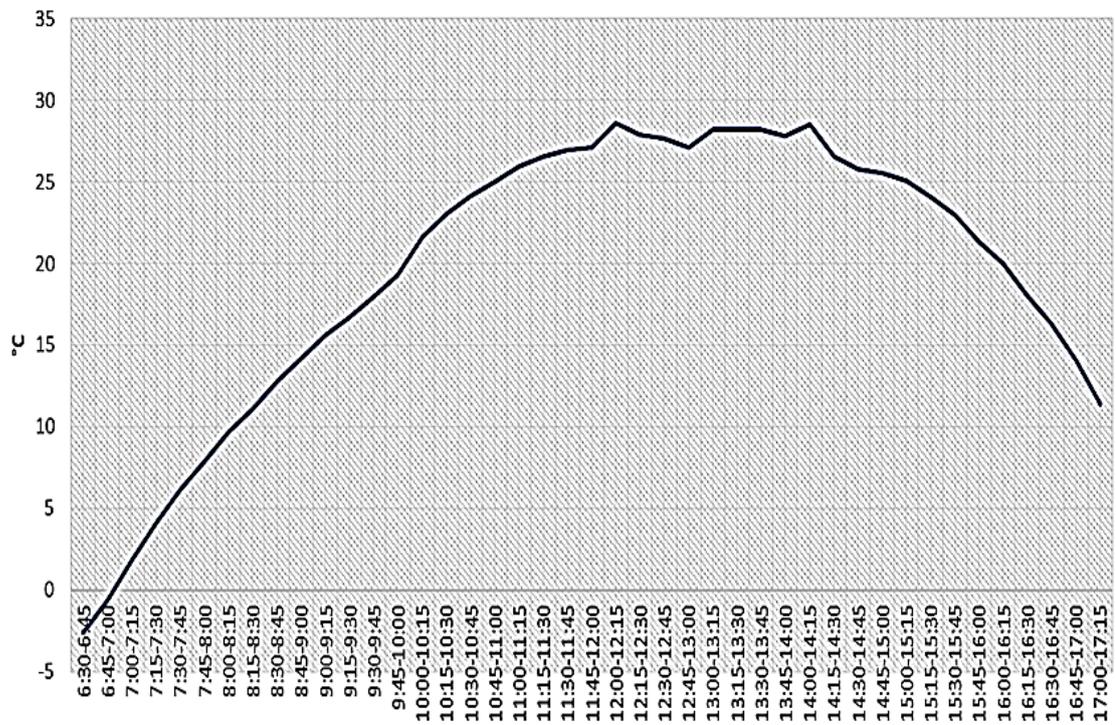


Figura 30. Promedio temperatura del ambiente (julio)

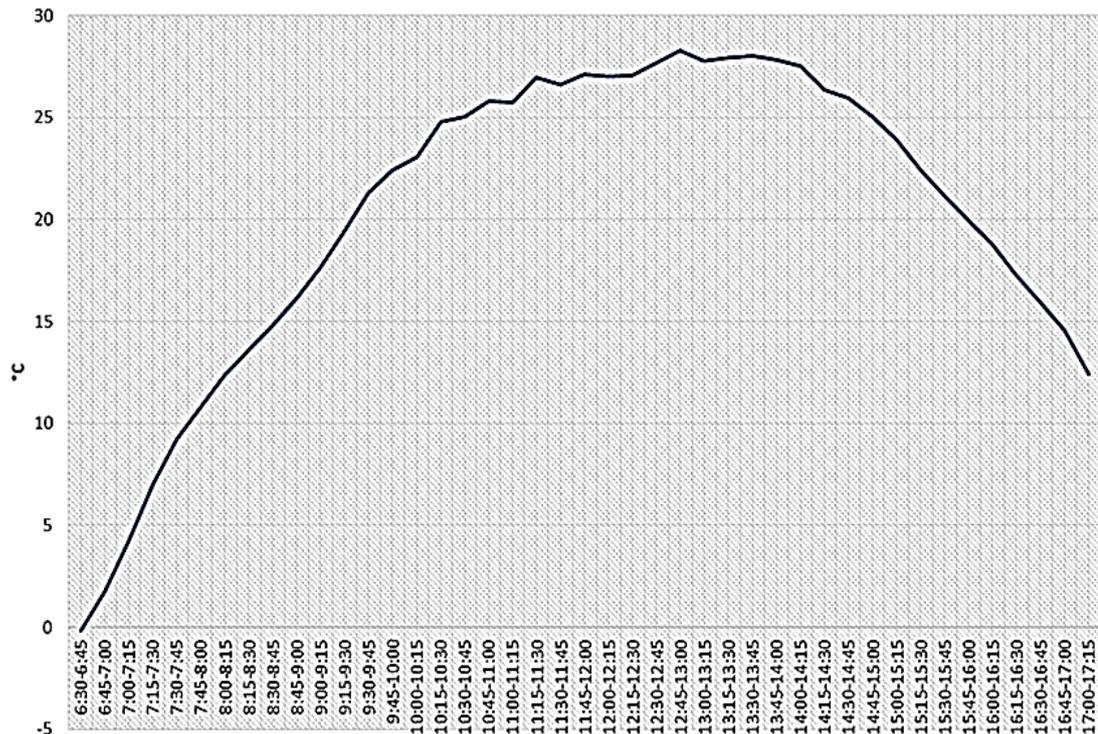


Figura 31. Promedio temperatura del ambiente (agosto)

En el promedio mensual de Irradiancia entre: junio y agosto. Se puede observar que entre los meses de evaluación se encuentra máximos sobre los 1000w/m² los cuales según la norma IEC-61724, son directamente proporcionales a la corriente por ende estos repercutirán en la generación o las potencias máximas de generación, estas por las condiciones ambientales y geográficas en la región de Puno.

Para junio se puede observar que se tiene a partir de las 6:30am una incidencia de 200w/m², y un pico de irradiancia entre las horas de 11:00 am hasta 13:00 pm 146w/m² en promedio esto quiere decir que los picos en un día sobrepasan los 1100w/m², por lo que se reseña que en la región de Puno existe un gran potencial del recurso solar.

Para el mes de Julio encontramos una curva tipo campana que muestra uniformidad en la presencia de la irradiación que en horas de las 6:30am ya existe presencia del recurso en un valor promedio de 180w/m² y los valores máximo promedio en horas de las 11:00am hasta las 13:00 pm, en donde se encuentra valores sobre los 1000w/m², está alcanzando una presencia del mencionado recurso hasta las 17:15 pm horas donde el valor medido es casi nulo.

Para el mes de agosto encontramos una curva no uniforme, con presencia de cambios brusco y presencia del recurso entre las horas del mediodía hasta las 14:00 horas esto se debe a la presencia de interferencias de nubes en el cielo. Por lo que más importante es destacar que en el presente mes la irradiancia alcanzo máximos en promedio de 1100w/m², el mayor dentro los meses de evaluación.

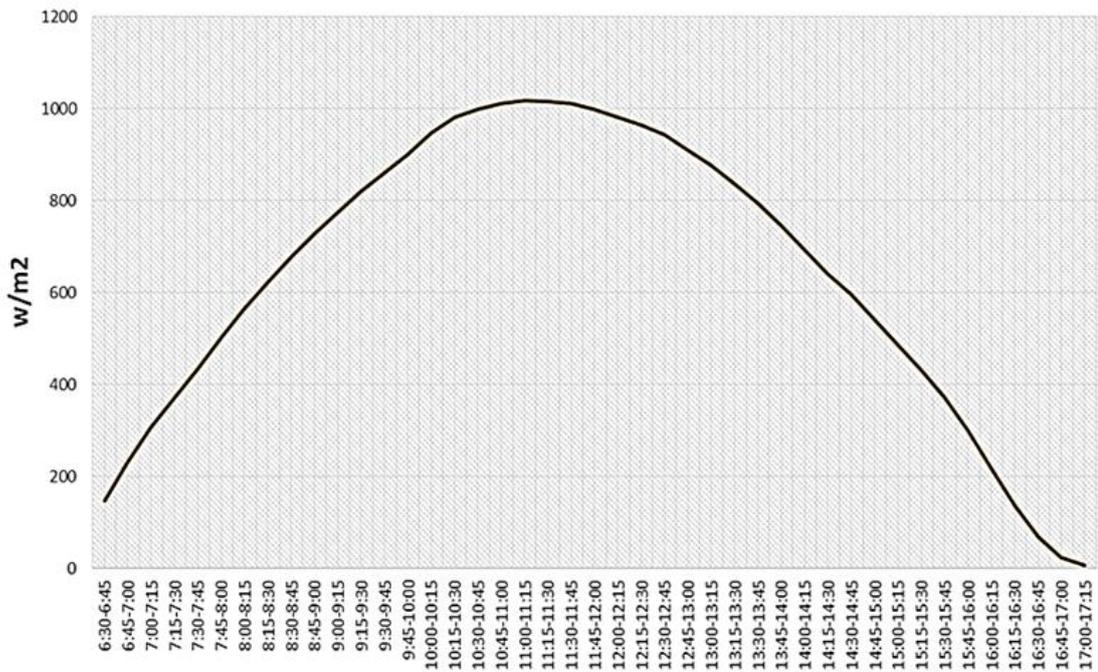


Figura 32. Promedio de irradiación (junio)

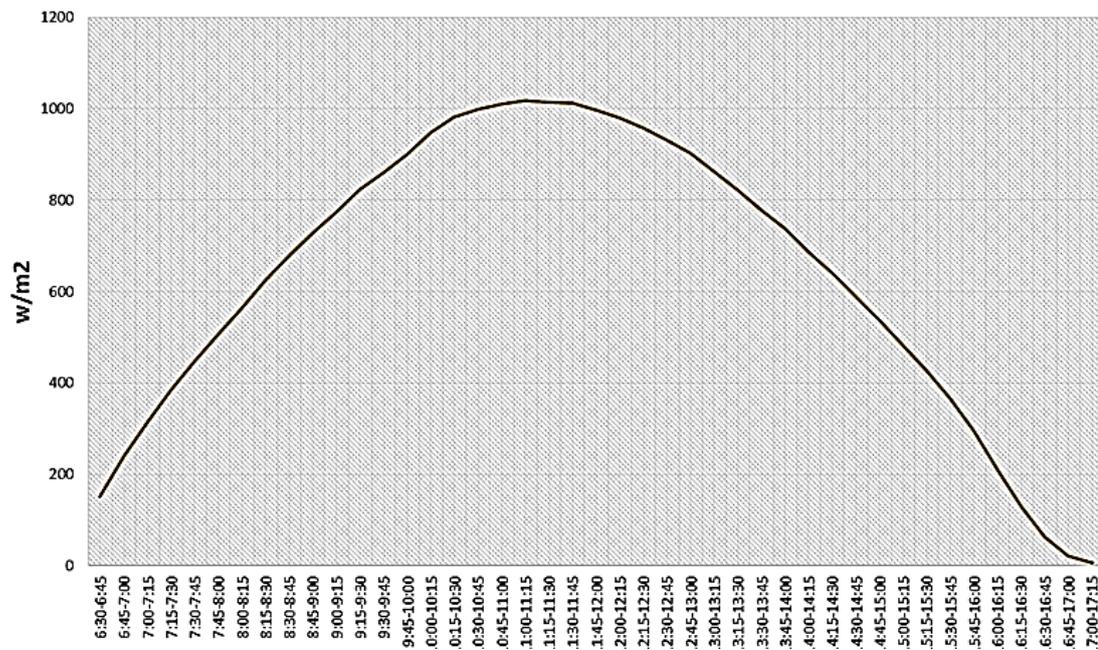


Figura 33. Promedio de irradiación (julio)

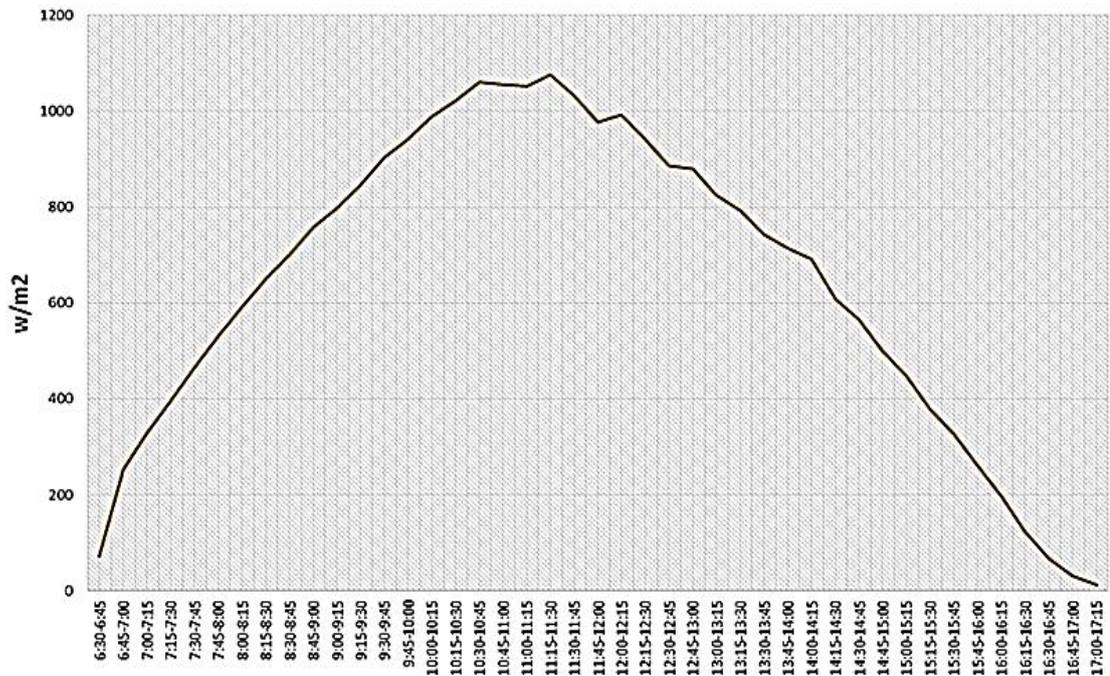


Figura 34. Promedio de irradiación (agosto).

En la figura 35, las curvas promedio de corriente y tensión para los cuatro módulos se evidencia la conducta en referencia la temperatura ambiental y la irradiancia.

En la figura que representa el promedio de tensión y corriente del mes de junio, podemos encontrar que la corriente se comporta de forma directa y en proporción a la irradiancia del mencionado mes, otro aspecto importante de resaltar es que cada curva de corriente respecto al tipo de tecnología que utiliza cada panel podemos resaltar que lidera o alcanza parámetros más atractivos es el módulo fotovoltaico monocristalino con el controlador de tipo MPPT, seguida con el módulo fotovoltaico de tecnología policristalina con el segundo MPPT, ambas curvas mencionadas son las altas alcanzando una corriente mayor a los 6 amperios en el horario de mayor presencia de irradiación.

Los módulos fotovoltaicos policristalino y monocristalino, con los controladores de tipo PWM, se muestra que el módulo fotovoltaico monocristalino alcanzo una corriente cercana a los 6 amperios seguida del módulo fotovoltaico policristalino con una corriente promedio de 5.5 amperios.

Por otro aspecto es importante destacar la curva de tensión. Por ejemplo, el módulo monocristalino con el controlador de tipo MPPT se aprecia ser el más atractivo en el aprovechamiento obteniendo una tensión máxima promedio de 19 V, siendo este un valor muy interesante dada las condiciones ambientales que se indicaron líneas arriba. El módulo fotovoltaico policristalino con el controlador de tipo MPPT, solo alcanzo en promedio 14V.

Para el módulo fotovoltaico monocristalino con el controlado de tipo PWM, alcanzo un a tensión promedio de 18V, seguida del módulo policristalino que alcanzo una tensión promedio 13 V.

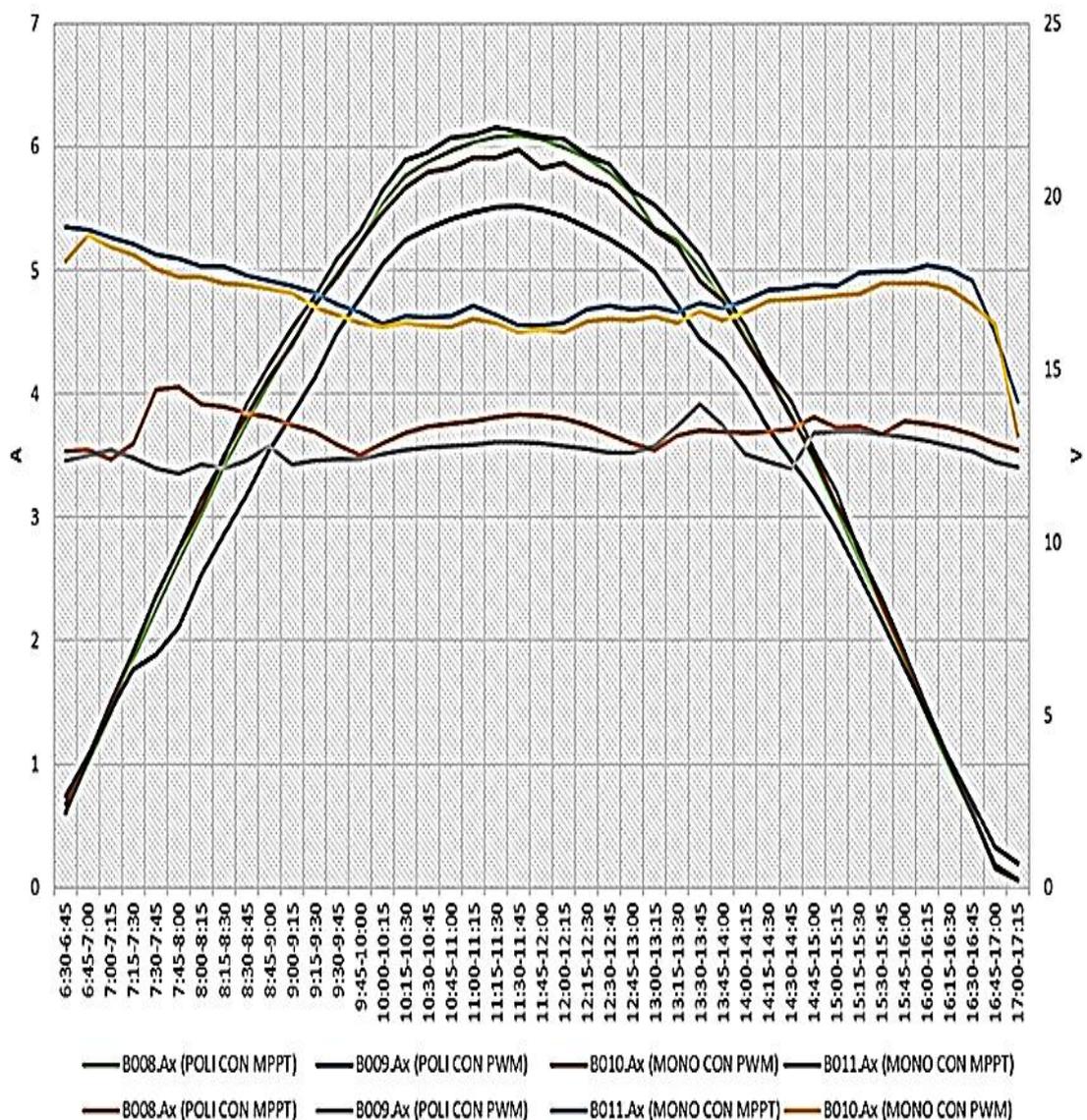


Figura 35. Promedio de corriente y tensión de los módulos fotovoltaicos en el mes de junio

Para las curvas de corriente y tensión (figura 36), en el mes de Julio se presentan características interesantes donde se puede apreciar una similitud entre las tecnologías de los controladores haciendo la diferencia la tecnología del módulo fotovoltaico.

Para el módulo fotovoltaico monocristalino con el controlador de tipo MPPT, siendo este el que lidera en generación de corriente promedio para el presente mes sobre los 5 amperios en las horas de mayor presencia de irradiación, Para el módulo policristalino con el controlador de tipo MPPT, se encuentra seguida del primero en generación promedio de irradiancia sobrepasando los 5 amperios en la mayor presencia de irradiancia.

El módulo monocristalino con el controlador de tipo PWM, se encuentra semejante a los dos tipos de controladores mencionados líneas arriba, alcanzando un promedio de generación de 4 amperios. Por otro lado, el módulo policristalino con el controlador PWM se ve alejado de los tres primeros sistemas en relación a la generación de corriente con un promedio máximo de 3.8 amperio en las horas de mayor presencia de irradiación.

Por las curvas de tensión se observa que el módulo monocristalino con el controlador MPPT, es el que lidera en relación a la tensión con un promedio de 18 voltios, este para parámetro resulta atractivo puesto que alcanza una tensión alta pese a estar conectado a la carga y demás componentes del S.F.A. Como también se observa al módulo policristalino con el controlador MPPT situarse en el tercer merito en relación de generación de tensión alcanzando una tensión promedio de 16 voltios.

El módulo monocristalino con el controlador de tipo PWM, se establece como segundo aprovechamiento de la tensión con un promedio de 17 voltios en las horas de mayor presencia de irradiación. Seguida del S.F.A. con el módulo policristalino con el controlador de tipo PWM, encontrándose como la tecnología menor eficiente en relación a la tensión promedio alcanzada.

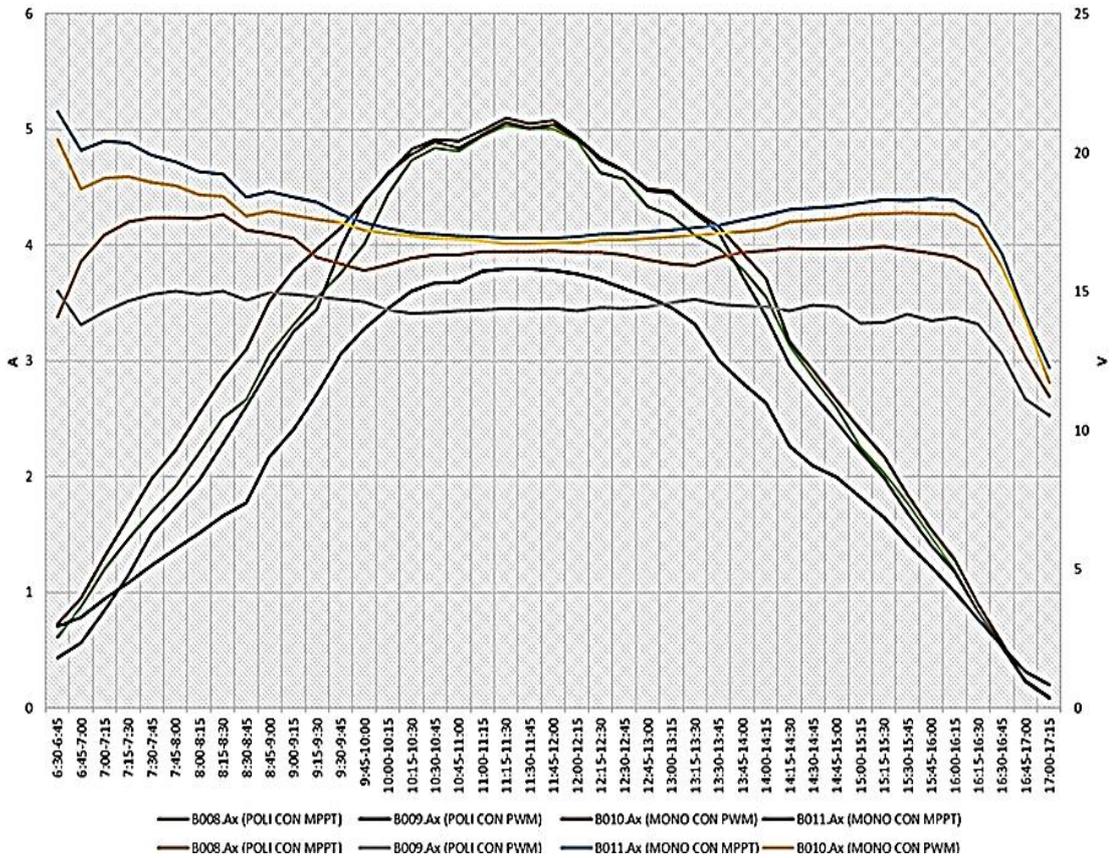


Figura 36. Promedio de corriente y tensión de los módulos fotovoltaicos en el mes de julio

En la figura 37, el promedio de las curvas de corriente y tensión en el mes de agosto, se representan las mayores curvas en relación a la presencia de la irradiancia y el comportamiento ideal de los S.F.A.

Por lo que se encuentra para el módulo monocristalino con el controlador MPPT, la mayor generación de corriente obteniendo como promedio 6.4 amperios de corriente en las horas de mayor presencia de irradiancia. Para el módulo policristalino con tecnología de controlador de tipo MPPT, se encuentra en segundo orden en merito a la generación de corriente obteniendo un promedio 6.2 amperios en las horas de mayor presencia de irradiación.

Para el módulo monocristalino con tecnología PWM en el controlador de carga se encuentra en tercer lugar en relación a su producción de corriente promedio de 5.8 amperios en las horas de mayor presencia de irradiación, Para el módulo policristalino con el controlador de tipo PWM se encuentra en el cuarto orden en relación a su

generación de corriente siendo esta un promedio de 5.4 amperios obteniendo el ultimo orden en merito a generación de corriente.

Para las curvas de tensión de las distintas tecnologías, se puede apreciar que en el mencionado mes de evaluación unas curvas semejantes en relación al tipo de controlador trabajado en el S.F.A.

Por tal motivo para el módulo monocristalino con el controlador MPPT, es el de primer orden en relación al mayor S.F.A. en su generación de tensión, obteniendo una tensión de 21 voltios en promedio. Para el módulo policristalino con el controlador MPPT, se encuentra en el tercer orden obteniendo una tensión promedio de 17 voltios.

Para el módulo monocristalino con el controlador de tipo PWM, se sitúa en el segundo lugar obteniendo como promedio 20 voltios en promedio en horas de mayor presencia de irradiación, Por lo que el módulo policristalino con el controlador PWM, se encuentra situado en el último lugar obteniendo una tensión promedio de 15 voltios durante el mes de agosto.

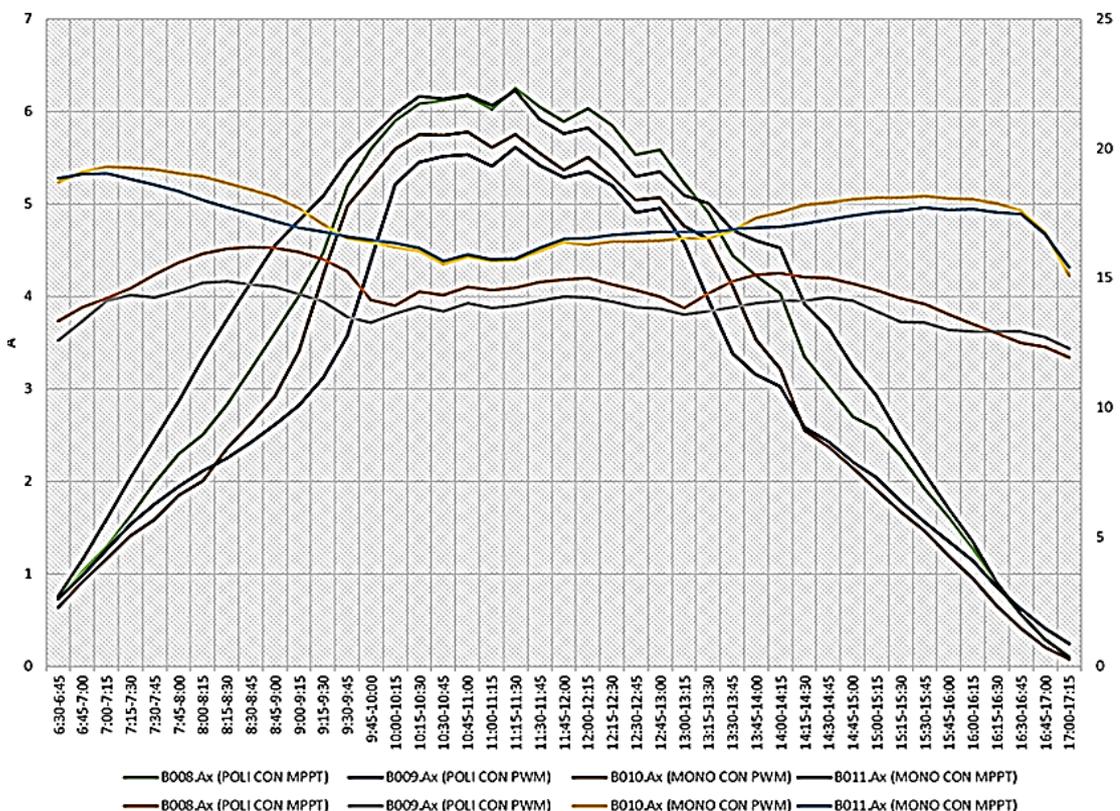


Figura 37. Promedio de corriente y tensión de los módulos fotovoltaicos en el mes de agosto

En la figura 38, la potencia de módulos fotovoltaicos con la irradiancia promedio del mes junio, se tiene una amplia visión del comportamiento de los S.F.A. con distinta tecnología como la de los módulos y los controladores de carga.

Por lo que podemos apreciar que la irradiancia es uno de los componentes con más alta influencia en la generación de Energía solar fotovoltaica donde se puede ver que en promedio mensual alcanza valores sobre los 1000w/m² en horas de 11:00am hasta las 12:00 am estos valores han permitido que la generación de potencia por parte de los módulos que alcance potencias mayores a su ficha técnica y se vean atractivos es decir se muestra el gran potencial del recurso en el lugar de estudio.

Desde las 6:30 am se ve que la tecnología de los módulos monocristalinos son los que predominan en generación respecto de los policristalino pese a tener distintas tecnologías en los controladores de carga, como se puede apreciar en horas de mayor presencia de irradiancia el módulo monocristalino con el controlador de tipo MPPT alcanza en promedio 105 watts de potencia esta cabe aclarar es conectada al controlador como a la carga y como también el módulo policristalino con el controlador MPPT, se sitúa en el tercer orden de mérito con respecto a la potencia , donde en horas de mayor irradiancia obtiene una potencia promedio de 83 watts, como en el anterior caso cabe aclarar que este se encuentra conectado a plena carga en donde su generación es atractiva.

Como también tenemos a los controladores de carga de tipo PWM, con distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos.

Para el caso del módulo monocristalino con el controlador de carga PWM, se sitúa en el segundo lugar por orden de mérito en cuanto a su generación donde se obtuvo una potencia promedio de 95 watts de potencia en horas de mayor presencia de irradiancia el cual representa muy atractiva y representativa el valor obtenido.

Como también es el caso del módulo policristalino con el controlador de carga de tipo PWM, se encuentra como cuarto orden de mérito con respecto a su generación obteniendo una potencia promedio de 70 watts de potencia el cual es el valor más bajo con respecto a los demás sistemas fotovoltaicos autónomos.

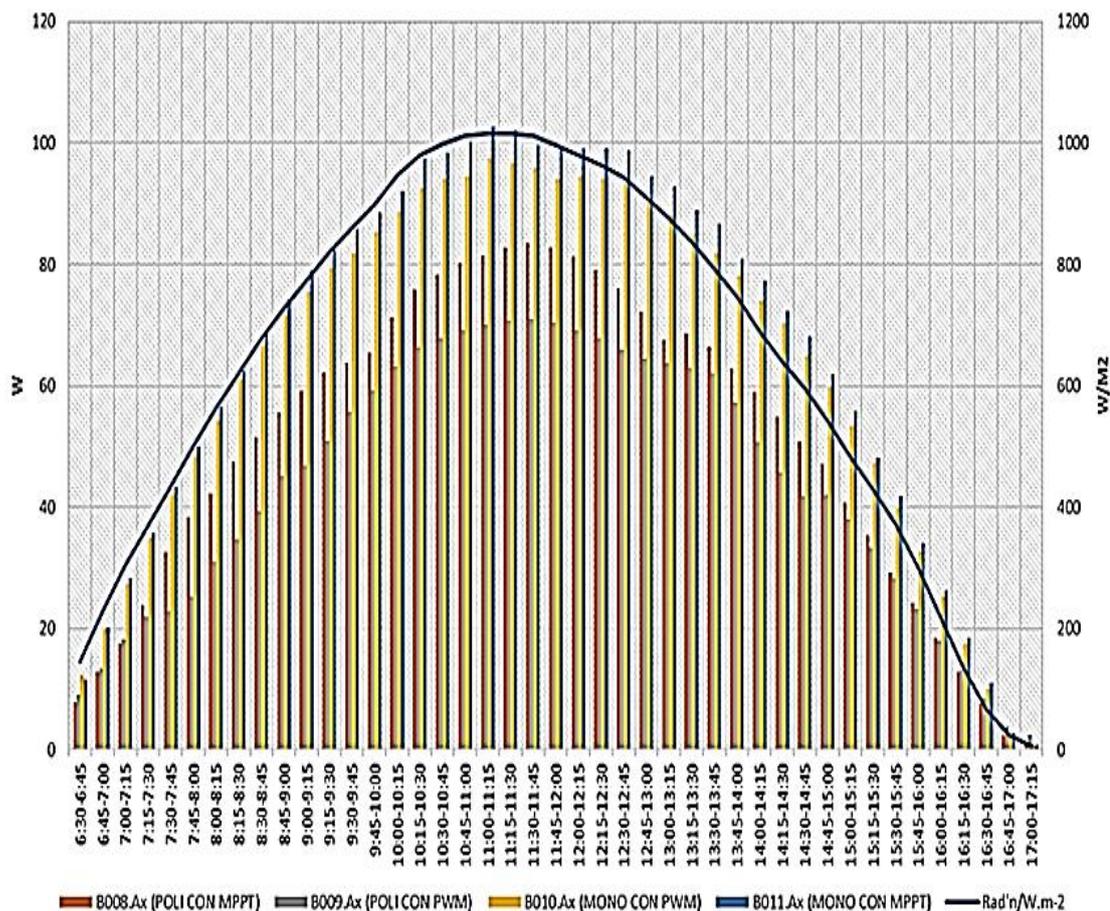


Figura 38. Potencia promedio de los módulos fotovoltaicos con respecto a la irradiancia - junio

La potencia de los módulos fotovoltaicos en relación a la irradiancia del mes de julio se obtuvo valores muy interesantes con respecto al tipo de tecnología en los controladores de carga (figura 39).

En relación a la irradiancia la potencia del módulo monocristalino con el controlador de carga de tipo PWM en horas de 6:30 am hasta las 9:45 am se muestra como la mejor tecnología con respecto a la generación de energía, pero en el horario de mayor presencia de irradiancia este se deja rebasar por la tecnología del módulo monocristalino con el controlador de carga MPPT el cual este alcanza una potencia de 85 watts en su generación de energía considerando por el aspecto de aprovechamiento del recurso ser el de primer orden de mérito.

Para el módulo policristalino con el controlador de carga de tipo MPPT, se encuentra en el tercero por orden de mérito respecto a la potencia alcanzada que en promedio mensual es 82 watts en horas de mayor presencia de irradiancia.

Como también es el caso del módulo policristalino con el controlador de carga de tipo PWM se encuentra en el cuarto lugar por orden de mérito con respecto a la generación alcanzando 55 watts de potencia promedio en horas de mayor presencia de irradiancia.

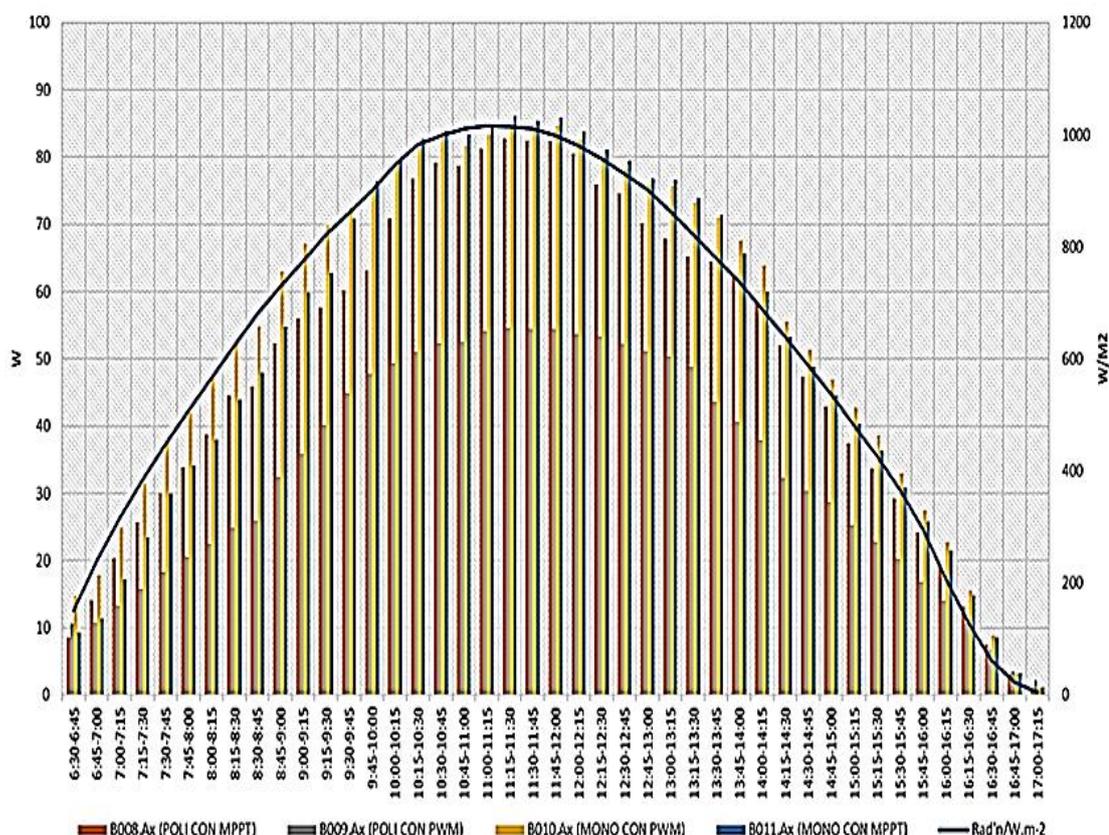


Figura 39. Potencia promedio de los módulos fotovoltaicos con respecto a la irradiancia - julio

La potencia de módulos fotovoltaicos en relación a la irradiancia promedio para el mes de agosto (figura 39), se muestra mayor presencia de irradiancia con respecto a los meses anteriores como también la mayor presencia de generación en relación a la potencia de cada tecnología.

Para el módulo monocristalino con el controlador de carga MPPT, se obtuvo su jerarquía con respecto a las demás tecnologías de los S.F.A. en donde se obtuvo en

promedio mensual una potencia de 98 watts, cabe mencionar que estas fueron a plena carga como en las demás pruebas

Para el módulo policristalino con el controlador de tipo MPPT, se encuentra en el segundo orden de mérito con respecto a su generación donde se obtuvo un valor de 85 watts de potencia promedio, siendo esta una de las tecnologías más eficientes.

Para el módulo monocristalino con el controlador de tipo PWM, se obtuvo en promedio un valor de 83 watts de potencia en horas de mayor presencia de irradiancia por lo que se puede afirmar que esta tecnología se encuentra en el tercer lugar por orden de mérito a su generación.

En cuanto al módulo policristalino con el controlador de carga de tipo PWM, se encuentra en el cuarto lugar por orden de mérito puesto que se obtuvo en promedio un valor de 68 watts de potencia en horas de mayor presencia de irradiancia.

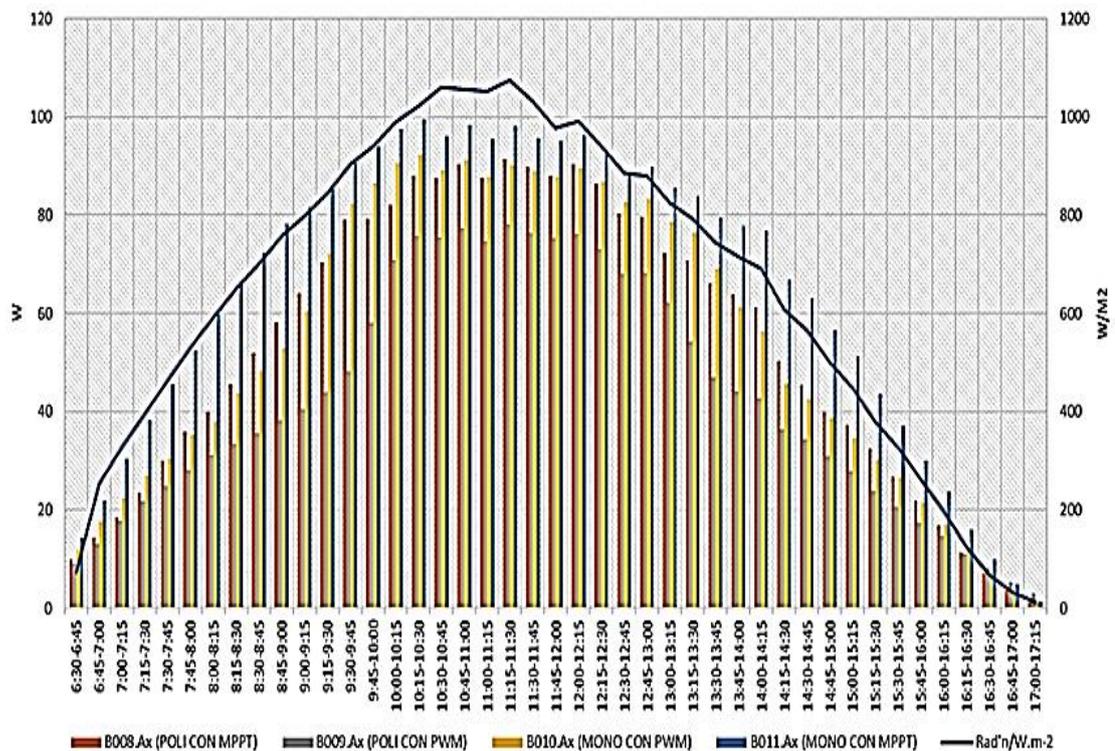


Figura 40. Potencia promedio de los módulos fotovoltaicos con respecto a la irradiancia en el mes de agosto

Para la figura 41, las Pérdidas por captura entre los tres meses de evaluación para los tipos de S.F.A. con distintos controladores de carga obtenemos que el módulo

monocristalino con el controlador de carga MPPT, es el módulo con menos pérdidas puesto que este se encuentra en parte superior en la estructura instalada, consecuentemente se encuentra el módulo monocristalino con el controlador de carga de tipo PWM. Ambas tecnologías están ubicadas en la zona superior de la organización.

Para el módulo policristalino con el controlador de tipo MPPT, que se encuentra en la parte inferior se encuentra en el tercer lugar por orden de mérito en relación a las pérdidas que esta genera por captura.

El sistema fotovoltaico que tiene más pérdidas por captura es el módulo policristalino con el controlador de tipo PWM, tiene la ubicación inferior por el cual la mayoría de ensuciamiento recae sobre el mencionado sistema.

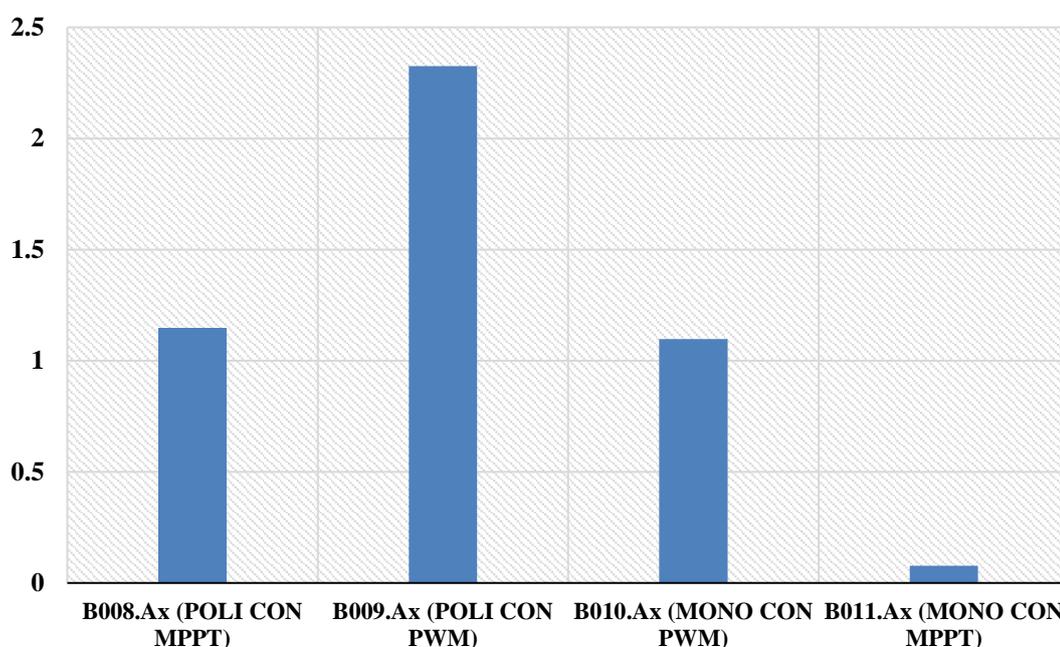


Figura 41. Pérdidas de captura de los módulos fotovoltaicos

En la figura 42, la productividad de los módulos fotovoltaicos con distintas tecnologías el sistema con mayor productividad es el sistema con el módulo cristalino con el controlador de tipo MPPT, Seguidamente del sistema del módulo monocristalino con el controlador PWM, en tercer orden de mérito se encuentra el sistema con el módulo policristalino con el controlador MPPT y el sistema con menor productividad es el módulo policristalino con el controlador de carga PWM.

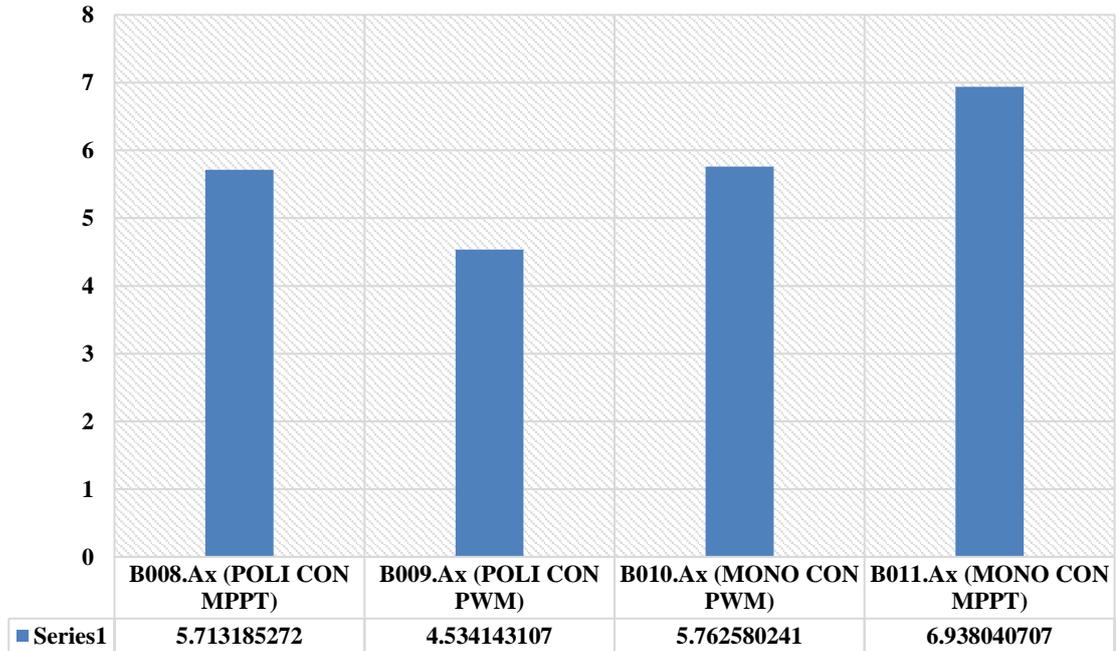


Figura 42. Productividad de los módulos fotovoltaicos

La eficiencia de los sistemas esta se determinó en promedio de los tres meses en evaluación en donde tenemos la tecnología más eficiente el módulo monocristalino con el controlador de tipo MPPT, seguida del módulo mocrystalino con el controlador de carga tipo PWM, en tercer orden el módulo policristalino con el controlador MPPT y como el menos eficiente el módulo policristalino con el controlador PWM (figura 43).

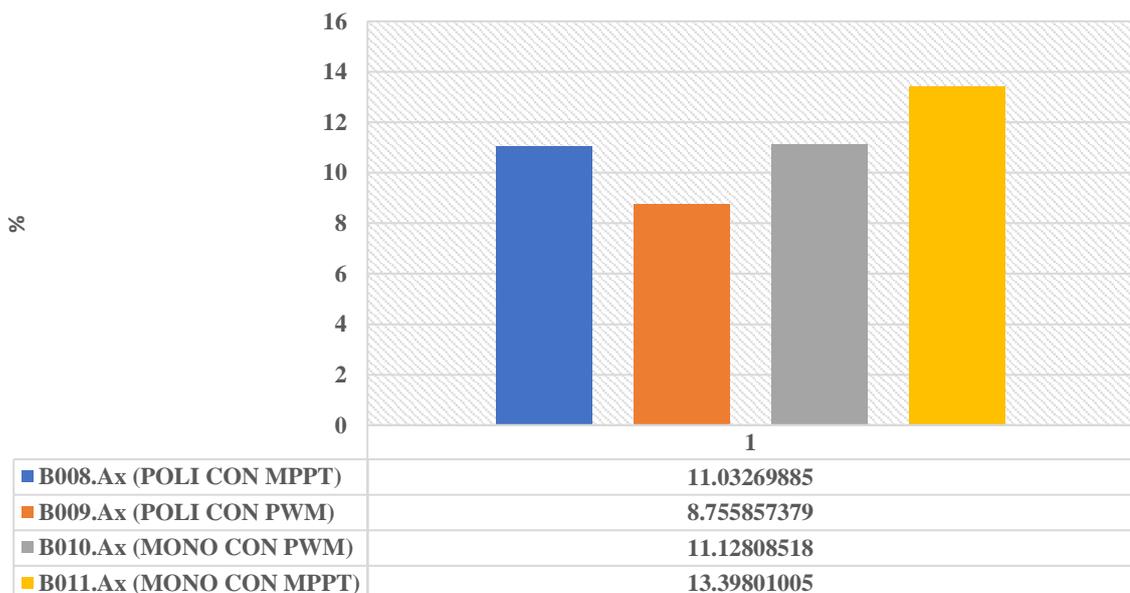


Figura 43. Eficiencia promedio de los módulos fotovoltaicos

El comportamiento la energía de carga que es a la salida del controlador en relación a la salida de la energía del acumulador el cual en este estudio se empleó la marca GS3 GP12120 (Figura 44). Como resultado se obtuvo para con los controladores de carga de tipo MPPT una eficiencia en promedio de 90% y para los controladores de carga de tipo PWM una eficiencia promedio de 86%, donde cabe resaltar que de los controladores de carga el más óptimo para poder mantener los estados de carga y descarga del acumulador son los de tipo MPPT.

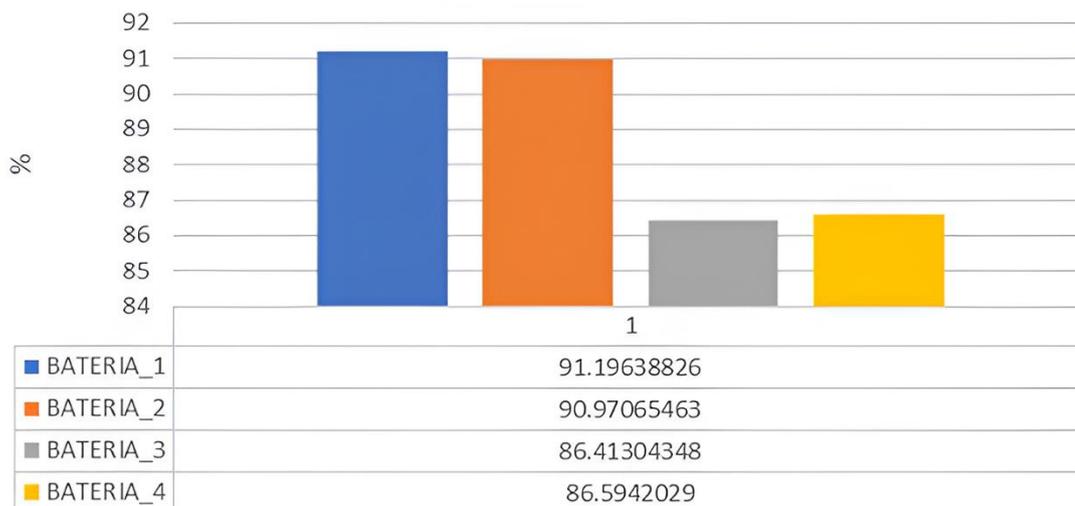


Figura 44. Promedio de eficiencia de los acumuladores de 12 A-H

En la figura 45, nos muestra las eficiencias promedio de los controladores de carga de tipo: MPPT y PWM respectivamente, por resultado obtenemos los siguientes promedios, MPPT1 con una eficiencia promedio de 84%, para el controlador MPPT2 una eficiencia de 81.9%, para el controlado PWM1 una eficiencia de 72.35%, controlador PWM2 una eficiencia de 71.53%.

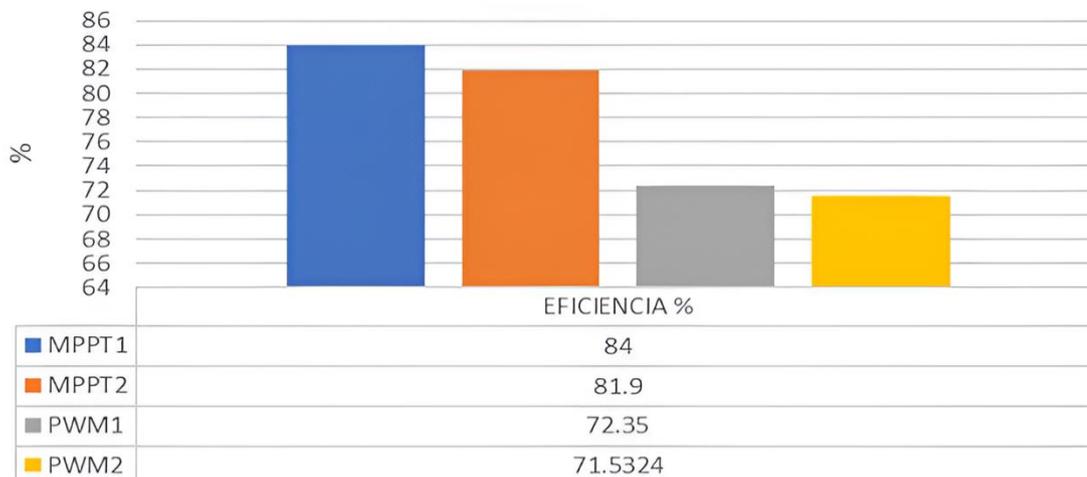


Figura 45. Eficiencia promedio de los controladores de carga

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Se esbozo cuatro sistemas fotovoltaicos autónomos con distintas tecnologías en relación del controlador de carga los cuales tipo MPPT Y PWM , para cada módulo fotovoltaico monocristalino y policristalino los cuales cuentan con la mismas cargas de focos de 12 voltios y una corriente de 6 amperios en consumo para poder comparar los cuatro sistemas fotovoltaicos, este dimensionamiento de la topología se basó en los módulos ya existentes como también poder evaluar en condiciones críticas los sistemas mencionados es decir según la ficha técnica del módulo fotovoltaico tienen como máxima corriente en generación a condiciones estándares a entre 5.8 a 6 amperios por lo que se podrá evaluar si la generación de los sistemas puede abastecer a las cargas en forma directa bajo estas premisas fueron dimensionadas las topologías como también considerando que las cargas son en CC.

Se implemento el sistema de pruebas fotovoltaicas con la tecnología de VICTRON, implementado lo equipos de la línea GX, para poder tener el sistema de pruebas de manera automática y poder evaluar, caracterizar, etc. en forma presencial y remota para cada sistema fotovoltaico autónomo, este sistema de pruebas permite varias opciones de monitoreo de los sistemas esto se limitará a la imaginación del operador de los sistemas fotovoltaicos autónomos.

Al analizar los parámetros ambientales que según norma IEC-61724, se obtuvo que las condiciones geográficas en referencia a la altitud del lugar del trabajo e investigación generan condiciones favorables a los sistemas fotovoltaico autónomos en evaluación , por consecuente las condiciones climatológicas como son la irradiancia , la temperatura del ambiente son directamente proporcionales al desempeño de los sistemas fotovoltaicos autónomos en donde se obtuvo cuál de los cuatro sistemas se desempeñan de mejor manera: sistema fotovoltaico autónomo con el módulo monocristalino con la tecnología del controlador de carga de tipo MPPT fue el sistema más eficiente con 13.39% de eficiencia y teniendo unas pérdidas de captura de 0.077kwh/día y una productividad de 6.938kwh/día en promedio del con más presencia del recurso solar. Para el sistema que

por orden de mérito continua es con el módulo monocristalino con el controlador PWM con un a eficiencia de 11.12% teniendo unas pérdidas de 1.09kwh/día y un a productividad de 5.76kwh/día en el periodo de evaluación , como tercer puesto se tiene módulo policristalino con el controlador de carga de tipo MPPT con un a eficiencia de 11.032% con unas pérdidas de 1.145kwh/día y un a productividad de 5.71kwh/día en el periodo de evaluación como último lugar se tiene el módulo policristalino con el controlador PWM, con un a eficiencia de 8.75% con una productividad de 4.53kwh/día y unas pérdidas de 2.32kwh/día promediadas en el tiempo de evaluación.

5.2 Recomendaciones

Se recomienda al realizar las pruebas en los sistemas fotovoltaicos autónomos se debe de configurar el sistema para poder tener una sola idea de experimento y de esta manera tener los resultados adecuados

Por la posición de la estructura se debe tener en cuenta que en los módulos de la parte inferior recae toda la suciedad que pueda existir en lugar del experimento este aparato es importante al momento de cotejar los resultados que se quieran obtener.

Se recomienda realizar una lista de comprobación (checklist) a los sistemas fotovoltaicos autónomos antes de ponerlo en marcha como son la continuidad de los terminales a cada componente del sistema y corroborar los datos en el portal con los físicos en lugar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Angulo, J. R., Calsi, B. X., Alfaro, E. F., Conde, L. Á., Muñoz, E., Grieseler, R., ... De la Casa, J. (2020). Estudio del efecto del polvo y estimación de la potencia nominal en un string fotovoltaico. *TECNIA*, 30(1), 27–33. <https://doi.org/10.21754/tecnia.v30i1.832>
- Artesa. (2010). *Módulos fotovoltaicos*. Valencia: Elecnor. Recuperado de <https://www.atersa.com/modulos-fotovoltaicos>
- Astro Designs. (2002). *Energía solar fotovoltaica*. Recuperado de <https://astrodesigns.myportfolio.com/>
- Bachiller, R. (2009). El sol: nuestra estrella, nuestra energía. En *Observatorio Astronómico Nacional Instituto Geográfico Nacional - Ministerio de Fomento*. Madrid: Observatorio Astronómico Nacional Instituto Geográfico Nacional - Ministerio de Fomento. Recuperado de <https://astronomia.ign.es/rknewsys-theme/images/webAstro/paginas/documentos/Anuario/elsolnuestraestrella.pdf>
- BUN-CA. (2002). *Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica*. San José: Biomass Users Network (BUN-CA). Recuperado de <http://www.bionica.info/biblioteca/BUNCA2002Fotovoltaica.pdf>
- Camarena, M. R., & Lozano, M. Á. (2016). *Determinación del ángulo de inclinación óptimo de un panel fotovoltaico en el Valle del Mantaro. (Tesis de grado)* (Universidad Nacional del Centro del Perú). Universidad Nacional del Centro del Perú, Chimbote, Perú. Recuperado de <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/3747?show=full>
- Cieza, J. (2017). *Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para las instalaciones eléctricas de alumbrado en el hostel Lancelot ubicado en Chiclayo - Chiclayo - Lambayeque. (Tesis de grado)* (Universidad Nacional “Pedro Ruiz Gallo”). Universidad Nacional “Pedro Ruiz Gallo”, Lambayeque, Perú. Recuperado de <https://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12893/1919/BC-TES-MP-765.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- COIT. (2002). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación -. Recuperado de <https://www.coit.es/file/4245/download?token=F3kPOsFh>
- Gómez, S. M. (2019). *Estudio de un sistema fotovoltaico: caracterización, simulación y evaluación de diversos métodos de análisis y predicción. (Tesis de grado)* (Pontificia Universidad Católica del Perú). Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.

Recuperado

de

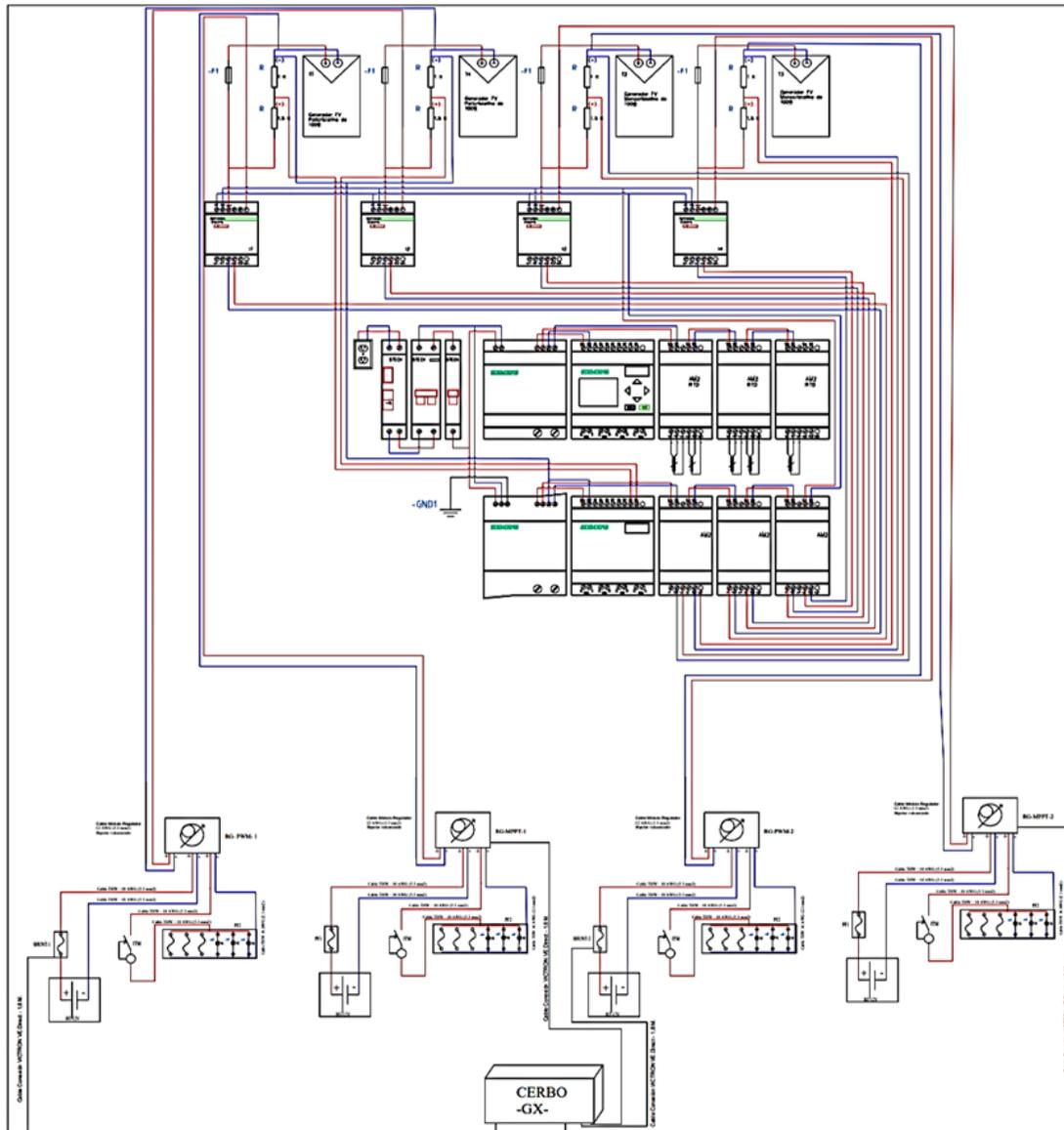
<https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/14438?show=full>

- Hussain, A., Batra, A., & Pachauri, R. (2017). An experimental study on effect of dust on power loss in solar photovoltaic module. *Renewables: Wind, Water, and Solar*, 4(1), 9. <https://doi.org/10.1186/s40807-017-0043-y>
- Karafil, A., Ozbay, H., Kesler, M., & Parmaksiz, H. (2015). Calculation of optimum fixed tilt angle of PV panels depending on solar angles and comparison of the results with experimental study conducted in summer in Bilecik, Turkey. *2015 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, 971–976. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ELECO.2015.7394517>
- Méndez, J. M., & Cuervo, R. (2011). *Energía solar fotovoltaica* (7a ed.). Madrid: FC Editorial. Fundación Confemetal. Recuperado de <https://www.marcialpons.es/libros/energia-solar-fotovoltaica/9788492735778/>
- Nandwani, S. S. (2005). *Energía solar - Conceptos basicos y su utilizacion*. Recuperado de <https://doctornandwanisolarcook.files.wordpress.com/2013/07/fgensolfv07131.pdf>
- National Geographic. (2010). *Energía solar*. Recuperado de <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/energia-solar>
- Nuevo, P. (2016). *Análisis de factores que influyen en la suciedad de paneles fotovoltaicos y su efecto sobre la producción de energía eléctrica*. Sevilla: Departamento de Ingeniería Energética Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla. Recuperado de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5745/fichero/PFC+Pablo+Nuevo+Duque+-+Análisis+de+factores+que+influyen+en+la+suciedad+de+paneles+fotovoltaicos.pdf>
- Obando, E. D., & Vargas, R. (2016). Desempeño de un sistema fotovoltaico autónomo frente a condiciones medioambientales de una región en particular. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 40(154), 27. <https://doi.org/10.18257/raccefyn.301>
- Patiño, J. S., Tello, J. S., & Hernández, J. A. (2013). Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico híbrido y desarrollo de su regulador de carga aplicando instrumentación virtual. *ELEMENTOS*, 2(2). <https://doi.org/10.15765/e.v2i2.170>
- Peréz, M., Morales, I., & Castro, E. (2017). The hour equivalent solar pick, definition and interpretation. *Revista de Ingeniería Energética*, XXXVIII(2), 124–131.
- Perpiñán, Ó., Colmena, A., & Castro, M.-A. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos*.

- Barcelona: Progenza. Recuperado de <https://www.agapea.com/Manuel-Alonso-Castro-Gil/DISEÑO-DE-SISTEMAS-FOTOVOLTAICOS-9788495693723-i.htm>
- Prado, C. R. (2008). *Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada*. San José: Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Recuperado de <https://catalogosiidca.csuca.org/Record/UCR.000086725>
- Sanahuja, J. (2021). *¡Bienvenidos al autoconsumo energético!* Recuperado de www.generatuluz.com
- SENAMHI. (2018). *Climas del Perú – mapa de clasificación climática nacional*. Lima: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú. Recuperado de <https://www.senamhi.gob.pe/load/file/01404SENA-4.pdf>
- Sepúlveda, S. (2014). Radiación solar: Factor clave para el diseño de sistemas fotovoltaicos. *Mundo FESC*, 8, 60–65. Recuperado de <https://www.fesc.edu.co/Revistas/OJS/index.php/mundofesc/article/view/50>
- SIEMENS. (2004). *Hoja de Datos Técnicos Hoja de Datos Técnicos*. 28046. Recuperado de <https://multimedia.3m.com/mws/media/1411966>
- SOLAR, O. (2022a). *Onda Solar ODA100-18-M*.
- SOLAR, O. (2022b). *Onda Solar ODA100-18-P*.
- Tamayo, R. (2011). Potencial de las Energías Renovables en el Perú. *Ministerio de Energía y Minas*, 1–66. Recuperado de <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/SeminarioIntEFERP/Miercoles5.10.2011/3.PotencialdeEnergiasRenovablesDGE-RobertoTamayo.pdf>

ANEXOS

Anexo 1. Plano eléctrico del sistema de pruebas fotovoltaico autónomo proyecto



| LEYENDA GENERAL | |
|-----------------|--|
| SÍMBOLOS | DESCRIPCIÓN |
| | BASE PORTAFUSIBLE + FUSIBLE |
| | RESISTENCIAS DE 1 KOHM Y 1.5 KOHM |
| | FOCO LAGRIMÓN 12V |
| | RTD PT100 3 HILOS |
| | FUENTE DE ALIMENTACIÓN |
| | PORTA FUSIBLE AMERICANO |
| | MÓDULO FV POLICRISTALINO 100W |
| | MÓDULO FV MONOCRISTALINO 100W |
| | MÓDULO FV MONOCRISTALINO 100W |
| | POZO DE PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN |
| | RMCA618D CONVERTIDOR ANALÓGICO AISLADO SCHNEIDER |
| | LOGO POWER FUENTE DE ALIMENTACIÓN REGULADA 24V |
| | PLC MÓDULO RTD AM2 2 ENTRADAS RTD |
| | PLC MÓDULO AM2 2 ENTRADAS |
| | PLC SIEMENS LOGO V8 24V CON PANTALLA DISPLAY |
| | PLC SIEMENS LOGO V8 24V SIN PANTALLA DISPLAY |
| | DISYUNTOR DIFERENCIAL BIPOLAR SDR 2x40A |
| | INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO SDZ 2x10A |
| | INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO SDZ 1x2A |
| | CIRCUITO POLO POSITIVO |
| | CIRCUITO POLO NEGATIVO |
| | CIRCUITO DE PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN |
| | RG-PWM-2 CONTROLADOR DE CARGA PWM 10AMP |
| | RG-MPPT-2 CONTROLADOR DE CARGA MPPT 75/10 |
| | BT-12V BATERIA DE 7 AH - 12V - RITAR POWER |
| | SMART SHUNT DE CARGA - 500A/50mV |
| | EQUIP. MONIT. CERBO GX |

| | | |
|---------------------------------|---|--|
| UNIVERSIDAD NACIONAL DE ALAJUCA | PROYECTO | RECONSTRUCCIÓN DE LAS BARRIOCASAS DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO FOTOVOLTAICO AUTÓNOMAS CON MONITOR DE CARGA Y CONTROL DE CARGA |
| CONVENIO | Elaborado por: Ing. Carlos E. Gutiérrez | FECHA: 01/01/2023 |
| FECHA: 01/01/2023 | CAPACIDAD: 100 W | UBICACIÓN: Uru. Andino - 50 |
| | | NOMBRE DE PLANO: 01/01 |

Anexo 2. Ficha técnica del módulo fotovoltaico monocristalino

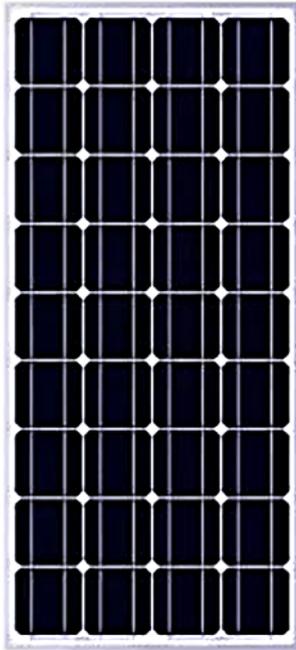
Onda Solar ODA100-18-M

Solar Panel Spec Datasheet

Onda Solar

ODA100-18-M

Maximum System Voltage: 1000 V



Maximum Fuse Rating: 10 A

Solar Panels Warranty Terms

Output Warranty: 12 Years of 90% Output Power, 30 Years of 85% Output Power

Materials Warranty: 12 Years

Solar Panels Thermal Ranges

Operating Temperature Range:

-40~85 °C

Temperature Coefficient of Pmax:

-0.4 %/°C

Temperature Coefficient of Voc:

-0.29 %/°C

Temperature Coefficient of Isc:

0.048 %/°C

Solar Panel Attributes

Cell Type: Monocrystalline

Cell Size: 125×125 mm

Cell Count: 36

Glass Type: Tempered,

High Transmittance, Low Iron

Glass Thickness: 3.2 mm

Frame Type:

Anodized Aluminium Alloy

Junction Box Protection Class: IP 65

Connector Type: MC4

Cable Cross-section: 2.5 mm²

Cable Length: 900 mm

Manufacturer: Onda Solar

Output Warranty: 12 Years of 90% Output Power, 30 Years of 85% Output Power

Materials Warranty: 12 Years

Solar Panel Performance

Rated Power: 100 Wp

Efficiency: 13.77 %

Voltage at Maximum Power VMPP: 18.3 V

Current at Maximum Power IMPP: 5.47 A

Open Circuit Voltage VOC: 22.42 V

Short Circuit Current ISC: 5.99 A

Power Tolerance Positive: + 3 %

Fuente: (SOLAR, 2022).

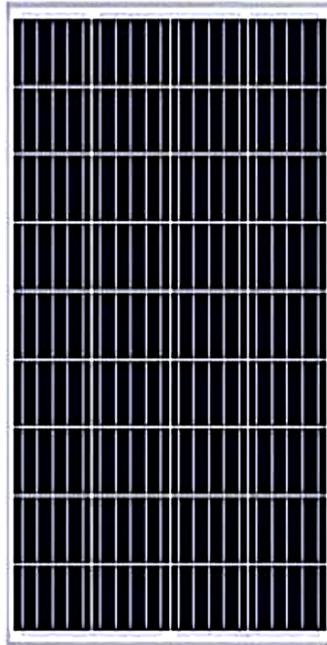
Anexo 3. Ficha técnica del módulo fotovoltaico policristalino

Osda Solar ODA100-18-P

Solar Panel Spec Datasheet

Osda Solar

ODA100-18-P,



Solar Panels Warranty Terms

Output Warranty: 12 Years of 90%

Output Power, 30 Years of 85%

Output Power

Materials Warranty: 12 Years

Solar Panels Thermal Ranges

Operating Temperature Range: -40~85 °C

Temperature Coefficient of Pmax: -0.4 %/°C

Temperature Coefficient of Voc: -0.3 %/°C

Temperature Coefficient of Isc: 0.06 %/°C

Solar Panel Attributes

Weight: 8 kg

Cell Type: Polycrystalline

Cell Count: 36

Glass Type: Tempered,

High Transmittance, Low Iron

Glass Thickness: 3.2 mm

Frame Type: Anodized Aluminium Alloy

Junction Box Protection Class: IP 65

Connector Type: MC4

Cable Cross-section: 2.5 mm²

Cable Length: 900 mm

Manufacturer: Osda Solar

Rated Power: 100 Wp

Output Warranty:
12 Years of 90% Output Power, 30 Years
of 85% Output Power Materials
Warranty: 12 Years

Solar Panel Performance

Rated Power: 100 Wp

Efficiency: 14.74 %

Voltage at Maximum Power VMPP: 18.2 V

Current at Maximum Power IMPP: 5.5 A

Open Circuit Voltage VOC: 21.85 V

Short Circuit Current ISC: 5.94 A

Power Tolerance Positive: + 3 %

Maximum System Voltage: 1000 V

Maximum Fuse Rating: 10 A

Fuente: (SOLAR, 2022).

SIEMENS

Hoja de datos

6EP3331-6SB00-0AY0

LOGO!POWER 24 V / 1,3 A
 LOGO!POWER 24 V / 1,3 A Fuente de alimentación estabilizada
 entrada: AC 100-240 V salida: DC 24 V / 1,3 A



| Entrada | |
|--|--------------------------|
| Entrada | AC monofásica o DC |
| Tensión nominal U_e nom | 100 ... 240 V |
| Rango de tensión AC | 85 ... 264 V |
| Tensión de entrada | |
| • con DC | 110 ... 300 V |
| Entrada de rango amplio | Si |
| Resistencia a sobretensiones | AC 300 V para 1 s |
| Respaldo de red | Con $U_e = 187$ V |
| Respaldo de red con la nom. min. | 40 ms; Con $U_e = 187$ V |
| Frecuencia nominal de red 1 | 50 Hz |
| Frecuencia nominal de red 2 | 60 Hz |
| Rango de frecuencia de red | 47 ... 63 Hz |
| Corriente de entrada | |
| • con valor nominal de la tensión de entrada 120 V | 0,7 A |
| • con valor nominal de la tensión de entrada 230 V | 0,35 A |

| | |
|---|---|
| Limitación de la intensidad de conexión (+ 25 °C), máx. | 25 A |
| Pt, máx. | 0,8 A ² -s |
| Fusible de entrada incorporado | Interno |
| Protección del cable de red (IEC 898) | Interruptor magnetotérmico recomendado: a partir de 6 A, característica B o a partir de 2 A, característica C |

Salida

| | |
|---|--|
| Salida | Tensión continua estabilizada y aislada galvánicamente |
| Tensión nominal U_s nom DC | 24 V |
| Tolerancia total, estática \pm | 3 % |
| Compens. estática variación de red, aprox. | 0,1 % |
| Compens. estática variación de carga, aprox. | 0,1 % |
| Ondulación residual entre picos, máx. | 200 mV |
| Ondulación residual entre picos, tip. | 30 mV |
| Spikes entre picos, máx. (ancho de banda aprox. 20 MHz) | 300 mV |
| Spikes entre picos, tip. (ancho de banda aprox. 20 MHz) | 50 mV |
| Rango de ajuste | 22,2 ... 26,4 V |
| Función del producto Tensión de salida es ajustable | Sí |
| Ajuste de la tensión de salida | Mediante potenciómetro |
| Pantalla normal | LED verde para tensión de salida O. K. |
| Comportamiento al conectar/desconectar | Sin rebote transitorio de U_a (arranque suave) |
| Retardo de arranque, máx. | 0,5 s |
| Subida de tensión, tip. | 100 ms |
| Intensidad nominal I_a nom | 1,3 A |
| Rango de intensidad | 0 ... 1,3 A |
| • Observación | +55 ... +70 °C: Derating 2%/K |
| potencia activa entregada típico | 31,2 W |
| Posibilidad de conex. en paralelo para aumento de potencia | Sí |
| Número de equipos conectables en paralelo para aumentar la potencia, unidades | 2 |

Rendimiento

| | |
|--|-------|
| Rendimiento con U_a nominal, I_a nominal, aprox. | 86 % |
| Pérdidas con U_a nom, I_a nom, aprox. | 5 W |
| Pérdidas [W] en vacío máx. | 0,3 W |

Regulación

| | |
|---|-------|
| Compens. dinám. variación de red (U_e nom \pm 15%), máx. | 0,2 % |
| Compens. dinám. variación de carga (I_a : 10/90/10%), $U_a \pm$ tip. | 1 % |

| | |
|---|---|
| Tiempo de recuperación escalón de carga 10 a 90%, tip. | 1 ms |
| Tiempo de recuperación escalón de carga 90 a 10%, tip. | 1 ms |
| Protección y vigilancia | |
| Protección sobretensión en salida | Sí, según EN 60950-1 |
| Limitación de intensidad, tip. | 1,7 A |
| Propiedad de la salida resistente a cortocircuitos | Sí |
| Prot. contra cortocircuito | Característica de intensidad constante |
| Intensidad de cortocircuito sostenido Valor eficaz <ul style="list-style-type: none"> • máx. | 1,7 A |
| Capacidad de sobrecarga en caso de sobrecorriente con servicio normal | Admite sobrecarga de 150% la nom typ. 200 ms |
| Señalización de sobrecarga/cortocircuito | - |
| punto de medida para intensidad de salida | 50 mV = [^] 1,3 A |
| Capacidad de sobrecarga en caso de sobrecorriente al conectar | 150% la nom typ. 200 ms |
| Seguridad | |
| Aislamiento galvánico primario secundario | Sí |
| Aislamiento galvánico | Tensión de salida MBTS/SELV Us según EN 60950-1 y EN 50178 |
| Clase de protección | Clase II (sin conductor de protección) |
| Grado de protección (EN 60529) | IP20 |
| Homologaciones | |
| Marcado CE | Sí |
| Aprobación UL/cUL (CSA) | cULus-Listed (UL 508, CSA C22.2 No. 107.1), File E197259; cURus-Recognized (UL 60950, CSA C22.2 No. 60950), File E151273, NEC class 2 (según UL 1310) |
| Protección contra explosiones | ATEX (EX) II 3G Ex nA IIC T3; cULus Class I Div. 2 (ANSI/ISA-12.12.01, CSA C22.2 No. 213) Group ABCD, T4, File E488866 |
| Homologación FM | Class I, Div. 2, Group ABCD, T4 |
| Homologación CB | Sí |
| Homologación para la construcción naval | ABS, BV, DNV GL, LRS |
| CEM | |
| Emisión de interferencias | EN 55022 clase B |
| Limitación de armónicos en red | No aplicable |
| Inmunidad a interferencias | EN 61000-6-2 |
| condiciones ambientales | |
| Temperatura ambiente <ul style="list-style-type: none"> • durante el funcionamiento <ul style="list-style-type: none"> — Observación • durante el transporte • durante el almacenamiento | -25 ... +70 °C Con convección natural -40 ... +85 °C -40 ... +85 °C |

| | |
|--|---|
| Clase de humedad según EN 60721 | Clase climática 3K3, 5 ... 95% sin condensación |
| Mecánica | |
| Sistema de conexión | conexión por tornillo |
| Conexiones | |
| • entrada de red | L, N: 1 borne de tornillo resp. para 0,5 ... 2,5 mm ² monofilar/flexible |
| • salida | +, -: 1 bornes de tornillo resp. para 0,5 ... 2,5 mm ² |
| • contactos auxiliares | - |
| Anchura de la caja | 36 mm |
| Altura de la caja | 90 mm |
| Profundidad de la caja | 53 mm |
| Distancia que debe respetarse | |
| • arriba | 20 mm |
| • abajo | 20 mm |
| • izquierda | 0 mm |
| • derecha | 0 mm |
| Peso aprox. | 0,12 kg |
| Propiedad del producto de la caja carcasa disponible en hilera | Si |
| Montaje | Sobre perfil normalizado EN 60715 35x7,5/15 por abroche, montaje directo en distintas posiciones de montaje |
| MTBF con 40 °C | 3 094 996 h |
| notas adicionales | Siempre que no se diga lo contrario, son aplicables todos los datos para la tensión nominal de entrada y una temperatura ambiente de +25 °C |

SIEMENS

Hoja de datos

6AG1332-1SH71-7AA0



Figuras 1 a 4

SIPLUS POWER MODUL PM1207

SIPLUS S7-1200 PM 1207 basado en 6EP1332-1SH71 con revestimiento conformado, -25...+70 °C, fuente de alimentación estabilizada entrada: 120/230 V AC salida: 24 V/2,5 A DC

| Entrada | |
|---|---|
| Entrada | AC monofásica |
| • Observación | Cambio de rango automático |
| tensión de alimentación | |
| • 1 con AC valor nominal | 120 V |
| • 2 con AC valor nominal | 230 V |
| tensión de entrada | |
| • 1 con AC | 85 ... 132 V |
| • 2 con AC | 176 ... 264 V |
| Entrada de rango amplio | No |
| Resistencia a sobretensiones | 2,3 x U _e nom, 1,3 ms |
| Respaldo de red | Con U _e = 93/167 V |
| Respaldo de red con I _n nom, mín. | 20 ms; Con U _e = 93/167 V |
| Frecuencia nominal de red 1 | 50 Hz |
| Frecuencia nominal de red 2 | 60 Hz |
| Rango de frecuencia de red | 47 ... 63 Hz |
| Intensidad de entrada | |
| • con valor nominal de la tensión de entrada 120 V | 1,2 A |
| • con valor nominal de la tensión de entrada 230 V | 0,67 A |
| Limitación de la intensidad de conexión (+ 25 °C), máx. | 13 A |
| duración de la limitación de intensidad de conexión con 25 °C | |
| • máx. | 3 ms |
| I _{PL} máx. | 0,5 A ² -s |
| Fusible de entrada incorporado | T 3,15 A/250 V (no accesible) |
| Protección del cable de red (IEC 6095) | Interruptor magnetotérmico recomendado: 16 A característica B o 10 A característica C |
| Salida | |
| Salida | Tensión continua estabilizada y aislada galvánicamente |
| Tensión nominal U _s nom DC | 24 V |
| • tensión de salida en la salida 1 con DC valor nominal | 24 V |
| Tolerancia total, estática ± | 3 % |
| Compens. estática variación de red, aprox. | 0,1 % |
| Compens. estática variación de carga, aprox. | 0,2 % |
| Ondulación residual entre picos, máx. | 150 mV |
| Spikes entre picos, máx. (ancho de banda aprox. 20 MHz) | 240 mV |
| función del producto tensión de salida es ajustable | No |
| Ajuste de la tensión de salida | - |

| | |
|---|--|
| Pantalla normal | LED verde para 24 V O.K. |
| Comportamiento al conectar/desconectar | Sin rebase transitorio de Ua (arranque suave) |
| Retardo de arranque, máx. | 6 s; 2 s a 230 V, 6 s a 120 V |
| Subida de tensión, tlp. | 10 ms |
| Intensidad nominal la nom | 2,5 A |
| Rango de intensidad | 0 ... 2,5 A |
| potencia activa entregada típico | 60 W |
| Intensidad de sobrecarga breve | |
| • con cortocircuito durante el arranque típico | 6 A |
| • con cortocircuito en servicio típico | 6 A |
| duración de la capacidad de sobrecarga con sobreintensidad | |
| • con cortocircuito durante el arranque | 100 ms |
| • con cortocircuito en servicio | 100 ms |
| Posibilidad de conex. en paralelo para aumento de potencia | SI |
| Número de equipos conectables en paralelo para aumentar la potencia, unidades | 2 |
| Rendimiento | |
| Rendimiento con Ua nominal, la nominal, aprox. | 63 % |
| Pérdidas con Ua nom, la nom, aprox. | 12 W |
| Regulación | |
| Compens. dinám. variación de red (Ue nom ± 15%), máx. | 0,3 % |
| Compens. dinám. variación de carga (Ia: 50/100/50%), Ua ± tlp. | 3 % |
| Tiempo de recuperación escalón de carga 50 a 100%, tlp. | 5 ms |
| Tiempo de recuperación escalón de carga 100 a 50%, tlp. | 5 ms |
| tiempo de establecimiento máx. | 5 ms |
| Protección y vigilancia | |
| Protección sobretensión en salida | < 33 V |
| Limitación de intensidad, tlp. | 2,65 A |
| propiedad de la salida resistente a cortocircuitos | SI |
| Prot. contra cortocircuito | Característica de intensidad constante |
| Intensidad de cortocircuito sostenido valor eficaz | |
| • típico | 2,7 A |
| Señalización de sobrecarga/cortocircuito | - |
| Seguridad | |
| Aislamiento galvánico primario secundario | SI |
| aislamiento galvánico | Tensión de salida MBTS/SELV Us según EN 60950-1 y EN 50178 |
| Clase de protección | Clase I |
| corriente de fuga | |
| • máx. | 3,5 mA |
| Grado de protección (EN 60529) | IP20 |
| Homologaciones | |
| Marcado CE | SI |
| CEM | |
| Emisión de interferencias | EN 55022 clase B |
| Limitación de armónicos en red | No aplicable |
| Inmunidad a interferencias | EN 61000-6-2 |
| condiciones ambientales | |
| temperatura ambiente con posición de montaje horizontal durante el funcionamiento | -25 ... +70; Con convección natural |
| temperatura ambiente durante el almacenamiento et el transporte | -40 ... +55 |
| altitud de instalación con altura sobre el nivel del mar máx. | 6 000 m |
| condiciones ambientales referida a temperatura ambiente-presión atmosférica-altura de instalación | En caso de funcionamiento a 2000-6000 m sobre el nivel del mar: derating de potencia de salida de -7,5 %/1000 m o reducción de la temperatura ambiente de 5 K/1000 m |
| humedad relativa del aire con condensación según IEC 60068-2-35 máx. | 100 %; HR incl. condensación/helada (sin puesta en marcha si hay condensación), posición de montaje horizontal |

| | |
|---|---|
| resistencia química frente a taladrinas convencionales | SI; Incl. microgotas de aceite y diésel en el aire |
| resistencia contra sustancias biológicamente activas conformidad con EN 60721-3-3 | SI; Clase 3B2, esporas de moho, hongos y esporangios (exceptuando fauna); clase 3B3 por encargo |
| resistencia contra sustancias químicamente activas conformidad con EN 60721-3-3 | SI; Clase 3C4 (HR <75 %) Incl. niebla salina EN 60065-2-52 (grado de severidad 3) |
| resistencia a sustancias mecánicas activas conformidad con EN 60721-3-3 | SI; Clase 3S4 Incl. arena, polvo |
| resistencia contra sustancias biológicamente activas conformidad según EN 60721-3-6 | SI; Clase 6B2, esporas de moho, hongos y esporangios (exceptuando fauna) |
| resistencia contra sustancias químicamente activas conformidad según EN 60721-3-6 | SI; Clase 6C3 (HR <75 %) Incl. niebla salina EN 60065-2-52 (grado de severidad 3) |
| resistencia a sustancias mecánicas activas conformidad según EN 60721-3-6 | SI; Clase 6S3 Incl. arena, polvo |
| revestimiento para circuito impreso poblado según EN 61056 | SI; Clase 2 para alta disponibilidad |
| tipo de revestimiento protección contra ensuciamiento según EN 60664-3 | SI; Protección de tipo 1 |
| tipo de ensayo del revestimiento según MIL-I-46055C | SI; Posible decoloración del revestimiento durante la vida útil |
| conformidad del producto del revestimiento Qualification and Performance of Electrical Insulating Compound for Printed Board Assemblies gemäß IPC-CC-630A | SI; Revestimiento de conformación, clase A |
| Mecánica | |
| Sistema de conexión | conexión por tornillo |
| Conexiones | |
| • entrada de red | L, N, PE: 1 borne de tornillo resp. para 0,5 ... 2,5 mm² |
| • salida | L+, M: 2 bornes de tornillo resp. para 0,5 ... 2,5 mm² |
| • contactos auxiliares | - |
| anchura de la caja | 70 mm |
| altura de la caja | 100 mm |
| profundidad de la caja | 75 mm |
| distancia que debe respetarse | |
| • arriba | 20 mm |
| • abajo | 20 mm |
| • izquierda | 0 mm |
| • derecha | 0 mm |
| Peso aprox. | 0,3 kg |
| propiedad del producto de la caja carcasa disponible en hilera | SI |
| Montaje | Sobre perfil normalizado EN 60715 35x7,5/15 por abroche, montaje mural |
| MTBF con 40 °C | 1 492 537 h |
| notas adicionales | Siempre que no se diga lo contrario, son aplicables todos los datos para la tensión nominal de entrada y una temperatura ambiente de +25 °C |



Ficha técnica del producto

Especificaciones



CONVERTIDOR ANALÓGICO AISLADO

RMCA61BD

Principal

| | |
|--------------------------------------|---|
| Gama | Harmony Compact iPC |
| Tipo de producto o componente | Convertidor de tensión/corriente |
| Tipo de entrada analógica | Corriente 0...1.5 A CA/CC 50/60 Hz Corriente 0...15 A CA/CC 50/60 Hz Corriente 0...5 A CA/CC 50/60 Hz |
| Tipo de salida analógica | Corriente 0...20 mA \leq 500 Ohm con cableado Corriente 4...20 mA \leq 500 Ohm con cableado Tensión 0...10 V \geq 100 kOhm con cableado |

Complementos

| | |
|---|---|
| Tipo de protección | Protección de polaridad inversa en salida Protección de cortocircuito en salida Protección de sobretensión en salida (+/- 30 V) |
| Abnormal analogue output voltage | -15...0 V no hay entrada cableada o cable roto |
| Abnormal analogue output current | -30...0 mA 0...20 mA no hay entrada cableada o cable roto 4...30 mA 4...20 mA no hay entrada cableada o cable roto |
| [Us] Tensión nominal de alimentación | 24 V DC +/- 20%, aislado |
| Consumo de corriente | \leq 70 mA para salida tensión \leq 90 mA para salida corriente |
| Señalizaciones en local | Alimentación conectada LED verde) |
| Error de medida | +/- 10 % de escala completa a 20 °C interfaz electromagnética de 10 V/m) +/- 5 % de escala completa a 20 °C |
| Precisión de repetición | +/- 0.2 % escala completa a 20 °C +/- 0.6 % escala completa a 60 °C |
| Coefficiente de temperatura | 1000 ppm/°C 0...5 A 2000 ppm/°C 0...15 A 500 ppm/°C 0...1.5 A |
| Capacidad de conexión por fijación | 2 x 1.5 mm ² 1 x 2.5 mm ² |
| Par de apriete | 0,6...1,1 N.m |
| Marca | CE |
| Resistencia a sobretensiones | 0,5 kV 1,2/50 μ s conforme a IEC 61000-4-5 |
| [Ui] Tensión nominal de aislamiento | 2 kV |
| Fijación | Por tornillos placa de montaje) Enganchable carril DIN simétrico de 35 mm) |

De cargo de responsabilidad. Esta documentación no ha sido diseñada como reemplazo, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la confiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios.

| | |
|--|-----------------------------------|
| Fiabilidad de la función de seguridad | B10d = 22108 MTTFd = 23.9 años |
| Peso del producto | 0,15 kg |

Ambiente

| | |
|--|--|
| Normas | En> 40 A IEC 60584-1 |
| Certificaciones de producto | CSA UL GL |
| Grado de protección IP | IP20 (bornero) IP50 (carcasa) |
| Resistencia al fuego | 850 °C conforme a IEC 60695-2-1 850 °C conforme a UL |
| Resistencia a los choques | 50 gn para 11 ms conforme a IEC 60068-2-27 |
| Resistencia a las vibraciones | 5 gn 10...100 Hz) conforme a IEC 60068-2-6 |
| Resistencia a descargas electrostáticas | 6 kV en contacto) conforme a IEC 61000-4-2 nivel 3 8 kV en aire) conforme a IEC 61000-4-2 nivel 3 |
| Resistencia a transitorios rápidos | 1 kV conforme a IEC 61000-4-4 en entrada/salida) 2 kV conforme a IEC 61000-4-4 en alimentación) |
| Perturbación radiada/conducida | CISPR11 CISPR22 grupo 1- clase B |
| Temperatura ambiente de almacenamiento | -40...85 °C |
| Temperatura ambiente de funcionamiento | 0...50 °C montaje lateral 0...60 °C 2 cm spac. |
| Grado de contaminación | 2 conforme a IK07 |

Unidades de embalaje

| | |
|---|----------|
| Tipo de Unidad de Paquete 1 | PCE |
| Número de Unidades en el Paquete 1 | 1 |
| Paquete 1 Peso | 160 g |
| Paquete 1 Altura | 4,852 cm |
| Paquete 1 ancho | 8,168 cm |
| Paquete 1 Largo | 8,397 cm |
| Tipo de Unidad de Paquete 2 | S02 |
| Número de Unidades en el Paquete 2 | 33 |
| Paquete 2 Peso | 6,131 kg |
| Paquete 2 Altura | 15 cm |
| Paquete 2 Ancho | 30 cm |
| Paquete 2 Largo | 40 cm |

Oferta sustentable

| | |
|------------------------------------|--|
| Estado de oferta sostenible | Producto Green Premium |
| Reglamento REACH | Declaración de REACH |
| Directiva RoHS UE | Cumplimiento proactivo (producto fuera del alcance de la normativa RoHS UE) Declaración RoHS UE |
| Sin mercurio | Si |

Información sobre exenciones de RoHS

Si

Normativa de RoHS China

[Declaración RoHS China](#)

Comunicación ambiental

[Perfil ambiental del producto](#)

Perfil de circularidad

[Información de fin de vida útil](#)

Garantía contractual

Periodo de garantía

18 months

Anexo 7. Panel fotográfico



Figura 46. Sistemas fotovoltaicos de ambas tecnologías en la parte superior con limpieza y en la inferior expuestos al polvo - estación lluviosa, 18 de diciembre del 2022



Figura 47. Sistemas fotovoltaicos de ambas tecnologías en la parte superior con limpieza y en la inferior expuestos al polvo – estación seca, 22 de junio del 2023



Figura 48. Sistemas fotovoltaicos de ambas tecnologías en la parte superior con limpieza y en la inferior expuestos al polvo – estación seca, 18 de Julio del 2023



Figura 49. Sistemas fotovoltaicos de ambas tecnologías expuestos al polvo – estación seca, 5 de agosto del 2023



Figura 50. Inclinación de los sistemas fotovoltaicos a 15° con orientación norte

| Fecha_hora__ | TENSION | | | | CORRIENTE | | | | TEMPERATURA | | | | METEREOLÓGICOS | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|--------------|-------------------|-------------|-------------|
| Fecha_hora__ | B008.Ax (POL | B009.Ax (POL | B010.Ax (MOI | B011.Ax (MOI | B008.Ax (POL | B009.Ax (POL | B010.Ax (MOI | B011.Ax (MOI | B008.Ax (POL | B009.Ax (POL | B010.Ax (MOI | B011.Ax (MOI | B012.AQ (TEN | AirTemp/deg | SoilTemp/deg | Rad'n/W.m-2 | |
| | | | | | | | | | | | | | Empty GP2 pn | Empty GP2 pn | Empty GP2 program | | |
| 6:30-6:45 | 1 | 13.3343794 | 12.581153 | 18.6903526 | 18.8567081 | 0.75011636 | 0.72566996 | 0.63724965 | 0.76219676 | 5.07369535 | -0.9809591 | -2.47390691 | -0.81241185 | -0.15550071 | -2.15766871 | 18.1672289 | 72.50306748 |
| 6:45-7:00 | 2 | 13.8656057 | 13.3211111 | 19.1010036 | 19.011767 | 1.03485305 | 0.98331183 | 0.91807885 | 1.15671685 | 8.48422939 | 2.23835125 | 0.76129032 | 2.45448029 | 1.75663082 | -1.01397849 | 18.4623762 | 253.4752688 |
| 7:00-7:15 | 3 | 14.2263763 | 14.1276774 | 19.2992151 | 19.0334731 | 1.29156272 | 1.25801792 | 1.16265233 | 1.59244086 | 12.702509 | 6.09103943 | 4.48817204 | 6.45698925 | 4.26164875 | 0.84322581 | 19.2056931 | 328.6021505 |
| 7:15-7:30 | 4 | 14.5968602 | 14.3236093 | 19.2470323 | 18.8072975 | 1.61639068 | 1.52837634 | 1.40560932 | 2.03382437 | 17.7577061 | 10.8297491 | 8.93512545 | 11.2810036 | 6.97383513 | 2.85311828 | 23.5566434 | 395.9978495 |
| 7:30-7:45 | 5 | 15.1236344 | 14.2549606 | 19.1996057 | 18.5839498 | 1.97924731 | 1.75202867 | 1.58495341 | 2.45105735 | 22.8763441 | 15.4824373 | 13.3032258 | 15.9996416 | 9.22544803 | 4.63354839 | 23.4463736 | 464.2666667 |
| 7:45-8:00 | 6 | 15.6002186 | 14.4858423 | 19.04319 | 18.3335448 | 2.29680645 | 1.94291756 | 1.85153405 | 2.86452688 | 27.3774194 | 19.6989247 | 17.3630824 | 20.2046595 | 10.7910394 | 6.11784946 | 18.5354839 | 531.3698925 |
| 8:00-8:15 | 7 | 15.9402724 | 14.8134301 | 18.9019104 | 17.9924086 | 2.503681 | 2.10986022 | 2.00473835 | 3.32927957 | 31.1860215 | 23.272043 | 20.9007168 | 23.953405 | 12.3641577 | 7.36301075 | 15.6367742 | 591.6129032 |
| 8:15-8:30 | 8 | 16.1181039 | 14.8778065 | 18.6517025 | 17.7305484 | 2.82871685 | 2.24754122 | 2.35289606 | 3.7504552 | 34.5512545 | 26.697491 | 23.9637993 | 27.0329749 | 13.5749104 | 8.4255914 | 14.1778495 | 650.9096774 |
| 8:30-8:45 | 9 | 16.1799355 | 14.7600466 | 18.4243513 | 17.4603799 | 3.20574194 | 2.41567742 | 2.6178172 | 4.14410394 | 37.9437276 | 30.1060932 | 27.0010753 | 30.0426523 | 14.8197133 | 9.40064516 | 13.3997849 | 701.1268817 |
| 8:45-9:00 | 10 | 16.1484014 | 14.6596953 | 18.1180323 | 17.1857921 | 3.60314695 | 2.61449821 | 2.91562366 | 4.55240502 | 41.2781362 | 33.4422939 | 30.0415771 | 33.125448 | 16.1207885 | 10.2812903 | 12.9025806 | 757.8645161 |
| 9:00-9:15 | 11 | 16.0064767 | 14.3590681 | 17.6975233 | 16.9465018 | 4.00870251 | 2.82556989 | 3.41315771 | 4.81982796 | 44.0781362 | 36.1845878 | 32.7358423 | 35.5939068 | 17.6358423 | 11.071828 | 12.7929032 | 797.8408602 |
| 9:15-9:30 | 12 | 15.7206738 | 14.072233 | 17.0651075 | 16.7892545 | 4.46850179 | 3.12149462 | 4.23403226 | 5.08526165 | 45.9806452 | 38.4193548 | 34.8483871 | 37.6297491 | 19.4283154 | 11.8395699 | 13.6694624 | 845.531828 |
| 9:30-9:45 | 13 | 15.2567491 | 13.4827455 | 16.5359068 | 16.5985197 | 5.18776344 | 3.57691398 | 4.97534767 | 5.46489247 | 47.8207885 | 40.3713262 | 37.0512545 | 39.5422939 | 21.3032258 | 12.4655914 | 13.4227957 | 903.6473118 |
| 9:45-10:00 | 14 | 14.1541577 | 13.2818638 | 16.3784301 | 16.4730538 | 5.59774552 | 4.38314695 | 5.27987455 | 5.71089606 | 49.3817204 | 41.2982079 | 38.4555556 | 40.7175627 | 22.4003584 | 12.9548387 | 13.4311828 | 941.4688172 |
| 10:00-10:15 | 15 | 13.9275215 | 13.6182634 | 16.1903297 | 16.3420018 | 5.89611828 | 5.21119176 | 5.59417384 | 5.97164337 | 51.1204301 | 42.144086 | 40.1569892 | 41.8342294 | 23.0496416 | 13.6125806 | 13.3719355 | 989.2860215 |
| 10:15-10:30 | 16 | 14.4707348 | 13.9019498 | 16.0152688 | 16.1456452 | 6.0857957 | 5.44932616 | 5.75529749 | 6.16581004 | 52.932726 | 43.4620072 | 41.9197133 | 43.4555556 | 24.7684588 | 14.1845161 | 13.5036559 | 1021.090323 |
| 10:30-10:45 | 17 | 14.3273799 | 13.7236344 | 15.5374803 | 15.6413477 | 6.11693548 | 5.51160932 | 5.74589247 | 6.13936201 | 55.0387097 | 45.4458781 | 44.0609319 | 44.997491 | 25.0494624 | 14.7533333 | 13.5987097 | 1061.197849 |
| 10:45-11:00 | 18 | 14.6565556 | 14.0178674 | 15.7997849 | 15.9197599 | 6.16370968 | 5.52937276 | 5.77991398 | 6.18030108 | 54.4731183 | 44.3494624 | 43.0566308 | 44.3516129 | 25.7763441 | 15.0062366 | 13.6129032 | 1055.367742 |
| 11:00-11:15 | 19 | 14.5377025 | 13.8475341 | 15.6524229 | 15.7160251 | 6.02594624 | 5.40696416 | 5.60946237 | 6.06958781 | 54.178853 | 43.9365591 | 42.6716846 | 44.1204301 | 25.7542129 | 15.244086 | 13.6077419 | 1051.554839 |
| 11:15-11:30 | 20 | 14.6289247 | 13.9216738 | 15.6716631 | 15.7894194 | 6.25426882 | 5.61250463 | 5.7539319 | 6.22311828 | 55.3659498 | 44.7290323 | 43.7311828 | 45.3240143 | 26.9401434 | 15.5322581 | 13.6688172 | 1075.197849 |
| 11:30-11:45 | 21 | 14.8539677 | 14.1179211 | 16.0345986 | 16.1693154 | 6.05279211 | 5.41998925 | 5.5453871 | 5.91920072 | 55.044086 | 44.265233 | 43.2989247 | 44.8953405 | 26.59319 | 15.904086 | 13.7810753 | 1031.916129 |
| 11:45-12:00 | 22 | 14.9365591 | 14.2603943 | 16.3753011 | 16.5109928 | 5.89484588 | 5.28405376 | 5.36165591 | 5.75639785 | 53.5272401 | 42.8204301 | 41.7842294 | 43.7236559 | 27.1028674 | 16.1391398 | 13.8062366 | 976.2344086 |
| 12:00-12:15 | 23 | 15.0005197 | 14.2507384 | 16.2898423 | 16.5404373 | 6.03098208 | 5.34973118 | 5.50698925 | 5.82123297 | 53.3473118 | 42.4738351 | 41.2605735 | 43.2949821 | 27.0232975 | 16.4137634 | 13.7729032 | 992.0322581 |
| 12:15-12:30 | 24 | 14.7555341 | 14.0927527 | 16.4047599 | 16.447638 | 5.84905735 | 5.19909319 | 5.28711111 | 5.58981362 | 52.089642 | 41.2824373 | 40.0989247 | 42.1967742 | 27.0584229 | 16.6913978 | 13.7509677 | 940.3956989 |
| 12:30-12:45 | 25 | 14.5233047 | 13.862871 | 16.4113477 | 16.7175556 | 5.53182796 | 4.90662007 | 5.04423656 | 5.29656272 | 50.9336918 | 39.7136201 | 38.6129032 | 41.1917563 | 27.6853047 | 16.6774194 | 13.8569892 | 885.7978495 |
| 12:45-13:00 | 26 | 14.2891935 | 13.7921434 | 16.4497133 | 16.7915842 | 5.58224731 | 4.95522222 | 5.06930466 | 5.34977778 | 50.0175627 | 38.8182796 | 37.7609319 | 40.5985663 | 28.2702509 | 16.7808602 | 13.8808602 | 879.1376344 |
| 13:00-13:15 | 27 | 13.8439964 | 13.5901685 | 16.5327885 | 16.7935591 | 5.22475986 | 4.57859857 | 4.75966667 | 5.08936559 | 48.5240143 | 37.6258065 | 36.5702509 | 39.1903226 | 27.7539248 | 16.9146237 | 13.8649462 | 824.9204301 |
| 13:15-13:30 | 28 | 14.4082903 | 13.707276 | 16.5438226 | 16.7546595 | 4.91232616 | 3.95885663 | 4.61893907 | 5.00942294 | 48.4885305 | 38.483871 | 36.8860215 | 39.6501792 | 27.9102659 | 17.1404301 | 14.0552688 | 792.6494624 |
| 13:30-13:45 | 29 | 14.8556523 | 13.879147 | 16.8102939 | 16.8599534 | 4.44408244 | 3.38149104 | 4.11171326 | 4.71396774 | 46.9942652 | 37.3268817 | 34.9637993 | 38.0268817 | 28.0098648 | 17.2924731 | 14.0268817 | 743.6860215 |
| 13:45-14:00 | 30 | 15.1318495 | 14.0117384 | 17.3228065 | 16.9430645 | 4.22650179 | 3.1562724 | 3.53244803 | 4.59920072 | 45.6512545 | 35.8096774 | 33.4283154 | 36.5781362 | 27.8374074 | 17.2615054 | 14.0034409 | 714.8064516 |
| 14:00-14:15 | 31 | 15.1884346 | 14.1043939 | 17.5249576 | 16.9813243 | 4.03363328 | 3.02632258 | 3.21226486 | 4.52129711 | 45.04618 | 35.0811545 | 32.7134126 | 35.6740238 | 27.502807 | 17.4444444 | 14.1361616 | 691.3353535 |
| 14:15-14:30 | 32 | 15.0157154 | 14.1207552 | 17.825112 | 17.1022315 | 3.34982922 | 2.5826945 | 2.5536888 | 3.91743833 | 42.0770398 | 32.1237192 | 29.8910816 | 32.8497154 | 26.3262745 | 17.3098851 | 14.1326437 | 608.1494253 |
| 14:30-14:45 | 33 | 14.9954194 | 14.2335878 | 17.9182401 | 17.2658674 | 3.02638351 | 2.42435842 | 2.37205735 | 3.65157348 | 40.0648746 | 30.2684588 | 27.9942652 | 31.0179211 | 25.9607407 | 17.2460215 | 14.0935484 | 565.627957 |
| 14:45-15:00 | 34 | 14.7777348 | 14.1075018 | 18.0385484 | 17.3970502 | 2.69984588 | 2.20423656 | 2.14422581 | 3.24641219 | 37.4394265 | 27.9028674 | 25.8261649 | 28.7075269 | 25.0359259 | 17.0778495 | 14.0427957 | 500.7376344 |
| 15:00-15:15 | 35 | 14.5341004 | 13.6967025 | 18.1022007 | 17.5249211 | 2.56430824 | 1.93810394 | 1.91243011 | 2.92577778 | 34.5455197 | 25.698925 | 23.3390681 | 26.0021505 | 23.8974074 | 16.7341935 | 13.8572043 | 447.7849462 |
| 15:15-15:30 | 36 | 14.2234731 | 13.317552 | 18.1102473 | 17.5926918 | 2.27375269 | 1.78929749 | 1.66964516 | 2.47677778 | 31.8415771 | 22.8734767 | 20.9763441 | 23.3978495 | 22.4733333 | 16.4270968 | 13.8737634 | 380.0666667 |
| 15:30-15:45 | 37 | 13.9985341 | 13.2832437 | 18.1718315 | 17.7320251 | 1.91682796 | 1.56005376 | 1.46103943 | 2.08760215 | 29.1598566 | 20.7315412 | 18.9422939 | 21.174552 | 21.1791209 | 16.108172 | 13.9845161 | 325.6172043 |
| 15:45-16:00 | 38 | 13.5787634 | 12.9887276 | 18.0731147 | 17.6378387 | 1.6131828 | 1.34517563 | 1.19451613 | 1.70239068 | 26.6491039 | 18.4207885 | 16.674552 | 18.9086022 | 19.9584229 | 15.767957 | 14.1868817 | 261.7634409 |
| 16:00-16:15 | 39 | 13.19581 | 12.932319 | 18.0217384 | 17.6550466 | 1.27190323 | 1.13694984 | 0.94103584 | 1.34019355 | 24.302509 | 16.4917563 | 14.8265233 | 16.8523297 | 18.7978495 | 15.3258065 | 14.1096774 | 196.9591398 |
| 16:15-16:30 | 40 | 12.8587276 | 12.9314767 | 17.8755735 | 17.527319 | 0.88615771 | 0.8597957 | 0.65657348 | 0.91294265 | 21.9594982 | 14.5329749 | 12.925448 | 14.8702509 | 17.2817204 | 14.8406452 | 13.896129 | 122.7010753 |
| 16:30-16:45 | 41 | 12.5042258 | 12.9318925 | 17.6023441 | 17.4829032 | 0.56206093 | 0.6233871 | 0.41406452 | 0.56929391 | 19.8362007 | 12.8835125 | 11.2240143 | 13.0939068 | 15.9616487 | 14.3131183 | 14.3410753 | 67.30752688 |
| 16:45-17:00 | 42 | 12.3315878 | 12.6961935 | 16.7436595 | 16.6938961 | 0.29502151 | 0.40855556 | 0.20902509 | 0.28530108 | 18.0060932 | 11.418638 | 9.74157706 | 11.4885305 | 14.5469534 | 13.6821505 | 14.8651613 | 31.49677419 |
| 17:00-17:15 | 43 | 11.9409635 | 12.2705168 | 15.090299 | 15.3966076 | 0.1045478 | 0.24721299 | 0.07644518 | 0.09334072 | 16.176818 | 9.88851975 | 8.20745663 | 9.8279808 | 12.4152824 | 12.8382353 | 15.6319005 | 12.64705882 |

Figura 51. Cuadro de métricas del módulo



Figura 52. Instalación de los equipos de línea Victron 1



Figura 53. Instalación de los equipos de línea Victron 2



Figura 54. Instalación de los equipos de línea Victron 3



Figura 55. Instalación de los equipos de línea Victron 4



Figura 56. Instalación de los equipos de línea Victron 5



Figura 57. Instalación de los equipos de línea Victron 6



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA

"Universidad Pública de Calidad"