

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO
DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL
RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A RED**

Tesis para obtener el título profesional de Ingeniero Electrónico

AUTOR:

Martin Alcides Zamudio Piscoya

ASESOR:

Mg. Miguel Angel Cataño Sanchez

Dr. Jan Amaru Palomino Töfflinger

Lima, octubre, 2023

Informe de Similitud

Yo, Miguel Angel Cataño Sanchez, docente de la Facultad de Ciencias e Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis titulada "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED" del autor Martin Alcides Zamudio Piscoya, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 13%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 20/10/2023.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de Suficiencia Profesional, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha: San Miguel, 20 octubre de 2023

Apellidos y nombres del asesor: <u>Cataño Sanchez, Miguel Angel</u>	
DNI: 15844815	Firma 
ORCID: 0000-0002-9167-8209	

Resumen

Los sistemas de monitoreo son una forma de evaluar el estado de las variables que resultan de interés para realizar luego un análisis o estudio correspondiente. En ese sentido, la monitorización de sistemas fotovoltaicos (FV) se ha convertido en un proceso necesario para asegurar el correcto funcionamiento de estos sistemas. Para ello, se utilizan sistemas de adquisición de datos (DAQ), los cuales permiten adquirir variables de interés. Así, resulta útil conocer tanto los parámetros eléctricos como meteorológicos que en conjunto permiten analizar el desempeño de sistemas fotovoltaicos.

Como trabajo previo, se han realizado instalaciones fotovoltaicas en distintas regiones del Perú y, junto con ellas, se han instalado sistemas de monitoreo que adquieren parámetros meteorológicos de primer orden (irradiancia y temperatura del módulo FV) que afectan a la productividad de los sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR). Los datos obtenidos de los DAQ son importantes para analizar el comportamiento energético de los sistemas fotovoltaicos y las anomalías que puedan generarse. Asimismo, para que estos sistemas se puedan analizar y caracterizar de manera completa, es necesario monitorizar también las variables eléctricas tanto en corriente continua (DC) como en alterna (AC).

La presente tesis propone el diseño y la implementación de un sistema que adquiera parámetros eléctricos en DC y AC, y que cumpla con el estándar IEC 61724-1:2021, el cual provee requerimientos para el monitoreo y diseño de SFCR. Se tiene proyectado que el sistema opere en los diferentes climas de cinco regiones del Perú (Lima, Arequipa, Tacna, Puno y Amazonas) en conjunto con el sistema de adquisición de parámetros meteorológicos desarrollado en un trabajo previo. Los datos del nuevo sistema se monitorearán de manera continua en tiempo real y las variables serán registradas tanto de manera local en un computador así como en una plataforma en la nube que cumple con el concepto de Internet de las Cosas (IoT). El objetivo deseado es que el sistema mida correctamente de acuerdo con la normativa seguida para que pueda ser empleado en el monitoreo de diferentes sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Palabras clave: *Sistema de monitoreo, Parámetros eléctricos, Norma IEC 61724-1, Sistemas fotovoltaicos conectados a red, Productividad final*



Gracias Señor mío, madrecita María, amigo Jesús y Espíritu Santo porque siempre estuvieron conmigo en todo este proceso que iniciamos juntos. Dedicado siempre a ustedes. Dedicado también a mis padres Fernando y Consuelo por todo el apoyo incondicional que me brindaron, a mis hermanos Fernando y Tatiana, y a Joshua, por darme la alegría en los momentos difíciles. Ustedes fueron el motivo para seguir adelante. También, quiero agradecer a toda mi familia por brindarme siempre el respaldo en situaciones difíciles y por alentarme a continuar hasta lograrlo. Esto también va para ustedes. Un agradecimiento a mis profesores, compañeros y amigos por permitirme compartir momentos de aprendizaje durante esta maravillosa etapa en la universidad. Una mención especial para mi tío Luis y mis abuelos Antolín y Pablo, quienes partieron a la eternidad, pero les prometí que lo lograría. Con mucho cariño y nostalgia para ustedes. El desarrollo de este trabajo recibió apoyo financiero de parte de CONCYTEC-PROCIENCIA mediante el proyecto con el contrato N°124-2018-FONDECYT.



”La grandeza de las personas no se mide por la cima que alcanzan, sino por el servicio que brindan con esos logros en favor de los más necesitados”

”No importa las riquezas que yo alcance si mi corazón no está del lado de los más necesitados. Mi misión es ayudarlos a crecer como personas, pero primero me ayudo yo para ser coherente con mis actos”

Martin Zamudio Piscoya

Índice General

Introducción	1
1 Marco problemático: El monitoreo de la producción eléctrica de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red	3
1.1 Panorama general de la energía en el mundo	3
1.2 Energía solar fotovoltaica (FV) en el mundo	4
1.3 Energía solar fotovoltaica (FV) en el Perú	5
1.4 Trabajos previos en el monitoreo eléctrico de SFCR	8
1.5 Justificación	11
1.6 Objetivos de la tesis	12
1.6.1 Objetivo general	12
1.6.2 Objetivos específicos	12
2 Fundamentos teóricos: Parámetros eléctricos de un SFCR y medidas de rendimiento	13
2.1 Conceptos principales para el monitoreo de un SFCR	13
2.1.1 Sistema de adquisición y monitoreo de datos	13
2.1.2 Parámetros eléctricos requeridos en la medición	14
2.2 Métodos de medición empleados en la monitorización de parámetros eléctricos en sistemas fotovoltaicos	16
2.2.1 Medición de corriente	16
2.2.1.1 Basado en la ley de Ohm	16
2.2.1.2 Basado en el efecto del campo magnético	17
2.2.2 Medición de voltaje	18
2.3 Normativa IEC 61724-1 para el monitoreo de sistemas fotovoltaicos conectados a red	19
2.3.1 Parámetros eléctricos y precisión de las medidas	20
2.3.2 Tiempo de muestreo y de registro de las señales adquiridas	21
2.3.3 Medidas de rendimiento en un SFCR	22

2.4	El concepto de Internet de las Cosas (IoT)	23
3	Diseño e implementación del sistema de adquisición de parámetros eléctricos e interfaz de monitoreo	26
3.1	Requerimientos generales de diseño	26
3.1.1	Especificaciones eléctricas de diseño	26
3.1.2	Propuesta de diseño basado en la norma IEC 61724-1	28
3.1.3	Lista de exigencias	29
3.1.4	Elaboración del diagrama de funciones	30
3.2	Selección del componente usado como unidad de control	32
3.3	Diseño del circuito de adquisición de parámetros eléctricos en corriente directa (DC)	34
3.3.1	Selección del sensor de corriente DC	34
3.3.2	Selección del sensor de voltaje DC	35
3.3.3	Medición de potencia DC	37
3.4	Selección del dispositivo de adquisición de parámetros eléctricos en corriente alterna (AC)	37
3.5	Método de transmisión de datos: serial y remoto	39
3.6	Diseño de la tarjeta electrónica	39
3.7	Diseño de interfaz gráfica en el software LabVIEW y plataforma IoT para guardado y visualización de datos adquiridos	40
4	Resultados de la adquisición del sistema diseñado, validación de las medidas eléctricas bajo la norma IEC 61724-1 y cálculo de productividad final	42
4.1	Instalación del sistema de monitoreo en el Laboratorio de Ciencia de los Materiales de la PUCP	42
4.2	Presentación de resultados de la etapa de adquisición	44
4.2.1	Resultados de parámetros eléctricos en DC	46
4.2.2	Resultados de parámetros eléctricos en AC	54
4.3	Análisis estadístico de las mediciones obtenidas	62
4.4	Interfaz de visualización gráfica en LabVIEW de los parámetros eléctricos enviados por el sistema de adquisición en tiempo real	63
4.5	Plataforma de monitoreo IoT ThingSpeak para el registro y visualización remota de datos	65
4.6	Cálculo de productividad final	66

Conclusiones	68
Recomendaciones y trabajos futuros	69
Bibliografía	70
Anexos	71



Índice de Figuras

Figura 1.1 Crecimiento de la capacidad de electricidad renovable por tecnología, casos principales y acelerados, 2015-2020 y 2021-2026	5
Figura 1.2 Mapa de productividad solar del Perú	6
Figura 1.3 Gráfica de eficiencias de tecnologías de módulos FV	7
Figura 1.4 Tecnologías de módulos FV en estudio de la Sección Física - PUCP	8
Figura 1.5 Diagrama de bloques del prototipo de monitoreo de energía usando IoT	9
Figura 1.6 Diagrama de bloques del prototipo de monitoreo remoto solar fotovoltaico IoT	10
Figura 1.7 Medidor de energía digital	10
Figura 1.8 Configuración del medidor de potencia inteligente	11
Figura 2.1 Medición de corriente DC y voltaje DC del arreglo fotovoltaico	15
Figura 2.2 Medición de corriente AC y voltaje AC de la salida del inversor	15
Figura 2.3 Medición de corriente empleando una resistencia Shunt	16
Figura 2.4 Principio de funcionamiento del efecto Hall	17
Figura 2.5 Divisor de voltaje como sensor de voltaje DC	19
Figura 2.6 Niveles de una arquitectura IoT	24
Figura 3.1 Conformación del SFCR de tecnología PERC	27
Figura 3.2 Rangos de entrada y salida del inversor SMA	27
Figura 3.3 Diagrama de bloques de la adquisición de parámetros eléctricos	29
Figura 3.4 Caja negra del sistema de monitoreo	31
Figura 3.5 Diagrama de funciones del sistema de monitoreo	32
Figura 3.6 Dispositivos medidores de energía	38
Figura 3.7 Medidor de energía comercial DDS238-1 ZN	39
Figura 3.8 Vista principal de la interfaz gráfica en LabVIEW	41
Figura 3.9 Vista principal de la plataforma de monitoreo ThingSpeak	41
Figura 4.1 Sistema de monitoreo e inversor SMA conectados al sistema fotovoltaico de tecnología PERC	43

Figura 4.2 Descripción del sistema de adquisición de datos	44
Figura 4.3 Analizador de potencia de precisión WT5000 - Yokogawa	45
Figura 4.4 Gráficas de voltaje DC - SMPE y WT5000	47
Figura 4.5 Regresión lineal de voltaje DC - SMPE y WT5000	47
Figura 4.6 Error de medición de voltaje DC	48
Figura 4.7 Error de medición de voltaje DC (Mediciones: 04/11 al 10/11)	48
Figura 4.8 Gráficas de corriente DC - SMPE y WT5000	49
Figura 4.9 Regresión lineal de corriente DC - SMPE y WT5000	50
Figura 4.10 Regresión lineal de corriente DC - SMPE y WT5000	50
Figura 4.11 Error de medición de corriente DC (Mediciones: 04/11 al 10/11)	51
Figura 4.12 Gráficas de potencia DC - SMPE y WT5000	52
Figura 4.13 Regresión lineal de potencia DC - SMPE y WT5000	52
Figura 4.14 Regresión lineal de potencia DC - SMPE y WT5000	53
Figura 4.15 Error de medición de potencia DC (Mediciones: 04/11 al 10/11)	53
Figura 4.16 Gráficas de voltaje AC - SMPE y WT5000	55
Figura 4.17 Regresión lineal de voltaje AC - SMPE y WT5000	55
Figura 4.18 Error de medición de voltaje AC	56
Figura 4.19 Error de medición de voltaje AC (Mediciones: 04/11 al 10/11)	56
Figura 4.20 Gráficas de corriente AC - SMPE y WT5000	57
Figura 4.21 Regresión lineal de corriente AC - SMPE y WT5000	57
Figura 4.22 Regresión lineal de corriente AC - SMPE y WT5000	58
Figura 4.23 Error de medición de corriente AC (Mediciones: 04/11 al 10/11)	58
Figura 4.24 Gráficas de potencia AC - SMPE y WT5000	59
Figura 4.25 Regresión lineal de potencia AC - SMPE y WT5000	60
Figura 4.26 Regresión lineal de potencia AC - SMPE y WT5000	60
Figura 4.27 Error de medición de potencia AC (Mediciones: 04/11 al 10/11)	61
Figura 4.28 Gráfica de potencia DC en LabVIEW	64
Figura 4.29 Gráfica de corriente DC en LabVIEW	64
Figura 4.30 Parámetros de frecuencia, potencia DC, voltaje DC y corriente DC en ThingSpeak	65
Figura 4.31 Potencia DC en ThinSpeak	66

Índice de Tablas

Tabla 2.1	Parámetros eléctricos requeridos para un sistema de clase A y clase B	20
Tabla 2.2	Precisiones máximas en las mediciones	21
Tabla 2.3	Requisitos de intervalos de muestreo y registro	21
Tabla 3.1	Parámetros eléctricos principales del módulo PERC	27
Tabla 3.2	Valores de diseño definitivos	28
Tabla 3.3	Características relevantes para la selección del microcontrolador	33
Tabla 3.4	Alternativas de microcontroladores	33
Tabla 3.5	Alternativas de sensores de corriente	35
Tabla 3.6	Alternativas de sensores de voltaje DC	36
Tabla 4.1	Parámetros de corrección DC y AC: m_i, b_i	46
Tabla 4.2	Consolidado de errores de medición antes de la calibración - 15 días previos	54
Tabla 4.3	Errores de medición diarios después de la calibración	54
Tabla 4.4	Consolidado de errores de medición antes de la calibración - 15 días	61
Tabla 4.5	Errores de medición diarios después de la calibración	62
Tabla 4.6	Promedio de los indicadores NRMSE y NMBE medidos durante una semana (Mediciones: 04/11/22 al 10/11/22)	63
Tabla 4.7	Energías AC diarias generadas (Mediciones: 04/11 al 10/11)	66
Tabla 4.8	Productividades finales diarias - Y_f (Mediciones: 04/11 al 10/11)	67

Introducción

Es conocido que en la actualidad la humanidad necesita cada vez más energía eléctrica para cubrir sus demandas de energía en las diversas actividades que corresponden a diferentes sectores como la industria, áreas domésticas, entre otros. Asimismo, cada vez es más común solicitar que la fuente de esta energía demandada sea sostenible y renovable en el tiempo. Es así que el uso de tecnologías fotovoltaicas (FV) para la generación de energía eléctrica se erige como una alternativa de solución. En ese sentido, los sistemas fotovoltaicos, sobre todo los conectados a red, van generando mayores expectativas, pero antes de realizar cualquier aplicación, resulta necesario estudiar las condiciones tanto del lugar como de la tecnología que se pretende instalar. Es por ello que se hace énfasis en los sistemas de monitoreo que adquieren variables de interés y su posterior estudio. En la presente tesis, el sistema a desarrollar requiere la adquisición de parámetros eléctricos tanto en corriente continua como en corriente alterna.

Este sistema de monitoreo incorporará sensores y el diseño electrónico necesario para que fuera capaz de monitorizar los parámetros eléctricos característicos de un sistema de conexión a red fijados por la norma IEC-61724-1, que hasta la fecha se obtienen directamente desde el inversor, cuya característica es ser un sistema cerrado y no personalizable. Los datos a ser monitoreados son corriente DC, voltaje DC y potencia DC del generador fotovoltaico, así como los respectivos parámetros propios de la red alterna a la salida del inversor como corriente AC, voltaje AC, potencia activa y energía activa. El monitoreo se realiza empleando el sistema FV conformado por módulos de tecnología PERC (*Passivated Emitter and Rear Contact*).

El capítulo 1 muestra el panorama general de la energía en el mundo y el crecimiento acelerado que está teniendo principalmente la solar fotovoltaica. Asimismo, se brinda detalles del trabajo que se está desplegando en el Perú, en especial en el Laboratorio de Ciencia de Materiales y Energías Renovables de la Sección de Física en la Pontificia Universidad Católica del Perú. Además, se realiza una revisión del estado del arte en el que se adquirieron ciertos criterios para el diseño del sistema de monitoreo propuesto.

El capítulo 2 detalla conceptos teóricos que permiten un mejor entendimiento de lo que

comprende un sistema de monitoreo. Asimismo, se explican los diversos métodos de medición de los parámetros eléctricos requeridos basados en diferentes principios de funcionamiento. También, se aborda la normativa IEC 61724-1:2021 (en su versión 2021) que dispone de requerimientos necesarios para el desarrollo de sistemas de monitoreo.

En el capítulo 3, se procede con el diseño del sistema siguiendo los requerimientos planteados en la propuesta de diseño y la lista de exigencias. Se realizan selecciones de componentes que se adecúen a los fines requeridos. A partir de ello, se desarrolla la interfaz de monitoreo local y se selecciona la plataforma de monitoreo remoto hacia donde se enviarán los datos adquiridos.

El capítulo 4 muestra la instalación física y puesta a prueba del prototipo diseñado. Se presentan las plataformas local y remoto con los gráficos de las variables en tiempo real. Asimismo, se realiza el análisis de los datos adquiridos para validar la precisión de los parámetros. Para ello, se emplea un dispositivo comercial de referencia calibrado y de alta gama en el mercado para determinar el cumplimiento de la norma IEC 61724-1.



Capítulo 1

Marco problemático: El monitoreo de la producción eléctrica de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red

En el presente capítulo, se describe el panorama general de la energía, en particular la energía solar fotovoltaica en el mundo, en el Perú y el trabajo que se está impulsando en la Pontificia Universidad Católica del Perú como forma de investigación. Asimismo, se revisa el estado del arte y se plantean la justificación y los objetivos que estructuran esta primera parte de la tesis.

1.1. Panorama general de la energía en el mundo

A nivel mundial, la economía se mueve sobre la base de la energía, pues es empleada para el funcionamiento y la producción de los diversos bienes y servicios [1]. El sector energético se muestra como un pilar importante en el desarrollo económico de un país. En ese sentido, la abundancia y disponibilidad de la energía permite brindar soporte a la economía de los países, con el objetivo de que se logre un mejor crecimiento económico, así como una mejora en la productividad [2]. Desde hace dos siglos, la humanidad ha desarrollado y puesto en práctica cambios en sus hábitos de consumo, en donde la energía, en especial la eléctrica, se ha convertido en un servicio imprescindible para el desarrollo de las diversas actividades que realizan en las labores cotidianas [3].

El consumo masivo de energía hace que la estructura actual no se vea como una forma sostenible, pues los precios se incrementan a medida que la demanda crece y, en ese sentido, también los gases de efecto invernadero [1]. De acuerdo con la Agencia Internacional de la

Energía, las tendencias actuales provocarían que las emisiones de dióxido de carbono se dupliquen al 2050 y, por consiguiente, se generaría un aumento de 6 °C en la temperatura media mundial [1][4]. Esto desencadenaría graves consecuencias y convertiría al planeta en un espacio prácticamente insostenible.

Es así que uno de los mayores desafíos de la humanidad es la incertidumbre por el cambio climático y una de las principales causas es, precisamente, la emisión descontrolada de gases de efecto invernadero [2]. Estos gases son producidos como consecuencia de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles. En el año 2015, las dos terceras partes de la capacidad instalada a nivel mundial fue procedente de centrales que tenían como materia principal a los combustibles fósiles [3].

A pesar de estas cifras, existen actualmente tecnologías energéticas que pueden evitar el paso acelerado hacia esa amenaza futura [4]. Es por ello que destacan las energías renovables, cuyo ciclo de regeneración se da en un periodo corto de tiempo y vuelven a estar nuevamente disponibles [5]. En el 2015, Sudamérica fue la excepción en cuanto al uso mayoritario de combustibles fósiles, pues la capacidad de generación estaba relacionada directamente con las hidroeléctricas con una participación del 54.6 % [3].

1.2. Energía solar fotovoltaica (FV) en el mundo

En los últimos 10 años, se ha dado un desarrollo bastante acelerado respecto a las tecnologías que permiten reducir los niveles de emisión de gases de efecto invernadero [1][2]. Esto se ve reflejado en el aumento de las inversiones en proyectos sobre recursos energéticos renovables, producto de la mayor demanda y de los acuerdos en las diversas cumbres internacionales sobre el compromiso en el uso de energías renovables [2][3]. Tales recursos engloban fuentes de energía como la solar, la eólica, la geotérmica, la mareomotriz, la biomasa y las centrales hidráulicas de pequeñas dimensiones. La importancia de sus incorporaciones se genera por los bajos o nulos niveles de emisión de carbono e impacto ambiental en comparación a la energía producida a partir de combustibles fósiles [2]. Específicamente, un recurso abundante y renovable es la energía solar, que corresponde a una fuente limpia e inagotable.

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica es la que mayor auge y desarrollo ha tenido, a pesar de los efectos económicos causados por el COVID-19 en el 2020 [6]. Incluso, se estima que para el 2030 dos tercios de la población en el mundo podrían ser suministrados de electricidad por esta tecnología [2]. En el 2021, la capacidad de energía solar fotovoltaica creció un 3 % más respecto al progreso excepcional que se había desarrollado en el 2020 y, prácticamente, constituía

más de la mitad del crecimiento de energía renovable [7]. En la Figura 1.1, se muestra el crecimiento que ha experimentado la energía solar fotovoltaica en el mundo y la estimación que se tiene para los próximos años, cuya tendencia se mantiene en una continua progresión.

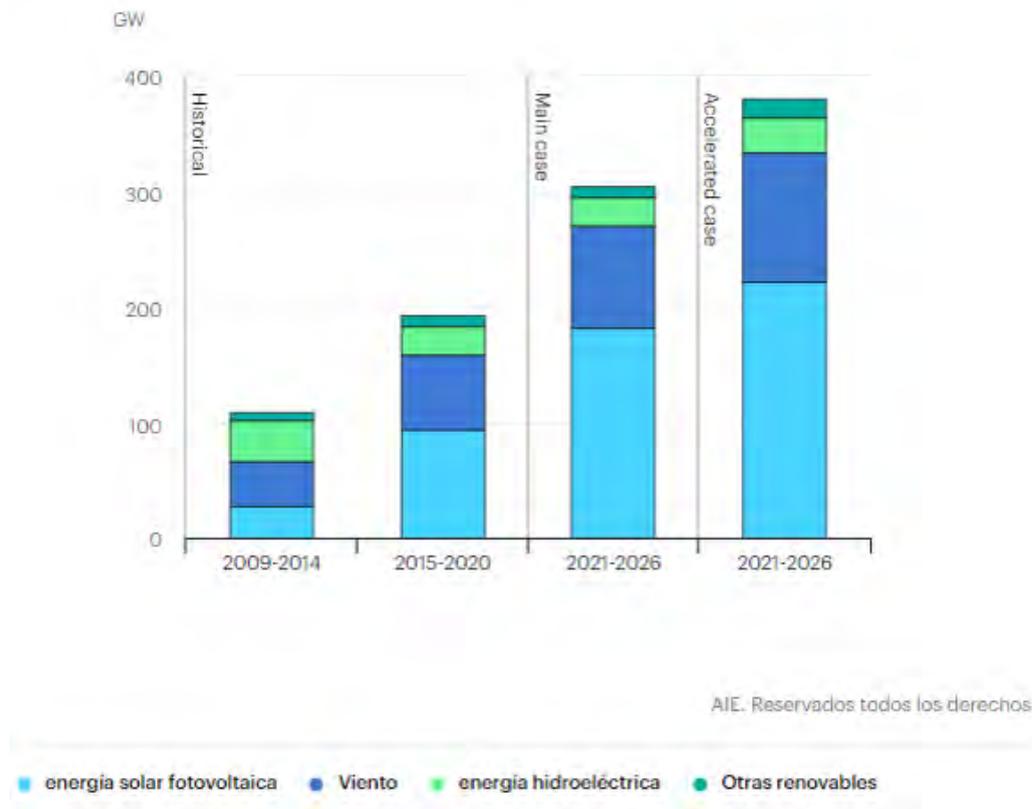


Figura 1.1: Crecimiento de la capacidad de electricidad renovable por tecnología, casos principales y acelerados, 2015-2020 y 2021-2026 [7]

1.3. Energía solar fotovoltaica (FV) en el Perú

En el Perú, en los últimos años, se ha dado una progresiva implementación de tecnologías asociadas a los recursos renovables. Asimismo, la existencia de un marco normativo iniciado en el 2008 ha permitido la promoción de estas y las operaciones de centrales de energías renovables [2]. En el 2022, a través del Decreto Supremo N° 003-2022-MINAM, el Gobierno peruano puso énfasis en la emergencia climática y estableció un aumento al 20 % para el año 2030 de los recursos renovables no convencionales como participantes en la matriz energética, en especial la solar, por ser un recurso abundante en el Perú [8].

Según el atlas de energía solar del Perú, se tiene un gran potencial aprovechable. Las regiones con mayor recurso solar son las que se ubican en la costa meridional: Arequipa, Moquegua y Tacna [2]. En la Figura 1.2, se muestra el mapa de productividad solar del Perú y los valores de energía

generada por potencia instalada. Estos datos simulados pueden ser tomados como referencia de manera general para realizar instalaciones de sistemas fotovoltaicos, sin considerar variabilidades en las condiciones climáticas.



Figura 1.2: Mapa de productividad solar del Perú [9]

Debido al avance logrado en la factibilidad de uso de la energía solar fotovoltaica, el Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC) ha implementado mecanismos y facilitado acciones en el desarrollo de proyectos de investigación. En ese sentido, varias universidades peruanas han participado en concursos para financiamiento de proyectos relacionados a sistemas fotovoltaicos, pues estos se presentan como una alternativa para la generación de energía eléctrica de manera natural y sostenible. En el 2015, se inició el proyecto “Emergiendo con el Sol” liderado por la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) en un trabajo en conjunto con la Universidad de Jaén de España. El objetivo era investigar el potencial fotovoltaico en el país a través de módulos fotovoltaicos convencionales que dominaban el mercado. Todo ello se realizaba a partir de sistemas fotovoltaicos conectados a red, que eran el eje y la infraestructura sobre el que se desarrollaba la investigación [5].

Actualmente, el grupo de Ciencia de Materiales y Energías Renovables (MatER), que pertenece a la Sección de Física de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), está

realizando una investigación que se basa en el estudio del rendimiento energético de diversas tecnologías FV emergentes en sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR) en distintas ubicaciones del Perú. Para desarrollar este trabajo, se realizó previamente la instalación de 3 SFCR relacionadas a 3 tecnologías de módulos FV emergentes en el mercado. Estas corresponden a las tecnologías PERC (*Passivated Emitter and Rear Contact*), HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin layer*) y CIGS (*Copper Indium Gallium Selenide*), que son módulos FV de mayor eficiencia y con un mayor impacto en el mercado FV [5]. En la Figura 1.3, se muestran las tecnologías FV de acuerdo a su eficiencia, en donde destacan las 3 mencionadas.

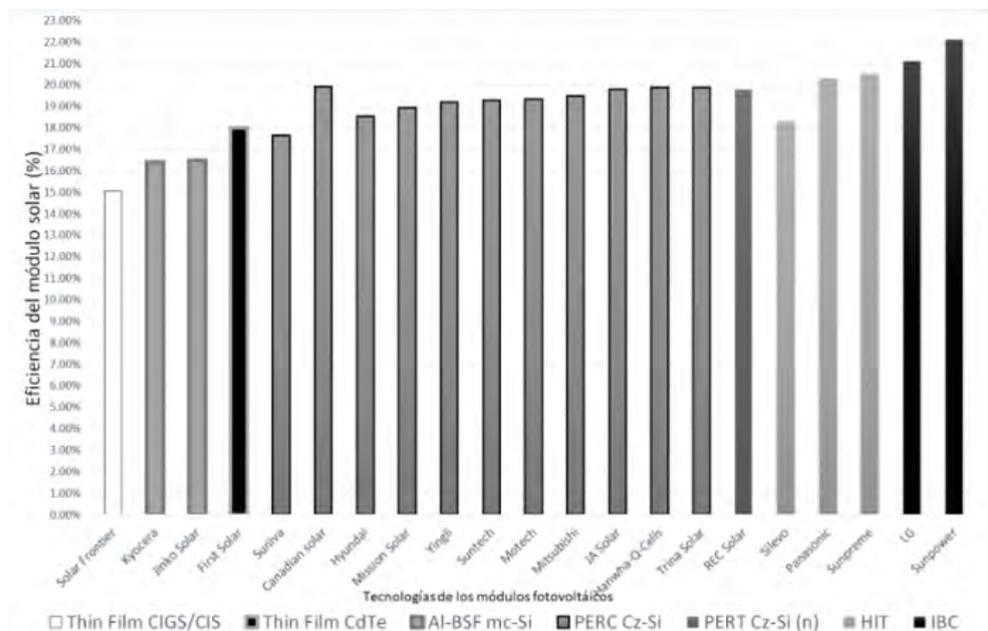


Figura 1.3: Gráfica de eficiencias de tecnologías de módulos FV [5]

El estudio resulta ser interesante debido a que en el Perú no existen datos sobre el comportamiento de cada una de las tecnologías FV en las diferentes zonas climáticas. Es por ello que se establecieron 5 regiones estratégicas en el Perú en donde la información recolectada también pueda ser utilizada para otras zonas de similares características climáticas. Específicamente, los SFCR han sido instalados en universidades de cada una de estas 5 regiones: Lima (Pontificia Universidad Católica del Perú y Universidad Nacional de Ingeniería), Arequipa (Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa), Tacna (Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann), Puno (Universidad Nacional de Juliaca) y Amazonas (Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza) [5].

Los inversores conectados a los sistemas fotovoltaicos cuentan con un sistema de monitoreo interno que proporciona los parámetros eléctricos DC y AC. No obstante, el sistema interno no es

controlable por el usuario ni se conoce el nivel de precisión de las variables eléctricas medidas. Es por ello que se hace necesario el desarrollo de un sistema de monitoreo de parámetros eléctricos propio que se adapte a cualquier circunstancia y no dependa de las condiciones del lugar ni de la tecnología FV instalada. La Figura 1.4 muestra las tecnologías de módulos FV en estudio conformadas en arreglos fotovoltaicos en las instalaciones de la Sección Física de la PUCP.



Figura 1.4: Tecnologías de módulos FV en estudio de la Sección Física - PUCP

El objetivo de la investigación, que forma parte del proyecto “Evaluación energética y técnico-económica de la generación de energía eléctrica renovable con nuevas tecnologías fotovoltaicas en diferentes zonas climáticas del Perú”, es brindar el conocimiento sobre la tecnología o combinación de tecnologías que resulte más conveniente para la instalación en un determinado lugar [5]. Con ello, se podrá entender el impacto que tiene la diversidad climática peruana en el rendimiento energético y económico de los sistemas FV.

1.4. Trabajos previos en el monitoreo eléctrico de SFCR

Una revisión de la literatura ha permitido conocer algunos sistemas de monitoreo empleados para medición eléctrica en sistemas fotovoltaicos. Algunos sistemas de adquisición existentes se basan en software que necesitan de licencias para funcionar. Además, dichos sistemas se caracterizan por ser bastante complejos y por tener un alto costo en su uso, así también se distinguen por el limitado número de parámetros medidos que ofrecen [10]. Asimismo, existen sistemas de monitoreo desarrollados en investigaciones y proyectos anteriores a nivel mundial en donde desarrollan la adquisición de parámetros eléctricos DC y AC. Cada uno de ellos fue

propuesto con objetivos distintos, pero que al final se toman como referencias porque la función principal es el monitoreo de parámetros eléctricos.

En [11], se muestra un prototipo de monitoreo de energía de módulos FV desarrollado en la India que tiene la particularidad de ser remoto y de aplicar el concepto de Internet de las Cosas (IoT), pero que solo mide la parte DC. El sistema integra sensores de voltaje y corriente, además de un dispositivo microcontrolador que permite adquirir los datos sensados. Asimismo, se acondiciona una plataforma IoT que brinda soporte para el monitoreo remoto continuo. De este modo, se identifican anomalías que afectan el funcionamiento de los módulos FV. La Figura 1.5 muestra el diagrama de bloques del prototipo de monitoreo desarrollado.

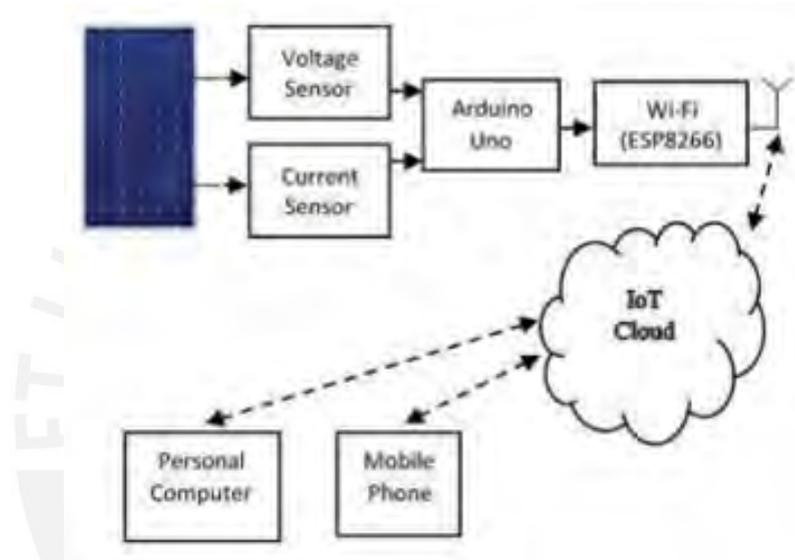


Figura 1.5: Diagrama de bloques del prototipo de monitoreo de energía usando IoT [11]

El sistema implementado en [12] es capaz de medir parámetros de voltaje DC, corriente DC y temperatura de los módulos FV. Asimismo, emplea la técnica del envío de datos a Internet a través de redes móviles con el objetivo de que pueda ser revisado por el usuario. Este sistema se caracteriza por ser de bajo costo y por aplicar también la tecnología IoT. A partir de los valores eléctricos sensados, se mide la producción y se envían los datos al Internet. También, proporciona información que es de ayuda para el mantenimiento de la instalación. La Figura 1.6 muestra el diagrama de bloques del prototipo de monitoreo remoto solar fotovoltaico desarrollado.

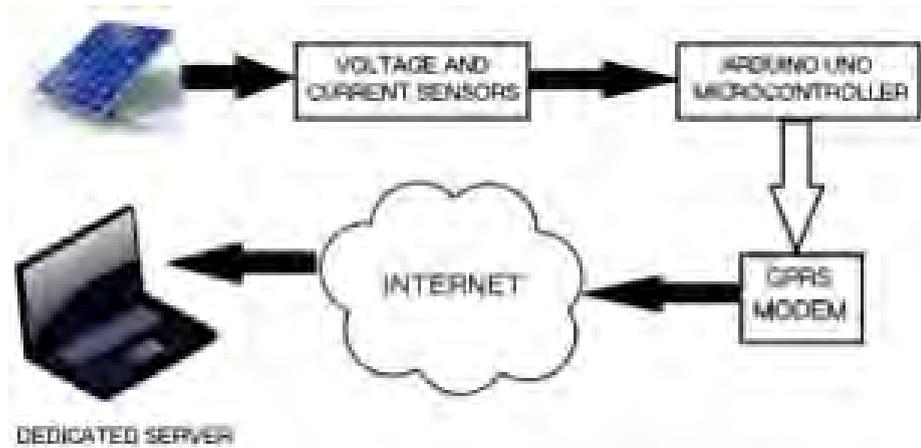


Figura 1.6: Diagrama de bloques del prototipo de monitoreo remoto solar fotovoltaico IoT [12]

Por otro lado, existen otros sistemas de monitoreo que permiten solo las adquisiciones de variables eléctricas de la parte alterna y no contemplan parámetros DC. El sistema desarrollado en [13], propuesto en Tailandia, muestra un diseño integrado por una red de sensores inalámbricos para monitoreo de corriente AC, voltaje AC, potencia AC y energía activa, que son de bajo costo y que envía los datos medidos hacia una plataforma web en donde los usuarios pueden revisar la información en tiempo real. Así, pueden ver el consumo de electricidad que tienen en el hogar y gestionarlo de manera sostenible. La aplicación de este sistema ha proporcionado resultados bastante eficientes. La Figura 1.7 representa el sistema de monitoreo de toda la etapa AC.

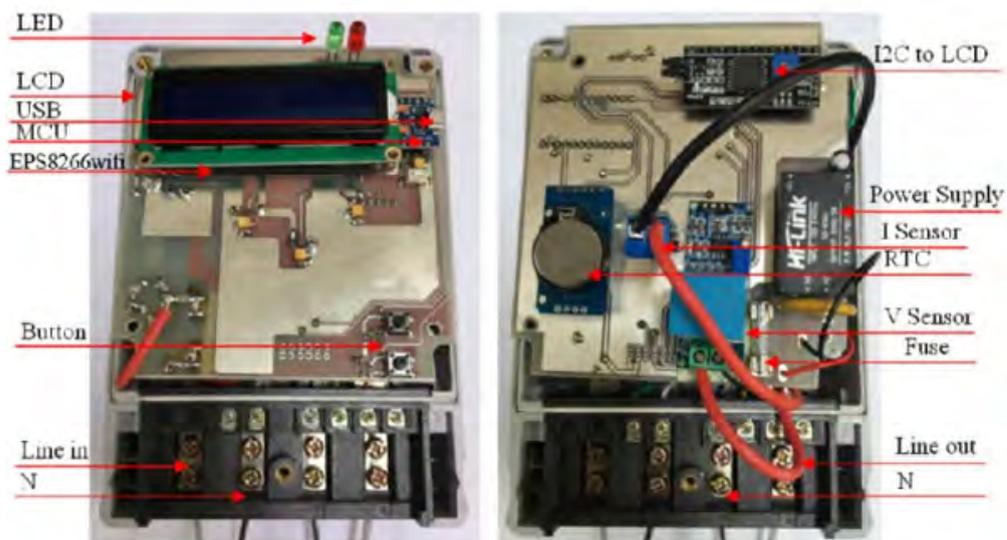


Figura 1.7: Medidor de energía digital [13]

En [14], se desarrolló un medidor de potencia inteligente, realizado en Indonesia, cuya función es la de utilizarlo como un controlador de potencia. Se emplearon dispositivos comerciales de bajo

costo como un microcontrolador y un sensor de potencia AC con funciones integradas para la lectura directa de los parámetros eléctricos AC. El dispositivo final facilita la conexión a la red a través de la red Wi-Fi para monitoreo remoto. Además, permite el envío de datos como voltaje AC, corriente AC, potencia AC, energía activa, frecuencia de la red y factor de potencia. La Figura 1.8 muestra el sistema de monitoreo dispuesto en su correspondiente caja eléctrica.



Figura 1.8: Configuración del medidor de potencia inteligente [14]

Estos sistemas mostrados conformarán la base tecnológica para el desarrollo del sistema de monitoreo de parámetros eléctricos propuesto y se irá implementando en conjunto con los requerimientos establecidos por el estándar IEC 61724-1:2021 para finalmente validar los resultados obtenidos con un sistema de referencia calibrado [15].

1.5. Justificación

El desarrollo del sistema de monitoreo de parámetros eléctricos será útil en el campo de las aplicaciones fotovoltaicas y las investigaciones que está desarrollando el grupo MatER de la Pontificia Universidad Católica del Perú. El sistema permitirá la recolección de data experimental que tendrá aplicación en los análisis posteriores respecto al comportamiento particular de las tecnologías FV considerando los diversos climas del Perú. El objetivo principal es que los parámetros eléctricos adquiridos sean válidos respecto a los valores medidos por un dispositivo de referencia calibrado. Esto permitirá su uso confiable para comprender el impacto que tiene la diversidad climática del Perú en el rendimiento energético y económico de los sistemas FV.

1.6. Objetivos de la tesis

A continuación, se muestran el objetivo general y los objetivos específicos que se plantean en la presente tesis.

1.6.1. Objetivo general

- Desarrollar un prototipo funcional para el monitoreo local y remoto de los principales parámetros eléctricos DC y AC de un sistema fotovoltaico conectado a red siguiendo los requerimientos de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por su terminología en inglés) y cumpliendo los requisitos de precisión asociados a cada parámetro adquirido

1.6.2. Objetivos específicos

- Diseñar un circuito e integrar al diseño sensores para adquirir los parámetros de corriente DC, voltaje DC y potencia DC
- Seleccionar un medidor de energía comercial adecuado a las precisiones para adquirir los parámetros eléctricos requeridos en AC y que se adecúe a las necesidades de diseño
- Integrar y obtener el circuito final (DC y AC) que adquiera las variables eléctricas de acuerdo a la norma IEC 61724-1:2021, validándolo con un dispositivo calibrado para llegar al cumplimiento de este estándar en cuanto a términos de errores de medición
- Diseñar una interfaz de visualización para los datos adquiridos de manera local en un software en el ordenador y seleccionar una plataforma de monitoreo remoto de código abierto para facilitar el monitoreo en la nube
- Montar el sistema en el lugar de instalación (Laboratorio de Ciencia de los Materiales 1 de la Sección Física - PUCP) para la adquisición de datos

Capítulo 2

Fundamentos teóricos: Parámetros eléctricos de un SFCR y medidas de rendimiento

En este capítulo, se presentan conceptos importantes para entender el funcionamiento de un sistema de adquisición y monitoreo de datos. Además, se detallan los métodos de medición más comunes aplicados en sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR), así como la normativa que determina los parámetros eléctricos a medir y el error de medición en la adquisición.

2.1. Conceptos principales para el monitoreo de un SFCR

2.1.1. Sistema de adquisición y monitoreo de datos

La medición de variables físicas de interés en diferentes procesos resulta de suma importancia, pues permite mostrar información acerca del comportamiento y los recursos que se tienen a disposición [16]. En el caso de un SFCR, un sistema de monitoreo tiene el potencial para brindar a los usuarios la información eléctrica correspondiente al funcionamiento del sistema y si este se encuentra en condiciones de operación según lo esperado [17]. Para lograr el monitoreo de los SFCR, es necesario el desarrollo de un sistema de adquisición de datos (DAQ). Los DAQ son instrumentos que se utilizan en aplicaciones como la investigación científica para pruebas y mediciones de señales que miden los fenómenos físicos del mundo real y que se encuentran conformados por hardware y software [5][18]. Estos permiten que se recolecten datos específicos de dispositivos de medición o sensores en una secuencia de tiempo determinada con el objetivo de realizar un posterior análisis y procesamiento de datos. De manera general, las etapas de un

DAQ se encuentran conformadas por el sensado de la variable, el acondicionamiento, la conversión analógica a digital y el registro de los datos digitales en un computador [19].

2.1.2. Parámetros eléctricos requeridos en la medición

En la parte de corriente continua de los SFCR, los principales parámetros eléctricos que se necesitan medir corresponden a corriente, voltaje y potencia, indicados en la norma IEC 61724-1 [15]. Estas variables son las que se encuentran relacionadas directamente a la salida del arreglo de módulos fotovoltaicos. La relevancia de estos parámetros se resalta porque se requieren para estimar la energía DC, que a la vez es útil para realizar el cálculo de las medidas o métricas de rendimiento.

La tensión en corriente continua es la generada en los terminales de salida del arreglo fotovoltaico. Esta corresponde a la suma de cada uno de los voltajes que genera cada módulo [20]. De acuerdo a la tecnología de módulos instalada, los paneles muestran datos de voltaje máximo en su placa y son empleadas para dimensionar el arreglo, así como para determinar el dispositivo de medida adecuado que permita obtener esta variable eléctrica en el sensado. Asimismo, la corriente continua es la que se genera a la salida del arreglo FV en el momento en el que se encuentra conectado al inversor. Como los módulos FV están estructurados en serie, la corriente que circula a través de ellas es la misma para cada una [20]. El dato de corriente máxima también se encuentra detallado en la placa del módulo. Es importante conocer el detalle de las características eléctricas que presentan los paneles FV para lograr una adecuada adquisición de las variables.

En relación a la potencia, esta se obtiene con el cálculo matemático mostrado en la ecuación 2.1, a partir de los parámetros de voltaje y corriente sensados por los dispositivos adecuados.

$$P = V \cdot I \quad (2.1)$$

La variable de energía DC es también un cálculo derivado de la potencia DC y se obtiene a partir de la integración de este parámetro dentro de un periodo de referencia. Como los datos se miden en intervalos de tiempo, la energía de salida del arreglo fotovoltaico (DC) se calcula como la sumatoria de todas las energías obtenidas en cada intervalo de tiempo dentro del periodo de registro como se muestra en la ecuación 2.2 [15].

$$E_A = \sum_k P_{A,k} \cdot T_k \quad (2.2)$$

La Figura 2.1 muestra las variables eléctricas de la parte DC que se requieren adquirir a partir

de mediciones directas de sensores.



Figura 2.1: Medición de corriente DC y voltaje DC del arreglo fotovoltaico

Por otro lado, los parámetros requeridos de la parte alterna corresponden al voltaje de la red, la corriente proporcionada a la red, la potencia activa y la energía producida calculada a partir de los parámetros anteriores. Estas variables se relacionan directamente con la salida del inversor. La energía AC es el parámetro de salida más importante por su utilidad en el cálculo de las métricas de rendimiento, pero para ello es necesario el cálculo de las variables iniciales como el voltaje AC y la corriente AC [20].

La energía de salida del sistema fotovoltaico (AC) es calculada a partir de la potencia generada a la salida del inversor. De igual manera que en corriente continua, los datos se miden en intervalos de tiempo y la energía AC es el resultado de la sumatoria de todas las energías obtenidas en los intervalos de tiempo dentro del periodo de registro como se muestra en la ecuación 2.3 [15].

$$E_{out} = \sum_k P_{out,k} \cdot T_k \quad (2.3)$$

La Figura 2.2 muestra los parámetros eléctricos de la parte alterna que se requieren adquirir a partir de mediciones directas de sensores.

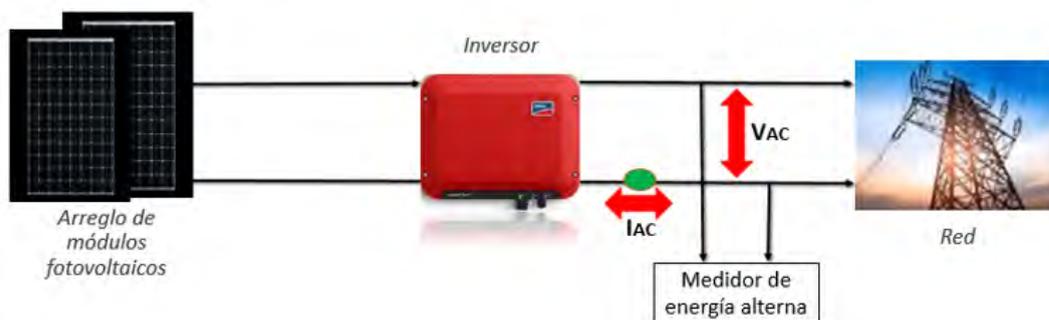


Figura 2.2: Medición de corriente AC y voltaje AC de la salida del inversor

2.2. Métodos de medición empleados en la monitorización de parámetros eléctricos en sistemas fotovoltaicos

Existen dispositivos de medición como los sensores que son comúnmente utilizados en el proceso de adquisición de variables eléctricas aplicados a los sistemas fotovoltaicos. Estos se basan en principios de operación o leyes que es necesario conocer para saber usarlas en el momento de la medición de los parámetros y posterior adquisición de estos. En los apartados de este subcapítulo, se presentan de manera práctica los principios de funcionamiento sobre el que se basan los sensores para operar.

2.2.1. Medición de corriente

Las mediciones de corrientes son fundamentales en sistemas de monitoreo, pues con el conocimiento de la magnitud de esta variable se pueden generar acciones para mejorar la estabilidad de los sistemas fotovoltaicos. Existen varias técnicas para realizar la medición de corriente que dependen de la aplicación en la que se emplee, así como de los requerimientos que se planteen, sea de costo, tamaño, precisión o ancho de banda [21]. A continuación, se explican los principios de funcionamiento de las varias técnicas de medición más comunes que existen.

2.2.1.1. Basado en la ley de Ohm

Esta forma de medida establece que la caída de tensión entre dos puntos o terminales de un conductor eléctrico es proporcional a la corriente que fluye a través de él. En particular, una forma ampliamente utilizada es el empleo de una resistencia en derivación, también conocida como resistencia Shunt, como se muestra en la Figura 2.3 [21][22].

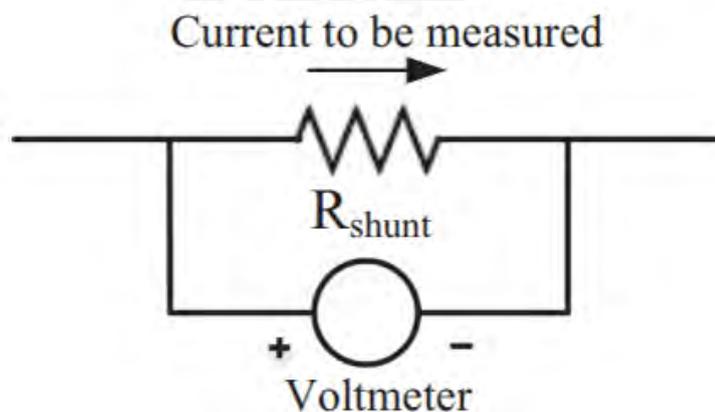


Figura 2.3: Medición de corriente empleando una resistencia Shunt [21]

La corriente se mide a través del cálculo matemático que se realiza con la caída de voltaje en los terminales de la resistencia R_{sh} y el valor conocido de este elemento. La ecuación 2.4 representa esta medición basado en la Ley de Ohm [21][22].

$$I = \frac{V}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

Este método es útil para mediciones en corriente continua como en alterna [22]. No obstante, para altas corrientes, se produce el efecto de pérdidas de potencia [21]. Es por ello que en [22] se indica que se puede restringir el uso de esta técnica en aplicaciones de alta corriente con el objetivo de evitar este problema, además de que esta forma de medición no brinda aislamiento eléctrico.

2.2.1.2. Basado en el efecto del campo magnético

Los dispositivos de medición de corriente que se basan en el efecto del campo magnético tienen la capacidad de detectar tanto los campos magnéticos estáticos como los dinámicos, considerándose así una alternativa bastante útil para la medición de corriente [21].

Los dispositivos basados en este funcionamiento son los de efecto Hall, que se fundamenta en el principio de la Fuerza de Lorentz. El efecto Hall señala que, cuando una corriente circula a través de un material semiconductor o conductor como una lámina delgada, y se encuentra atravesada por un campo magnético, se genera un voltaje perpendicular tanto a la corriente como al campo [21][22]. La Figura 2.4 representa el principio de funcionamiento de este efecto.

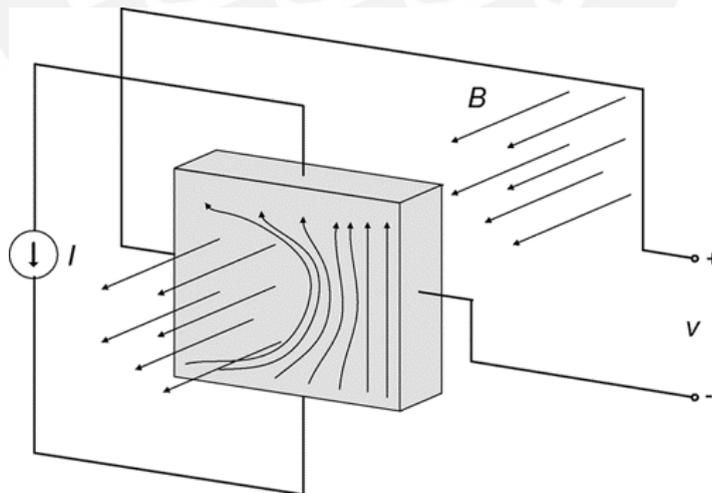


Figura 2.4: Principio de funcionamiento del efecto Hall [22]

La expresión matemática que representa este principio de funcionamiento se muestra en la ecuación 2.5, en donde V es el voltaje inducido, I es la corriente circulante, B es el campo magnético y R_h es el coeficiente de Hall que recoge las propiedades de los materiales [22].

$$V = \frac{B \cdot I}{n \cdot q \cdot d} = \frac{R_h \cdot B \cdot I}{d} \quad (2.5)$$

En [22], se señala que incluso para campos magnéticos de valor cero, se registra la presencia de un voltaje de compensación en la salida. Este parámetro es conocido como voltaje de desalineación. Este valor de salida puede ser compensado a través de un circuito especial cuando se mida corriente empleando el efecto Hall.

2.2.2. Medición de voltaje

Los dispositivos de medición de voltaje se emplean para medir varios niveles de voltaje como la salida de paneles fotovoltaicos, la salida de inversores, los transformadores, así como los bancos de condensadores con la finalidad de lograr una operación de gran confiabilidad. Con respecto a los SFCR, se percibe una variabilidad en los niveles de voltaje producto de la intermitencia de la energía solar que presenta este comportamiento característico [21]. Para ello, se requieren de técnicas adecuadas que permitan no solo monitorear el voltaje para verificar el rendimiento de los sistemas, sino también detectar interrupciones.

Una primera forma es la medición directa a partir de divisores de voltaje con elementos resistivos [23]. Aquí, se colocan dos resistencias en serie y de diferente valor óhmico de acuerdo al nivel de tensión que se vaya a medir. La medición se realiza entre los terminales de la resistencia de menor valor, que es la que se encuentra con referencia a tierra. Esta normalmente está conectada a un circuito de acondicionamiento que permite llevar el nivel de voltaje de entrada a valores medibles. En la Figura 2.5, se muestra un circuito divisor de voltaje bastante típico empleado para el monitoreo en donde además se incluye su acondicionamiento.

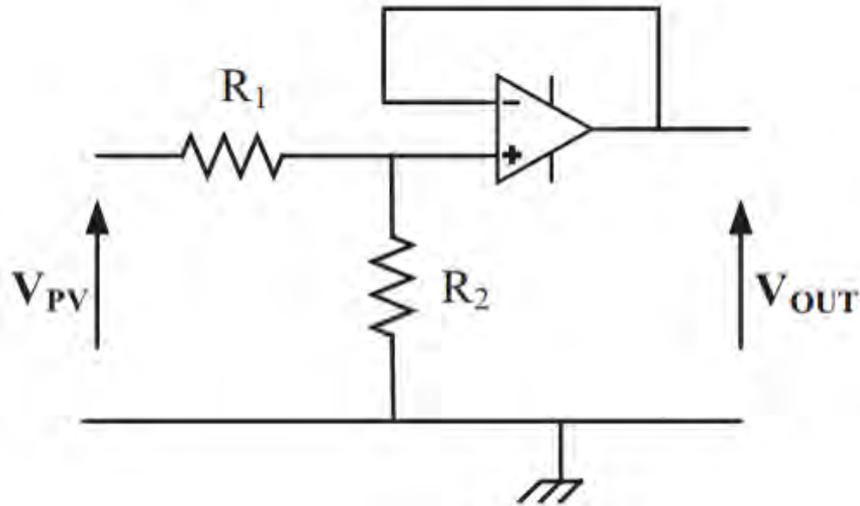


Figura 2.5: Divisor de voltaje como sensor de voltaje DC [21]

Asimismo, existen los tradicionales transformadores de voltaje y los transformadores que están acoplados capacitivamente. Estos son bastante comunes en las mediciones de tensiones alternas de magnitudes mediana y alta. Requieren aceite para garantizar el aislamiento y el enfriamiento. También, están los sensores electro-ópticos que usualmente son usados en redes de servicios públicos, pero que debido a aspectos limitantes como su vida útil y el alto costo no tienen un gran alcance de uso [21].

2.3. Normativa IEC 61724-1 para el monitoreo de sistemas fotovoltaicos conectados a red

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC: *International Electrotechnical Commission*) es la organización principal a nivel mundial que se encarga de publicar normas internacionales relacionadas a temas de tecnologías eléctricas y electrónicas [15]. En particular, ha elaborado la norma IEC 61724 que detalla información relacionada a la evaluación de sistemas fotovoltaicos conectados a red. Este estándar se encuentra conformado por 3 partes (IEC 61724-1, -2 y -3) que detallan los métodos y requerimientos en la adquisición de datos, las formas de evaluación de energía, así como el cálculo del rendimiento del sistema FV a largo plazo [15][24][25][26].

Específicamente, la norma IEC 61724-1 actualizada en el año 2021 describe terminologías, equipos y métodos como recomendaciones generales para la monitorización y el análisis del rendimiento de sistemas fotovoltaicos conectados a red [15]. Este estándar es el se aplica en el desarrollo del presente sistema de monitoreo en cuanto a la adquisición de parámetros eléctricos.

2.3.1. Parámetros eléctricos y precisión de las medidas

La norma define dos clasificaciones de sistemas de monitorización denominadas clase A y clase B. Cada una de ellas está destinada a operar de acuerdo al tamaño de la instalación fotovoltaica. La clase A está dirigida a sistemas fotovoltaicos de gran escala como instalaciones comerciales, mientras que la clase B está direccionada a sistemas de menor escala como instalaciones sobre techos. Asimismo, las medidas y parámetros eléctricos requeridos de los sistemas FV van a depender de esta clasificación. Un sistema de clase A monitorea 10 parámetros eléctricos. En cambio, un sistema de clase B requiere solo la adquisición de 5 parámetros, ambos con el propósito de determinar la salida de energía y el diagnóstico y localización de fallas. No obstante, la exigencia en el mayor número de parámetros en la clase A se debe al análisis de otros factores como la demanda de carga reducida y el factor de potencia requerido en la salida del sistema. La finalidad de esta clase es determinar el cumplimiento de las solicitudes de la compañía eléctrica o de la carga y su impacto en el rendimiento del sistema fotovoltaico. La Tabla 2.1 señala a través del símbolo de verificación las variables que se requieren adquirir de acuerdo a la clasificación del sistema de monitoreo.

Tabla 2.1: Parámetros eléctricos requeridos para un sistema de clase A y clase B [15]

Parámetros eléctricos requeridos: Clase A, Clase B				
Parámetro	Símbolo	Unidad	Clase A	Clase B
Voltaje del arreglo (DC)	V_A	V	✓	
Corriente del arreglo (DC)	I_A	A	✓	
Potencia del arreglo (DC)	P_A	kW	✓	
Voltaje de salida (AC)	V_{out}	V	✓	✓
Corriente de salida (AC)	I_{out}	A	✓	✓
Potencia de salida (AC)	P_{out}	kW	✓	✓
Energía de salida	E_{out}	kWh	✓	✓
Factor de potencia de salida	λ		✓	✓
Demanda de carga reducida			✓	
Factor de potencia requerido	λ_{req}		✓	

La norma también define requerimientos de precisión (repetibilidad y resolución de las mediciones) para la medida de parámetros eléctricos. La Tabla 2.2 muestra estos valores según la clasificación del sistema de monitorización. Para sistemas de clase A, los valores medidos de manera directa como corriente y voltaje tanto en DC como en AC son requeridos con una precisión máxima de $\pm 2\%$, mientras que las potencias DC y AC calculadas requieren tener una precisión como máximo de $\pm 3\%$. En los sistemas de clase B, los parámetros en AC requieren precisiones máximas de $\pm 3\%$ para la corriente y el voltaje, y para la potencia de $\pm 4,5\%$. Para

esta clase, no aplica un valor en específico a las variables en DC porque no son parámetros requeridos [15].

Tabla 2.2: Precisiones máximas en las mediciones [15]

Parámetro eléctrico	Sistema de clase A (%)	Sistema de clase B (%)
Voltaje de entrada (DC)	±2 %	n/a
Corriente de entrada (DC)	±2 %	n/a
Potencia de entrada (DC)	±3 %	n/a
Voltaje de salida (AC)	±2 %	±3 %
Corriente de salida (AC)	±2 %	±3 %
Potencia de salida (AC)	±3 %	±4,5 %

2.3.2. Tiempo de muestreo y de registro de las señales adquiridas

El estándar IEC 61724-1 señala tiempos requeridos en la adquisición de datos. Como primer punto, se enmarca la diferencia entre los conceptos de muestreo, de registro y de reporte de los valores obtenidos. El muestreo hace referencia a la adquisición del dato directamente por el dispositivo de medición, mientras que el registro indica el almacenamiento de los datos basados en los valores muestreados como el promedio, máximo, mínimo u otra función de estos. En tanto, el reporte comprende varios registros y es el momento en el que se informa sobre todo el periodo de adquisición y evaluación de datos. La norma indica que para sistemas de clase A el intervalo de muestreo sea como máximo de 5 segundos y el de registro 5 minutos, aunque se recomienda que se utilice 1 minuto para el almacenamiento. En cuanto a los sistemas de clase B, se indica que el intervalo de muestreo sea de 1 minuto y el de registro de 15 minutos, ambos como máximo. Asimismo, se especifica que el intervalo de registro debe ser un múltiplo del periodo de muestreo y además debe encajar dentro de una hora. La Tabla 2.3 resume los intervalos de tiempo exigidos por la norma de acuerdo a la clasificación del sistema de monitorización [15].

Tabla 2.3: Requisitos de intervalos de muestreo y registro [15]

Requerimiento	Sistema de clase A	Sistema de clase B
Máximo intervalo de muestreo	5 segundos	1 minuto
Máximo intervalo de registro	5 minutos	15 minutos

2.3.3. Medidas de rendimiento en un SFCR

En la industria referida a sistemas fotovoltaicos, se ha logrado difundir un fuerte impulso por mejorar las formas o técnicas eficaces que conlleven a verificar el correcto funcionamiento de estos sistemas. El modo de evaluación y monitoreo de los sistemas FV es sumamente fundamental para inspeccionar el rendimiento inicial, así como para realizar el seguimiento de la producción energética durante la vida útil del sistema [27].

En la actualidad, existen varias métricas de rendimiento para justificar diferentes propósitos en los sistemas fotovoltaicos con conexión a red tales como el factor de capacidad, la eficiencia, la disponibilidad, la productividad del arreglo fotovoltaico, la productividad final, la productividad de referencia, el coeficiente de rendimiento global y el índice de rendimiento [27][28]. De acuerdo con la norma IEC 61724-1, se pueden utilizar tres parámetros de rendimiento principales para estimar el rendimiento global del sistema en relación a tres aspectos significativos: la producción de energía, el recurso solar y el efecto de las pérdidas del sistema [6]. Estos parámetros son la productividad final del sistema FV, la productividad de referencia y el coeficiente de rendimiento global [15][28].

Como primer término, el parámetro de productividad final, denotado en la norma como Y_f por sus siglas en inglés (*Final Yield*), se define como la relación entre la energía de salida generada E_{out} durante un determinado periodo de tiempo y la potencia nominal P_o del conjunto fotovoltaico instalado [15][28]. Este cociente representa el número de horas equivalente que el sistema fotovoltaico requeriría para operar a su potencia nominal [5][28]. En ese sentido, la Y_f se destaca como una forma idónea de comparar la energía generada por sistemas fotovoltaicos en diferentes lugares y de distintas escalas o tamaños [29]. La expresión de la ecuación 2.6 representa la manera de calcular esta relación y sus unidades se presentan en $\frac{kWh}{kW}$ que es equivalente a un número de horas [15].

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_o} \quad (2.6)$$

Asimismo, el parámetro de productividad de referencia representado como Y_r de *Reference Yield* indica la relación entre la irradiación total del lugar H_i y la irradiancia a condiciones estándar en el plano fotovoltaico $G_{i,ref}$ [15]. Este cociente representa la cantidad de horas en la que la irradiancia se encuentra a condiciones estándar, es decir a $1000 W/m^2$. Su importancia radica en que, a partir del valor calculado, permite brindar información acerca de la orientación de la ubicación del arreglo fotovoltaico y de la variabilidad climática [28]. La ecuación 2.7 muestra la forma de calcular esta relación y sus unidades se presentan en $\frac{kWh/m^2}{kW/m^2}$ o en horas [15].

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}} \quad (2.7)$$

Para conocer el rendimiento real de todo el sistema fotovoltaico, se relacionan los parámetros anteriores de productividad final y productividad de referencia. El cociente de ambos términos proporciona el tercer parámetro conocido como coeficiente de rendimiento global PR o *Performance Ratio* por sus siglas en inglés [15][30]. Este parámetro de rendimiento es el más importante, pues permite conocer si el sistema está funcionando de manera correcta. Asimismo, permite cuantificar el efecto general de las pérdidas con respecto a las condiciones estándares que pueden generarse producto de las ineficiencias del inversor y del cableado, así como pérdidas de potencia, fallos de los componentes o suciedad de los paneles fotovoltaicos [28][30]. La ecuación 2.8 define la forma de calcular el coeficiente de rendimiento global [15].

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{out}/P_o}{H_i/G_{i,ref}} \quad (2.8)$$

El coeficiente de rendimiento global (PR) es una cantidad que varía entre 0 y 1. Conforme se acerque a la unidad, este valor indica un alto rendimiento del sistema fotovoltaico. De acuerdo a los criterios europeos convenidos acerca de energía solar fotovoltaica, valores de PR entre 0.8 y 0.85 muestran buenas características del sistema. En cambio, valores de PR por debajo de 0.75 advierte de la presencia de problemas en el sistema [31].

2.4. El concepto de Internet de las Cosas (IoT)

El término IoT que proviene de la denominación en inglés *Internet of Things* o Internet de las Cosas es un concepto que está generando proyección y expectativa, y que durante los últimos años ha permitido la implementación de una gran variedad de aplicaciones [32]. Fue acuñado así por Kevin Ashton en 1999 como parte de una presentación en *Procter & Gamble* (P&G) acerca de la gestión de la cadena de suministro y el uso de la tecnología de identificación por radiofrecuencia y de sensores que permitía que las computadoras puedan observar, identificar y comprender el mundo [33].

La Organización Internacional de Normalización (ISO) y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) definieron el Internet de las Cosas de la siguiente manera: “Una infraestructura de objetos, personas, sistemas y recursos de información interconectados junto con servicios inteligentes que les permitan procesar información sobre el mundo físico y virtual y reaccionar” [34]. Es preciso señalar que las partes que conforman una arquitectura IoT se basan

principalmente en tres niveles, las cuales son mostradas en la Figura 2.6 que se presenta a continuación.

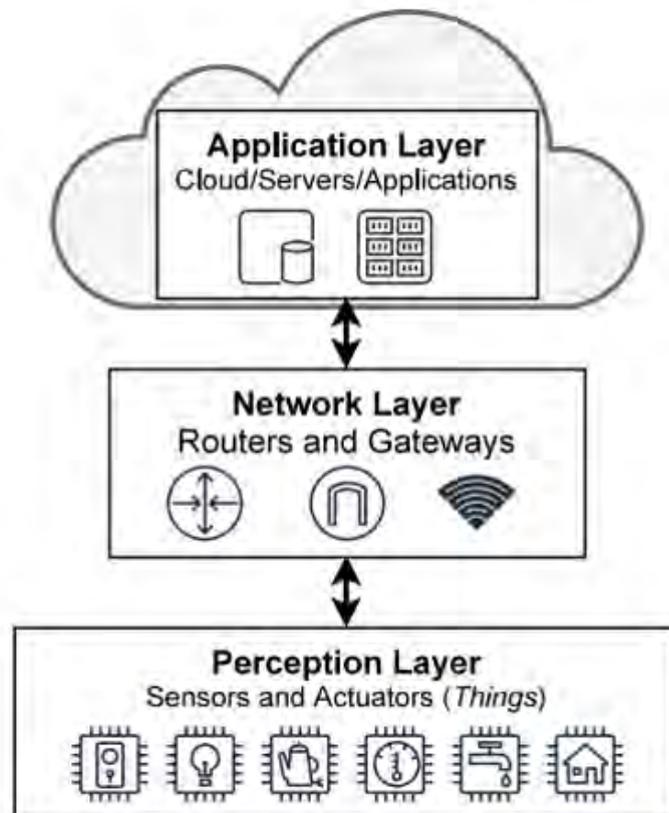


Figura 2.6: Niveles de una arquitectura IoT [35]

El nivel inferior agrupa los dispositivos IoT como los sistemas embebidos, los sensores y actuadores. En el nivel medio, se encuentran los nodos fog que conforman el nivel fog. En la parte superior, se encuentran los centros de datos, que corresponde al nivel de la nube [35].

Los sistemas IoT requieren plataformas y dispositivos físicos para ser desarrollados. Precisamente el nivel más bajo de la arquitectura hace referencia al hardware. Los dispositivos de este nivel se pueden situar en tres grupos: computadores de placa única, microcontroladores de placa única y dispositivos de red. Todos ellos requieren de una observación a sus características de acuerdo a la aplicación propuesta [36].

Asimismo, como parte del segundo nivel, se usan protocolos de comunicación sean de capas inferiores o superiores de acuerdo a las necesidades de los sistemas IoT que se desarrollen. En [35], se describen una serie de protocolos de red habilitados para IoT tales como RFID, Bluetooth/BLE, LoRA y LoRAWAN, SigFox, ZigBee, Thread, EnOcean, ANT, GPRS/2G/3G/4G/5G y Wi-Fi, todos para capas inferiores, así también protocolos para capas superiores como HTTP, MQTT, AMQP, CoAP, XMPP, LwM2M, LLAP y UPnP.

El uso de componentes que conforman los niveles en la arquitectura IoT va a depender de las necesidades y requerimientos del sistema que se vaya a desarrollar como el alcance o funciones de comunicación requeridos, las funcionalidades y aplicabilidad de las plataformas IoT, las capacidades del hardware, las capacidades informáticas y el consumo de energía [35][36].



Capítulo 3

Diseño e implementación del sistema de adquisición de parámetros eléctricos e interfaz de monitoreo

En el presente capítulo, se aborda el desarrollo completo del sistema de monitoreo de parámetros eléctricos requeridos para el cálculo de la productividad final de sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR). Como aspectos importantes, se destacan los requerimientos exigidos por la norma IEC 61724-1 y los planteados por el proyecto de investigación para la propuesta de diseño general. Estos requisitos abarcan el diseño de los circuitos de adquisición y selección de componentes para la obtención de los parámetros en corriente continua (DC) y en corriente alterna (AC). Asimismo, se engloba la transmisión de datos y el diseño de las interfaces gráficas para visualizar los datos eléctricos adquiridos de manera local y remota. El diseño de este sistema debe cumplir con ser un sistema de alta precisión (clase A).

3.1. Requerimientos generales de diseño

3.1.1. Especificaciones eléctricas de diseño

Para dimensionar el sistema de monitoreo, es necesario conocer las especificaciones eléctricas del SFCR a medir. Este sistema está conformado por 5 módulos FV individuales PERC, una de las tecnologías con mayor proyección en el mercado fotovoltaico, y un inversor SMA. La Tabla 3.1 indica los principales parámetros eléctricos tomados de la hoja de datos de cada módulo PERC, los cuales son valores importantes para determinar las características eléctricas del arreglo

en conjunto. Las variables P_m , V_{mpp} , I_{mpp} , V_{oc} y I_{sc} corresponden a la potencia máxima, el voltaje en el punto de máxima potencia, la corriente en el punto de máxima potencia, el voltaje de circuito abierto y la corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico, respectivamente.

Tabla 3.1: Parámetros eléctricos principales del módulo PERC

Tecnología FV	P-m (W)	V-mpp (V)	I-mpp (A)	V-oc (V)	I-sc (A)
PERC	335	37,4	8,96	44,3	9,53

Los 5 módulos PERC que conforman el arreglo fotovoltaico están conectados en serie. De este modo, la potencia máxima P_m y los voltajes V_{mpp} y V_{oc} resultan ser 5 veces las del módulo PERC, mientras que las corrientes I_{mpp} e I_{sc} siguen siendo las mismas que las del módulo debido a la configuración en serie. La Figura 3.1 muestra la estructura y valores eléctricos del arreglo FV de tecnología PERC.

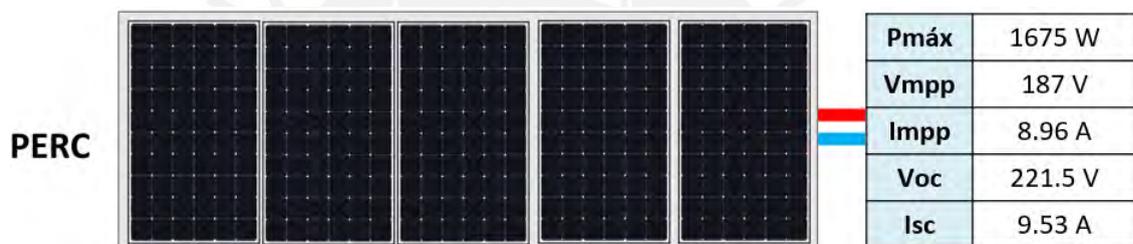


Figura 3.1: Conformación del SFCR de tecnología PERC

Asimismo, el inversor SMA conectado al arreglo FV también determina rangos en los valores de entrada y salida, los cuales son relevantes para el diseño del sistema de monitoreo. La Figura 3.2 detalla los valores que admite el inversor.



Figura 3.2: Rangos de entrada y salida del inversor SMA

Para que el sistema de monitoreo sea escalable a varios SFCR, es necesario tomar como referencia los valores máximos en DC y AC, sea que corresponda a las especificaciones del arreglo FV o las del inversor SMA. Realizando el contraste entre ambos, se determina que el

rango de valores que admite la entrada del inversor es más amplio que el del arreglo FV. Por lo tanto, se consideran los datos del inversor para el diseño y la posterior selección de componentes electrónicos. La Tabla 3.2 detalla finalmente estos valores máximos a los que puede llegar a medir el sistema de monitoreo desarrollado.

Tabla 3.2: Valores de diseño definitivos

Vdc (V)	Idc (A)	Pdc (W)	Vac (V)	Iac (A)	Pac (W)
600	10	6000	220	7	1500

3.1.2. Propuesta de diseño basado en la norma IEC 61724-1

En esta subsección, se detallan los requerimientos a cumplir sobre la base de la normativa explicada en el capítulo anterior y las indicaciones del proyecto dentro del cual se enmarca el desarrollo de la presente tesis. El objetivo principal del proyecto es que el sistema de monitoreo desarrollado logre la exigencia de la clase A respecto a la precisión. En ese sentido, los valores exigidos en la precisión de las medidas deben ser menores a 2% para las variables de voltaje y corriente (DC y AC), y menor a 3% para las potencias DC y AC. Los tiempos de muestreo y de registro de datos se establecen en 1 segundo y 1 minuto, respectivamente. Estas consideraciones son las que se tomarán en cuenta para el diseño. Asimismo, se especifica en esta etapa que la norma no detalla el procedimiento para el cálculo de la precisión, por lo que en el marco del proyecto se definió emplear la expresión matemática de diferencia relativa porcentual para la validación de la precisión.

En la Figura 3.3, se muestra el diseño del diagrama de bloques general del sistema de monitoreo en el que se presenta el esquema general de las conexiones de los diversos bloques funcionales que se necesitan para medir los parámetros eléctricos tanto en la parte continua (entrada del inversor) como en la parte alterna (salida del inversor). La unidad de control del sistema de adquisición recibe los datos de salida de los sensores que monitorean los parámetros eléctricos, con previo acondicionamiento, y estos son enviados tanto a una plataforma de monitoreo en la nube, así como vía serial hacia un computador local, donde se visualizan los datos en tiempo real a través de una interfaz gráfica desarrollado en un software.

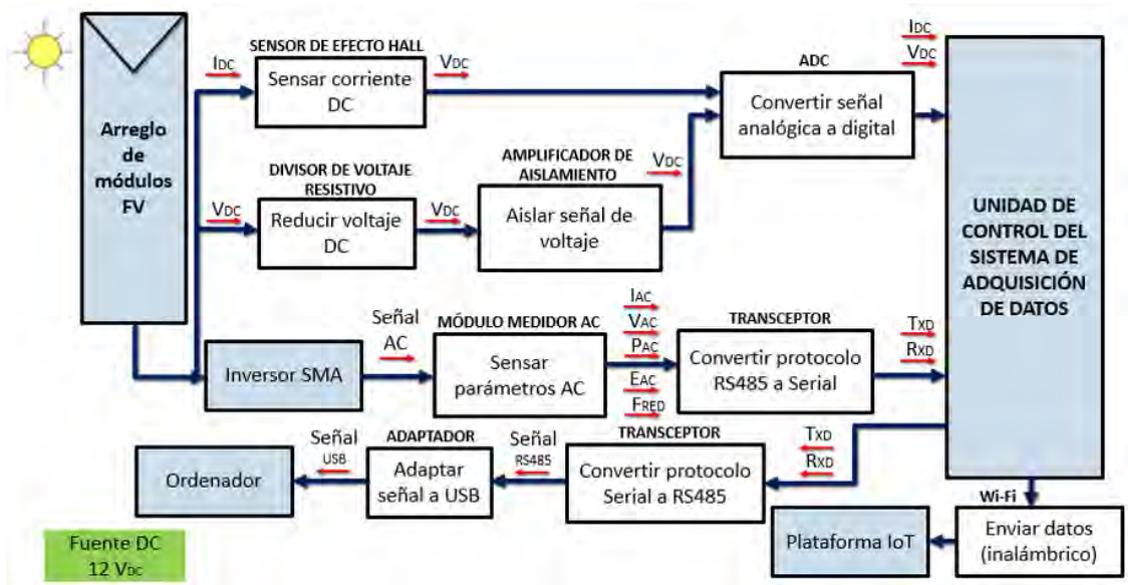


Figura 3.3: Diagrama de bloques de la adquisición de parámetros eléctricos

3.1.3. Lista de exigencias

- **Función principal (E):** El sistema de monitoreo debe permitir la adquisición en tiempo real de los parámetros eléctricos DC y AC de un sistema fotovoltaico conectado a red de hasta 6 kWp de potencia máxima, a una tasa de muestreo de 1 segundo y a una resolución de 1 minuto (registro). Además, debe guardar los datos en un ordenador de manera local y en una plataforma en la nube de manera remota. Todos los procedimientos y requerimientos de medida se deben regir por la norma IEC 61724-1:2021 y por los alcances establecidos por el proyecto.
- **Precisión (E):** El sistema debe ser de clase A con precisiones máximas de $\pm 2\%$ para las medidas de corriente y voltaje (DC y AC), y de $\pm 3\%$ para las variables de potencia DC y AC.
- **Geometría (E):** El sistema diseñado se debe ubicar dentro de una caja eléctrica rectangular liviana de dimensiones 22 cm x 17 cm x 8 cm que va a permitir dotar de comodidad a su uso.
- **Energía - fuente externa (E):** Se requiere un voltaje de 220 Vac y una corriente menor a 1 A para energizar el sistema de monitoreo completo. Esto exige que el dispositivo final se deba encontrar físicamente cerca a la red eléctrica para suministrar energía a los sensores a través de una fuente AC/DC.
- **Señales (E):** Las señales que transmitan información deben ser del tipo eléctrico.

- **Electrónica - hardware (E):** Los componentes electrónicos deben ser confiables y de bajo consumo energético. Los dispositivos medidores de voltaje y corriente (DC) deben ser capaces de medir valores máximos de hasta 600 V y 10 A, respectivamente. En corriente alterna (AC), los componentes de medida deben permitir medir parámetros eléctricos de voltaje, corriente, y potencia de hasta 220 V, 7 A y 1.5 kW, respectivamente. Los circuitos de adquisición de las variables eléctricas deben asegurar el aislamiento para evitar daños en la etapa digital.
- **Software (E):** El lenguaje de programación y el entorno de desarrollo integrado (IDE) elegidos para el microcontrolador deben facilitar la implementación del código que permita adquirir los parámetros eléctricos. Asimismo, la plataforma IoT de registro de datos debe ser de código abierto y gratuita.
- **Comunicaciones (E):** Con el fin de lograr el monitoreo remoto y el registro de datos en la plataforma IoT, se debe usar una comunicación inalámbrica con conexión a internet entre la unidad de adquisición de datos y la plataforma en mención. Se debe emplear una red ya implementada.
- **Ergonomía (D):** El sistema de monitoreo debe ser un dispositivo portátil que permita una fácil integración a cualquier sistema fotovoltaico conectado a red.
- **Seguridad (E):** El sistema desarrollado debe brindar las condiciones óptimas de seguridad y contemplar resistencia a agentes ambientales como temperatura, humedad y polvo. Se propone que el dispositivo tenga una protección mínima IP 55, de modo que reduzca la entrada de polvo y agua sin afectar el funcionamiento del sistema electrónico interno.
- **Fabricación (D):** Para incrementar la reproducibilidad del sistema, se desea que la estructura mecánica que contiene al sistema (caja rectangular) sea realizada en impresión 3D. Asimismo, se prefiere que los componentes electrónicos sean encontrados fácilmente en el mercado local o sean comerciales para su importación.
- **Costo (D):** El precio del producto final desarrollado debe ser de bajo costo y, por lo tanto, no debe superar los 600 soles.

3.1.4. Elaboración del diagrama de funciones

Se usa como referencia la metodología VDI 2221 para disgregar el problema de diseño y convertirlo en tareas más específicas luego de haber definido los requerimientos a partir de la lista

de exigencias y deseos. Como primer paso, se sintetiza el problema mediante la representación en forma de caja negra de los elementos del sistema con entradas y salidas. La naturaleza de estos parámetros corresponden a señales, energía o materia. La Figura 3.4 muestra las entradas y salidas generales con las que contará el sistema de monitoreo completo. Las señales de energía e información corresponden a los datos de corriente y voltaje en DC y AC. La disposición interna de los componentes a utilizar no es desarrollada, pues ese detalle se elabora en la siguiente etapa.



Figura 3.4: Caja negra del sistema de monitoreo

El siguiente procedimiento es la elaboración del diagrama de funciones, mostrado en la Figura 3.5, que incluye todas las subfunciones que tiene el dispositivo para cumplir la función principal y los requerimientos. En este trabajo, se muestran dichas subfunciones en 3 niveles: algorítmico, electrónico y mecánico, los cuales se relacionan entre sí a través de las respectivas funciones que cumplen cada uno de los bloques. El nivel mecánico contiene las funciones de alojamiento (soporte) y protección de los circuitos ante agentes externos como el polvo, la humedad y la temperatura. El cambio de las señales de analógico a digital se realiza en el nivel electrónico en donde se efectúa el envío de los datos medidos. En el nivel algorítmico, se reciben los datos digitalizados para el procesamiento y cálculos necesarios de los parámetros en DC y AC.

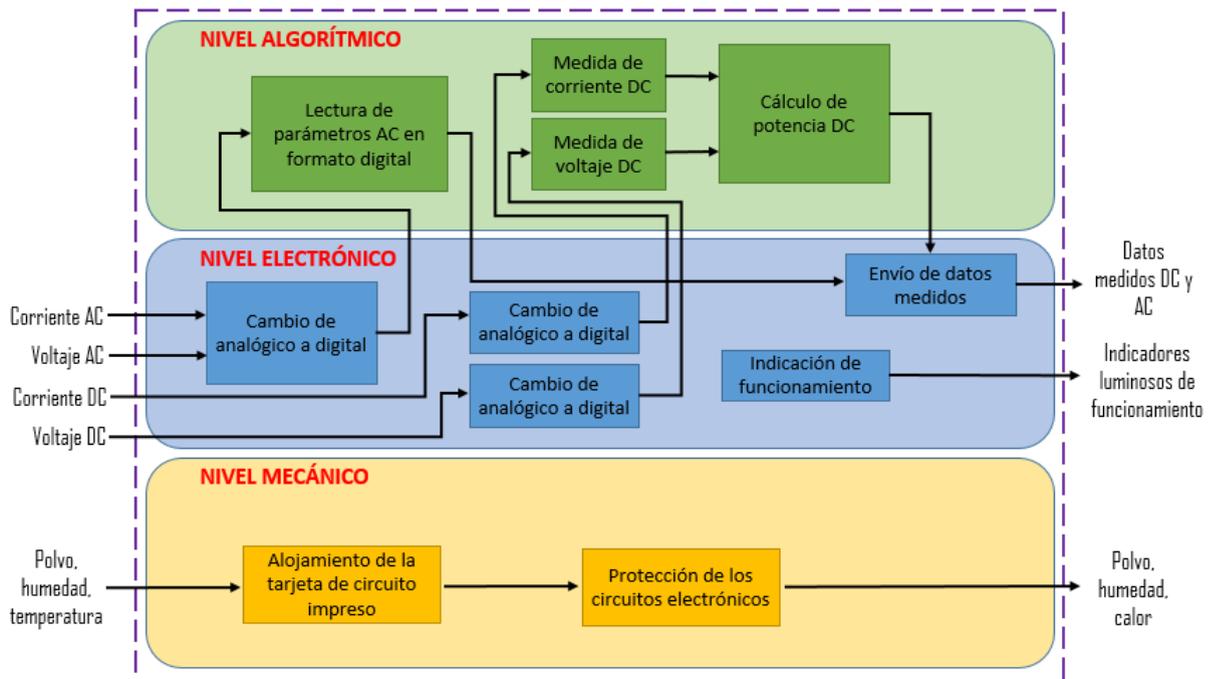


Figura 3.5: Diagrama de funciones del sistema de monitoreo

3.2. Selección del componente usado como unidad de control

En la selección del microcontrolador, es necesario tener en cuenta los pines digitales y analógicos para la conexión con los componentes electrónicos. Otro factor importante es la frecuencia de reloj y capacidad de operar con números de punto flotante, debido a que se requiere procesar datos, almacenarlos, y enviarlos de manera serial a un computador y de manera remota hacia una plataforma IoT de registro. Asimismo, es importante que el tamaño del microcontrolador sea reducido para que ocupe menos espacio dentro de la caja eléctrica. El voltaje de alimentación también se considera importante, pues este influye directamente en el gasto de energía. Se prefiere que sea el menor voltaje posible de acuerdo a la disponibilidad. En suma, se considerarán los aspectos técnicos sobre los económicos para la selección de este componente. En primer lugar, se muestra en la Tabla 3.3 la cantidad de pines que cada componente conectado al microcontrolador requiere usar. Por cuestiones prácticas, se omitirán los pines de alimentación.

Tabla 3.3: Características relevantes para la selección del microcontrolador

Componente	Pines al microcontrolador	Número de componentes	Pines totales
Sensor DC	2 analógicos	2	2 analógicos
Sensor AC	2 analógicos	2	2 analógicos
ADC	2 digitales	1	2 digitales
Comunicación para Rx y Tx	2 digitales	2	4 digitales
Total			4 analógicos 6 digitales

De acuerdo a las características que debe tener como mínimo la unidad de control, se procede a realizar el análisis de 3 alternativas de solución de placas desarrolladas sobre la base de microcontroladores. Se tienen en cuenta algunos factores relevantes para su selección: precio, consumo de energía, número de bits, tamaño, frecuencia de reloj, capacidad de interfaces digitales y analógicas, y alguna consideración adicional que simplifique el diseño. Estas alternativas se muestran en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Alternativas de microcontroladores [37]

Características	Arduino UNO	ESP32	ESP8266
Alimentación	[7 V ; 12 V]	3.3 V	3.3 V
Nº pines digitales	14	24	4
Nº pines analógicos	6	18	1
Resolución de ADC	10	12	10
Frecuencia de reloj	16 MHz	240 MHz	80 MHz / 160 MHz
Consideración adicional	-	Wi-Fi / Bluetooth	Wi-Fi
Precio	S/. 80.00	S/. 60.00	S/. 20.00

Entre las alternativas, se encuentra el Arduino UNO, el cual cuenta con el microcontrolador Atmega328P. Destaca por ser de código abierto, por lo cual la documentación para los drivers compatibles con Arduino está disponible. Este opera con una frecuencia de reloj de 8 MHz. Otro dispositivo de control conocido es el ESP32. Entre sus ventajas se encuentran su alta frecuencia de reloj de 240 MHz, su voltaje de operación a 3.3 V, su gran disponibilidad de pines y la ventaja de integrar elementos adicionales para la transmisión inalámbrica usando la red Wi-Fi y Bluetooth. Asimismo, se tiene el ESP8266 que entre sus características destaca su alta frecuencia de reloj de 80 MHz y su compatibilidad con el IDE de Arduino, además de que su voltaje de operación es de 3.3 V.

Se concluye que la mejor opción es el ESP32, debido a que cuenta con el número de pines

necesarios, tiene un costo promedio, gasta menos energía por ser energizado con 3.3V, presenta una mayor capacidad de procesamiento para todas las variables a adquirir en comparación a las otras dos alternativas y sus dimensiones se adecúan a la exigencia de espacio. Además, tiene la ventaja de incluir una antena Wi-Fi para fines de transmisión de datos que es precisamente uno de los requerimientos principales del sistema a desarrollar.

3.3. Diseño del circuito de adquisición de parámetros eléctricos en corriente directa (DC)

Las medidas de parámetros en corriente directa es necesaria para cuantificar la generación fotovoltaica (FV) y estimar la productividad final del arreglo FV. Las principales mediciones que se deben realizar son las de corriente DC y voltaje DC. El cálculo de potencia DC es un valor derivado a partir de las variables anteriores. Se debe resaltar la necesidad de diferenciar dos regiones aisladas dentro del mismo circuito: la parte de potencia conectada directamente al sistema fotovoltaico, y la parte digital que irá conectada al microcontrolador, de modo que se encuentren aisladas eléctricamente entre sí.

3.3.1. Selección del sensor de corriente DC

Se pretende medir la corriente DC generada. Para ello lo primero que se realiza es transformar esa señal de corriente en una señal de tensión para ser capaz de digitalizarla. Además, análogamente a las señales de tensión, se debe incluir el aislamiento requerido entre las partes de potencia y digital.

En el mercado, se pueden encontrar diversos sensores de corriente DC, las cuales funcionan bajo diferentes principios, presentando ventajas y desventajas, destacando alguna de ellas por alguna funcionalidad especial. A modo de comparación, en la Tabla 3.5, se muestran las 2 alternativas de solución más comunes para medir corriente continua con algunas de sus características más relevantes.

Tabla 3.5: Alternativas de sensores de corriente [38]

Características	Resistencia Shunt	Sensor de efecto Hall ACS712-20A
Rango de medida	[0 A ; 100 A]	[0 A ; 20 A]
Rango de temperatura	[-40 °C ; 125 °C]	[-40 °C ; 80 °C]
Sensibilidad	-	100 mV/A
Linealidad	Alta	Alta
Aislamiento	No	Sí
Precio	S/. 20.00	S/. 15.00

Las características muestran que ambos elementos son adecuados para la adquisición de corriente continua (DC), pues presentan comportamientos bastante lineales, siendo sus salidas voltajes proporcionales a la corriente medida. Por motivos de aislamiento, se selecciona el sensor de efecto Hall. Este sensor ACS712-20A proporciona aislamiento galvánico y permite separar la etapa de potencia de la digital. La corriente máxima que puede otorgar el arreglo FV a su salida es de 10 A. El sensor está en la capacidad de medir hasta 20 A entre sus terminales conductores. Además, la señal de voltaje generada a su salida es dependiente de su sensibilidad, valor que corresponde a 100 mV/A. Cuando no existe carga conectada, se presenta a la salida un voltaje de offset igual a la mitad de la fuente de tensión con la que se energiza el sensor.

La corriente medida I_{in} se calcula a partir de la expresión que incluye el voltaje de salida V_{out} , la sensibilidad S y el voltaje de offset. Como el rango de medición de la corriente de entrada es de 0 A a 10 A, la señal de salida del sensor se encuentra en un rango de voltaje de 2.5 V a 3.5 V, como se muestra en las ecuaciones 3.1 y 3.2. Estos valores se acondicionan disminuyendo el offset a 0 V y amplificando la señal por una ganancia de valor 2, de modo que correspondan al rango de entrada diferencial del convertor analógico a digital que se desarrollará luego.

$$V_{out} = S * I_{in} + \frac{V_{cc}}{2} \Rightarrow V_{out}(min) = 0,1 * 0 + \frac{5}{2} = 2,5 \quad (3.1)$$

$$V_{out} = S * I_{in} + \frac{V_{cc}}{2} \Rightarrow V_{out}(máx) = 0,1 * 10 + \frac{5}{2} = 3,5 \quad (3.2)$$

3.3.2. Selección del sensor de voltaje DC

Al igual que en la medición de la corriente, para el voltaje también se requiere del aislamiento, pues la señal a medir tiene un máximo de 600 V. Es así que se hace necesaria la inclusión de esta etapa de acondicionamiento para evitar dañar la parte digital.

En el mercado, se pueden encontrar diversos sensores de voltaje (DC y AC), pero el más

empleado para la medición en DC son los divisores de tensión por su practicidad y función de atenuación. Adicional a esta forma de sensado, se necesita incluir una etapa de aislamiento por ser tanto la entrada como la salida del divisor de niveles de voltaje bastante diferentes. Entre los dispositivos de aislamiento para uso en DC que existen en el mercado, resaltan los optoacopladores y los amplificadores de aislamiento. No obstante, en sistemas fotovoltaico es común el uso de amplificadores de aislamiento que ofrecen dos etapas de acondicionamiento de manera simultánea (aislamiento y amplificación), además de condiciones de linealidad aceptables dentro de sus rangos de operación. Una comparativa entre dos de los más empleados para estos fines se muestra en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Alternativas de sensores de voltaje DC [39]

Características	ACPL-79A	AMC3330
Rango de voltaje	± 200 mV	± 1 V
Ganancia interna	8.2	2
N° fuentes de alimentación	2	1
Voltaje de alimentación	[3 V ; 5.5 V] (Low side) [4 V ; 5.5 V] (High side)	[3 V ; 5.5 V]
Aislamiento	Sí	Sí
Modos de entrada y salida	Diferencial	Diferencial
Precio	S/. 41.00	S/. 66.00

De la comparativa realizada, se selecciona la segunda opción (AMC3330) principalmente porque solo requiere de una fuente de alimentación integrada para el lado de alto voltaje como para el de baja tensión, en comparación a la primera alternativa. Además, como parte del proyecto desarrollado por el grupo MatER, se disponía de este dispositivo en el laboratorio y que fue importado precisamente por sus características de precisión.

La explicación de funcionamiento de esta selección junto al divisor de tensión es como sigue. Los sistemas fotovoltaicos pueden alcanzar valores cercanos a 600 V bajo condiciones climáticas adecuadas. Es por ello que se emplea como sensor un divisor de voltaje resistivo capaz de reducir la tensión con valores de 600 V reales a la salida del sistema FV a niveles de valores bajos que pueden ser sensados sin problemas. Para este caso, se hace uso de 2 resistencias de precisión (5 bandas) de ± 1 % de tolerancia ubicadas en los extremos de la configuración y un potenciómetro multivoltas también de precisión para ajustar el valor de salida a la entrada máxima de 1 V. Para aislar la parte de alta potencia correspondiente a la salida del sistema fotovoltaico de la parte digital, se hace uso del amplificador de aislamiento (AMC3330) seleccionado que brinda, precisamente, estas características de seguridad. Este elemento recibe como entrada el voltaje de salida del divisor

resistivo y brinda una salida de tensión aislada en modo diferencial. La entrada de este componente está limitado a 1 V de tensión máxima y su salida en modo diferencial corresponde a la entrada multiplicada por una ganancia de 2.

3.3.3. Medición de potencia DC

La potencia DC se especifica, según la norma IEC61724-1, como un valor derivado. Es decir, la medición de potencia DC se realiza a partir de la multiplicación de los parámetros de corriente y voltaje sensados. Esta operación se realiza en la unidad de control. Es preciso señalar que la resolución requerida para el voltaje DC de acuerdo a lo establecido en el proyecto en desarrollo es de 0.1 V, que es el parámetro que delimita la resolución del convertidor analógico a digital (ADC). La ecuación 3.3 señala la expresión que permite realizar el cálculo de la resolución necesaria del ADC.

$$0,1 = \frac{600}{2^n} \Rightarrow n = 12,55 \quad (3.3)$$

El valor resultante de la resolución es de 12.55 bits, que no puede satisfacer el microcontrolador ESP32. Es así que se hace uso de un ADC externo de fácil disponibilidad en el mercado local. El ADS1115 de 16 bits se adecúa a las necesidades de resolución y de disponibilidad inmediata, aunque se tengan algunos bits adicionales que pueden asegurar una mayor precisión en las medidas y sobredimensionar la misma por la probabilidad de que se produzcan bits errados.

Por lo expuesto, las señales generadas por ambos sensores (corriente DC y voltaje DC) son adquiridas mediante este conversor analógico a digital de 16 bits (ADS1115) de 4 canales simples o 2 diferenciales. La utilidad de este conversor es brindar mayor resolución a las medidas de los sensores empleados. Además, permite realizar la lectura en modo diferencial que es la que brinda el sensor de voltaje DC a su salida. Asimismo, al realizar el proceso de muestreo y conversión, permite entregar de manera directa los datos digitalizados a la unidad de control (microcontrolador) a través del protocolo I^2C .

3.4. Selección del dispositivo de adquisición de parámetros eléctricos en corriente alterna (AC)

Es común encontrar dispositivos comerciales que brindan los parámetros eléctricos alternos requeridos de manera directa. Además, una de las exigencias es que el sistema desarrollado sea compacto, por lo que es conveniente evaluar alternativas de tamaño reducido como medidores de

energía que incluyen totalizadores integrados. Incluso, tomando como referencia la norma IEC 61724-1, se sugiere que se emplee un dispositivo comercial que incluya totalizadores internos (sensores internos) y que brinde a su salida los parámetros eléctricos de manera directa respetando la precisión indicada. Es por ello que se selecciona un medidor con características de precisión adecuadas. La Figura 3.6 muestra una comparación de 2 medidores que han sido empleados en trabajos de investigación previos y que han brindado resultados satisfactorios.

Nombre	Tensión AC	Corriente	Potencia Activa	Fdp ²	Frecuencia	Energía Activa	Interfaz de comunicación	Alimentación	Temperatura y Humedad
 Peacefair – Pzem-D16	Rango: 80 V - 260 V Resolución: 0.1 V Precisión: 0.5%	Rango: 0 A -100 A Corriente de medida inicial: 0.02 A Resolución: 0.001 A Precisión: 0.5%	Rango: 0-23 kW Potencia de medida de arranque: 0.4 W Resolución: 0.1 W ⁹ Precisión: 0.5%	Rango: 0.00 - 1.00 Resolución: 0.01 Precisión: 1%	Rango: 45 - 65 Hz Resolución: 0.1Hz Precisión: 0.5%	Rango: 0 - 999.99 kWh Resolución: 1 Wh Precisión: 0.5% ¹⁰ Con energía de reinicio en software	RS485 Modbus RTU Baudios 9600 - 8 bits Conexión mediante aplicativo complementario	Input: 220 AC 50 Hz – 60 Hz Output: 5V DC-3.3V DC Capacidad: 100 Ma	Rango: -20 °C a 60 °C HR: - Protección: Caja ABS
 Tomzn DS238-1 ZN	Rango: 161 V - 300 V Nominal: 230 V AC Resolución: 0.1 V Precisión: 0.5%	Rango: 20-49 A ¹¹ Corriente de medida inicial: 0.20 A Resolución: - Precisión: -	Rango: 0-23 kW Potencia de medida de arranque: -W Resolución: - W Precisión: 0.5%	Rango: 0.00 - 1.00 Resolución: - Precisión: -	Rango: 50 - 60 Hz Resolución: - Precisión: -	Rango: 0 - 99999.99 kWh Resolución: 0.5 Wh Precisión: -	RS485 Modbus RTU Posee LCD	Input: 220-230 AC 50Hz-60Hz Output: -- Capacidad para Señal Eléctrica	Rango: -20 °C a 50 °C HR: ≤75% Protección: JP51

Figura 3.6: Dispositivos medidores de energía

El sensor de potencia comercial que se seleccionó debido a las características requeridas es el medidor de energía DDS238-1 ZN de la marca TOMZN que emplea el protocolo de comunicación Modbus RTU con capa física RS485 para la obtención de los parámetros de la red alterna que se desean medir. Este presenta una pantalla LCD en la parte principal que facilita la lectura de los valores medidos que corresponden también a los que proporciona el medidor en los terminales de su salida. Además, su forma de carril DIN se amolda de manera adecuada para ser implementado en la caja eléctrica sobre la cual se va a montar. Las características brindadas por el fabricante especifican que el medidor es de clase 1 y las medidas tanto de la corriente RMS, el voltaje RMS y la frecuencia tienen una precisión de 0,5 %. Asimismo, la potencia activa presenta una precisión de $\pm 1\%$ y la potencia reactiva un valor de $\pm 2\%$. Estos valores porcentuales se ajustan a los requerimientos de error de medición que se plantea como objetivo. Su montaje y conexión es como se muestra en la Figura 3.7.

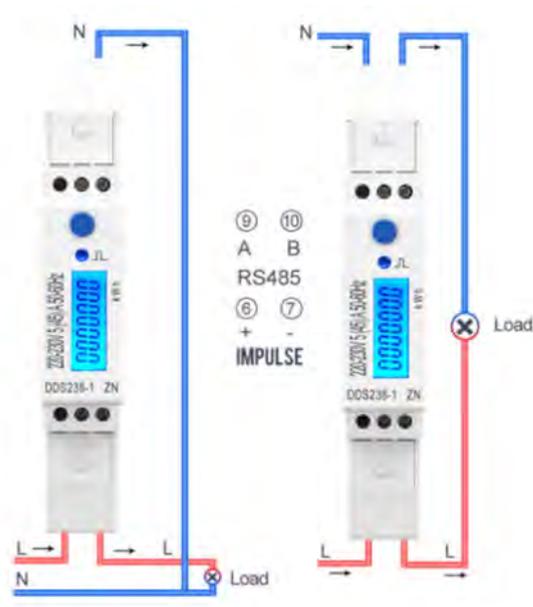


Figura 3.7: Medidor de energía comercial DDS238-1 ZN

3.5. Método de transmisión de datos: serial y remoto

Los métodos de transmisión de datos se clasifican en comunicación por cable y por vía inalámbrica. En el presente trabajo de tesis, se van a emplear las 2 formas. Por razones de unificar el sistema de monitoreo desarrollado con un trabajo previo realizado en el marco del proyecto, se hará uso del protocolo de comunicación Modbus RTU que emplea la capa física RS485 para la transmisión serial de datos hacia el computador. Asimismo, se empleará la tecnología de comunicación Wi-Fi porque el sistema fotovoltaico conectado a red a evaluar se encuentra instalado en las azotea de la universidad que ya cuenta con una red Wi-Fi disponible. Esto permite optimizar los costos, puesto que no hay necesidad de contratar un servicio adicional.

3.6. Diseño de la tarjeta electrónica

El desarrollo del diagrama esquemático así como del circuito impreso del prototipo se presentan en el Anexo A y Anexo B, respectivamente, en el cual se detallan las partes y componentes que conforman el sistema de adquisición. Se especifican partes delimitadas como el sensor de voltaje DC, el sensor de corriente DC, el sensor de potencia AC en donde se observa el elemento encargado de convertir el protocolo Modbus RTU a serial, la unidad de control conformada por el microcontrolador y el regulador ajustable DC de 12 V a 5 V.

Por otra parte, se muestran también detalles de lo que corresponde a una segunda y nueva

versión del circuito de adquisición (que se propone como trabajo futuro y que aún se encuentra en la etapa de desarrollo y de pruebas) usando la tecnología de montaje superficial (SMD). Se han replicado las partes que conforman los módulos y solo aquellos componentes de estos que se requieren para el circuito de adquisición. En el anexo C, se muestran tanto el plano en 2D y la versión física de la tarjeta de circuito impreso.

3.7. Diseño de interfaz gráfica en el software LabVIEW y plataforma IoT para guardado y visualización de datos adquiridos

Para el sistema de adquisición de parámetros eléctricos desarrollado, se realizó un programa en el software LabVIEW que permite leer de manera serial los datos y guardarlos en una carpeta en el computador. Estas variables adquiridas se actualizan en la carpeta cada minuto y también se crean archivos de manera diaria con datos del día en tiempo real. Es así como se genera la base de datos y se tienen los parámetros eléctricos a disposición: corriente DC, voltaje DC, potencia DC, corriente AC, voltaje AC, potencia AC y la energía de salida calculada a partir de la potencia alterna. Respecto a la plataforma de monitoreo remoto, se seleccionó a ThingSpeak por las ventajas que presenta como el ser de código abierto con una versión gratuita de uso, el de mostrar datos en tiempo real, el de almacenarlos en la nube y el de brindar la facilidad para usar el entorno del software MATLAB para realizar análisis más complejos.

De manera gráfica, la Figura 3.8 muestra el entorno de LabVIEW con la ventaja indicada anteriormente de mostrar los 10 parámetros que se están monitoreando, en comparación a la interfaz del inversor que muestra solamente la curva de potencia DC. Esta es una ventaja, pues se logra observar el comportamiento en tiempo real de cada uno de los parámetros eléctricos.

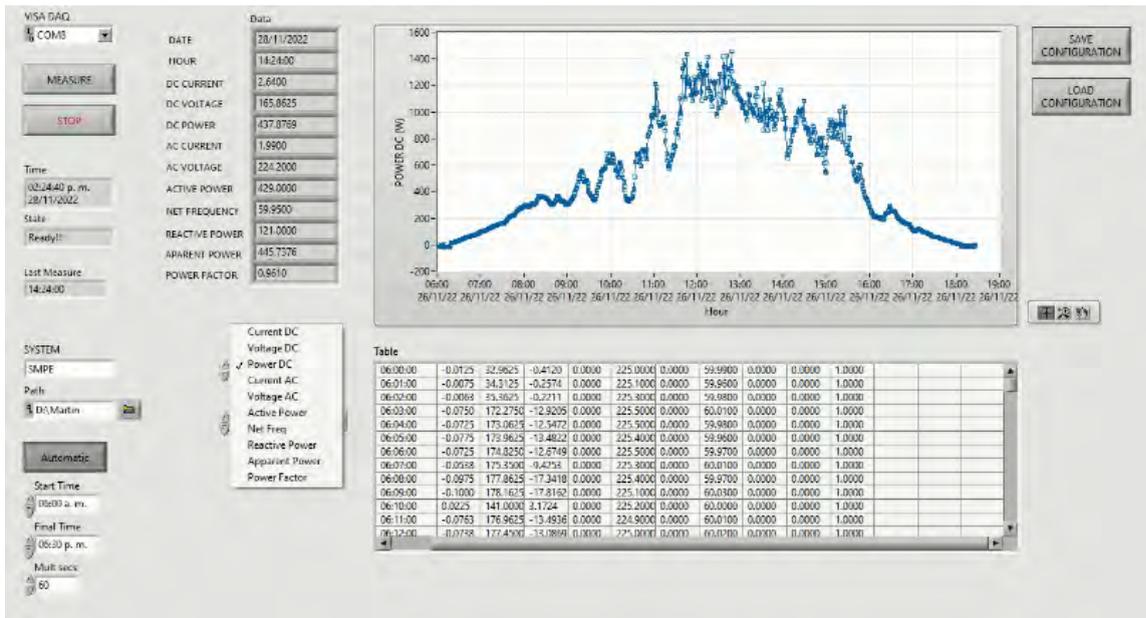


Figura 3.8: Vista principal de la interfaz gráfica en LabVIEW

Por el lado de la plataforma de monitoreo, se creó un canal con nombre de usuario propio y, dentro de ese espacio, se configuraron los campos en donde se deben enviar los datos eléctricos. Esta configuración previa es importante para determinar qué parámetros son los que se van a mostrar. La Figura 3.9 muestra la vista principal de la plataforma ThingSpeak con el canal creado y titulado "Medición de parámetros eléctricos".

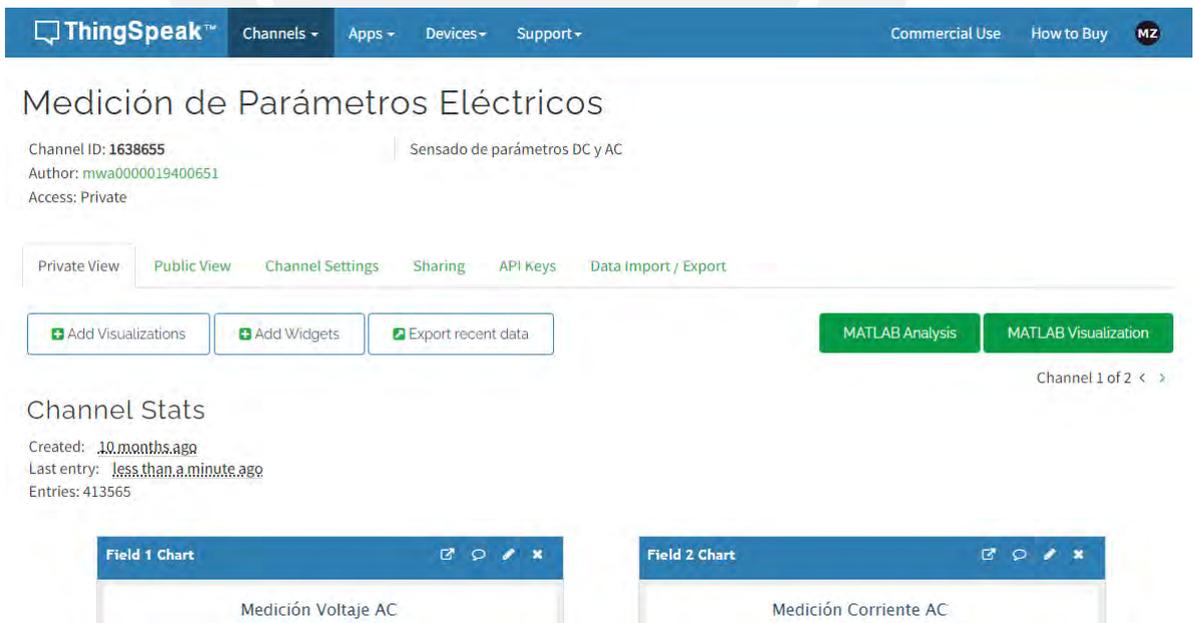


Figura 3.9: Vista principal de la plataforma de monitoreo ThingSpeak

Capítulo 4

Resultados de la adquisición del sistema diseñado, validación de las medidas eléctricas bajo la norma IEC 61724-1 y cálculo de productividad final

En el presente capítulo, luego de haber realizado la selección de componentes y de haber diseñado las interfaces gráficas, se implementa un primer prototipo de monitoreo que permite adquirir las variables eléctricas requeridas. Estas son enviadas y registradas de manera local en un computador a través del software LabVIEW y de manera remota en una plataforma de monitoreo IoT seleccionada por su capacidad de registro, visualización y análisis de datos en tiempo real en la nube. Para la validación de los resultados, se presentan las comparaciones entre los valores de las señales eléctricas adquiridas mediante el sistema desarrollado y el obtenido por un analizador de potencia de alta precisión que corresponde a la referencia calibrada de medición. Asimismo, se incluyeron indicadores estadísticos aplicados a sistemas fotovoltaicos. Por último, se muestra un comparativo en el cálculo de la productividad final realizado con los datos eléctricos recolectados por el sistema de monitoreo y por el dispositivo de referencia.

4.1. Instalación del sistema de monitoreo en el Laboratorio de Ciencia de los Materiales de la PUCP

Se realizó la instalación del sistema de monitoreo en el Laboratorio de Ciencia de los Materiales 1 de la Sección de Física bajo las mismas condiciones en las que se encontraba el

inversor SMA con el objetivo de obtener mediciones comparables. El sistema desarrollado se conectó eléctricamente tanto a la entrada como a la salida del inversor, situándolo de manera contigua en una caja de paso eléctrica adosada a la pared. A partir de ello, se adquirieron los datos eléctricos en simultáneo del sistema instalado y la referencia calibrada. En la Figura 4.1, se muestra el sistema desarrollado junto al inversor, ambos conectados al sistema fotovoltaico de tecnología PERC.

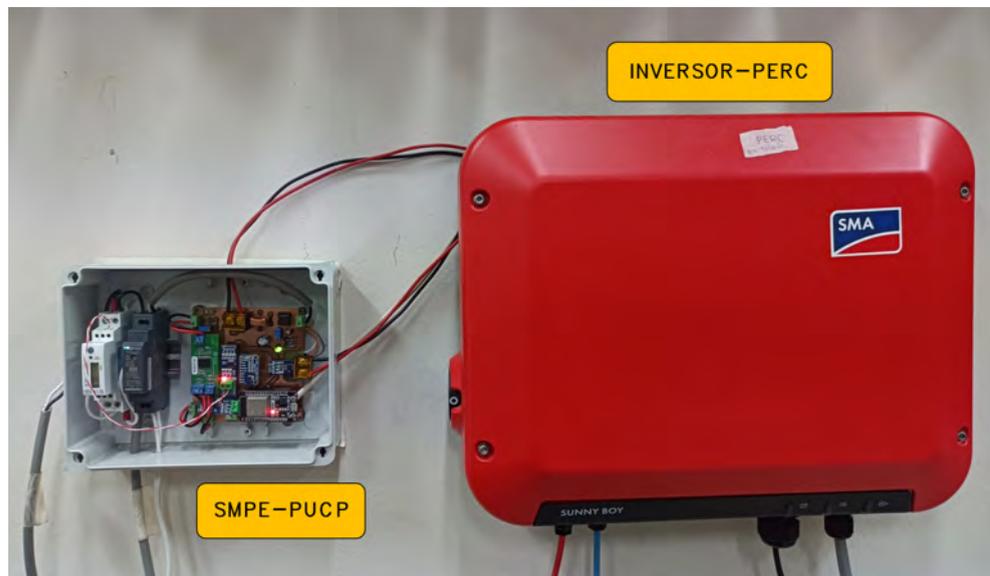


Figura 4.1: Sistema de monitoreo e inversor SMA conectados al sistema fotovoltaico de tecnología PERC

En la Figura 4.2, se describe la disposición de los componentes que conforman el sistema de adquisición de datos. El símbolo 1 denota la fuente de alimentación principal que se monta sobre un riel DIN y que permite convertir la señal alterna de 220 V a 12 V en continua. El símbolo 2 representa el circuito regulador que acondiciona el voltaje de 12 V a 5 V y que permite obtener el nivel de tensión requerido para los sensores, conversores y el microcontrolador. El símbolo 3 detalla el sensor de corriente DC de efecto Hall, cuya salida se dirige hacia su acondicionador. En tanto, el símbolo 4 muestra el sensor de voltaje DC compuesto por el divisor de voltaje resistivo y el amplificador de aislamiento que separa la parte de potencia de la digital. El símbolo 5 hace referencia al convertor analógico a digital externo que digitaliza las señales de corriente y voltaje DC para luego enviarlas a la unidad de control. El microcontrolador, denotado por el símbolo 6, es quien adquiere los datos medidos de la parte continua y alterna, enviándolos a través de su antena integrada a la plataforma de monitoreo remota. El medidor de energía comercial es representado por el símbolo 7 y requiere del convertidor MAX485 del símbolo 8 para lograr la comunicación de RS485 a UART. Asimismo, para enviar los datos del microcontrolador hacia la computadora de

registro local, se emplea otro convertidor MAX485 del símbolo 9 para cambiar esta vez los datos de UART a RS485, debido a la distancia entre la ubicación del sistema de adquisición adosado a la pared y la computadora de monitoreo local.

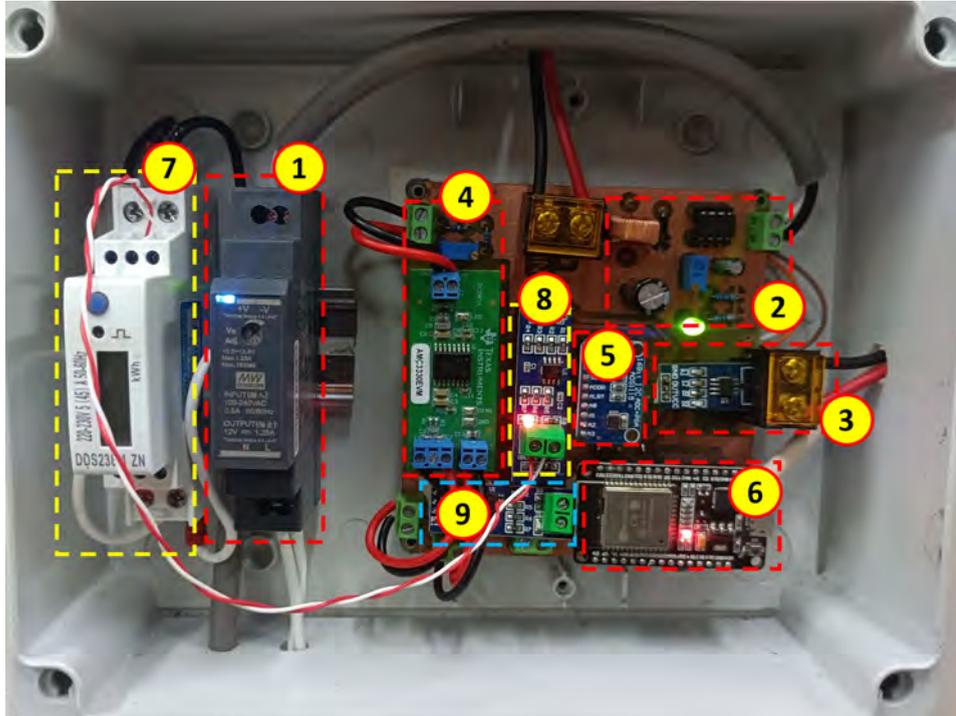


Figura 4.2: Descripción del sistema de adquisición de datos

4.2. Presentación de resultados de la etapa de adquisición

Se recolectaron datos experimentales de una semana de medición (del 4 al 10 de noviembre de 2022) y se empleó el analizador de potencia de precisión WT5000 mostrado en la Figura 4.3 de la marca Yokogawa como dispositivo de referencia para la validación de los datos adquiridos. Este dispositivo comercial de alta gama cuenta con una exactitud de $\pm 0.03\%$ y, por lo tanto, se acepta como una herramienta válida y exigente para verificar el cumplimiento de la norma IEC 61724-1. El error de medición de los parámetros eléctricos se cuantificó a través de las diferencias relativas entre las mediciones del sistema desarrollado ($M_{Sist.DAQ_i}$) y las de la referencia calibrada ($M_{Sist.Ref_i}$). La ecuación 4.1 representa la expresión indicada.

$$Dif.Relativa(\%) = \frac{|M_{Sist.DAQ_i} - M_{Sist.Ref_i}|}{M_{Sist.ref_i}} \quad (4.1)$$



Figura 4.3: Analizador de potencia de precisión WT5000 - Yokogawa

Previo al inicio de la evaluación experimental, se realizó un proceso de calibración del sistema de adquisición respecto al dispositivo de referencia WT5000. Este proceso se llevó a cabo con el objetivo de garantizar la confiabilidad y precisión de las mediciones. Para ello, se empleó la técnica de comparación de los dos sistemas (SMPE y WT5000) a través de las curvas de regresión lineal de varios días de medición de los parámetros de voltaje, corriente y potencia (DC y AC). El SMPE corresponde al Sistema de Monitoreo de Parámetros Eléctricos desarrollado, que en adelante se empleará como SMPE. Se recopilaron datos de 15 días en momentos diferentes (del 23 al 25 de junio, del 4 al 6 de julio, del 18 al 20 de agosto, del 11 al 13 de setiembre y del 25 al 27 de octubre de 2022) debido a que se quisieron aprovechar situaciones como los bajos niveles de radiación registrados en algunos días y jornadas bastante soleadas registradas en otros. Con este rango de valores, se pretendió mejorar la calidad de la regresión lineal y, por consiguiente, fijar los parámetros de corrección adecuados que iban a permitir ajustar las mediciones del sistema de adquisición.

En el proceso de calibración, el conjunto de datos adquiridos por ambos sistemas se registró en el mismo instante de tiempo en intervalos de 1 minuto. Se realizó un ajuste lineal con los 10 407 datos de cada parámetro eléctrico adquiridos durante los 15 días, de modo que se obtuvieron las pendientes (m_i) y ordenadas (b_i) de las rectas de regresión lineal. De esta manera, se consolidó un conjunto de ecuaciones de corrección únicas para las variables DC y AC tal como se muestra en la Tabla 4.1. Las gráficas de regresión lineal que permiten realizar la calibración de los 6 parámetros eléctricos se muestran en el Anexo D.

Tabla 4.1: Parámetros de corrección DC y AC: m_i, b_i

Parámetros eléctricos	Parámetros de ajuste - 15 días	
	m_i	b_i
Voltaje DC	0.9256	12.9380
Corriente DC	0.9993	0.0014
Potencia DC	0.9986	0.5761
Voltaje AC	0.9989	0.2019
Corriente AC	1.0026	0.0005
Potencia AC	1.0009	0.0279

La expresión general para obtener las lecturas calibradas de los diferentes parámetros eléctricos se obtiene con la ecuación 4.2, donde V_{medido} representa el valor medido por el sistema de adquisición desarrollado, $V_{ajustado}$ es el valor calibrado del parámetro eléctrico, y m_i y b_i son los parámetros de corrección de la Tabla 4.1 para cada una de las variables eléctricas. Después de efectuar el ajuste, se realizaron pruebas para validar que las mediciones del sistema de monitoreo con las correcciones aplicadas sean precisas y los parámetros de corrección sean efectivos en el tiempo.

$$V_{medido} = m_i \times V_{ajustado} + b_i \quad (4.2)$$

4.2.1. Resultados de parámetros eléctricos en DC

La semana de recolección experimental para la validación de resultados comprendió desde el 4 hasta el 10 de noviembre de 2022. Se tomaron los datos del primer día a modo de explicación para mostrar el procedimiento de validación de la norma IEC 61724-1. Se bosquejaron las curvas de voltaje, corriente y potencia del sistema de monitoreo desarrollado y del dispositivo de referencia.

La Figura 4.4 muestra las curvas de voltajes con el sistema de monitoreo corregido. El voltaje máximo alcanzado ese día fue 183 V. Se observa que la respuesta del SMPE es inmediata y próxima a la curva descrita por el WT5000 durante todo el día de medición. Se puede apreciar que la curva de voltaje se mantiene relativamente constante dentro de un rango durante todo el día. Esto es una característica que se repite en el voltaje de salida del arreglo fotovoltaico. Los cambios en esa constancia están relacionados directamente a la temperatura del módulo fotovoltaico (a mayor temperatura, disminuye el voltaje y viceversa).

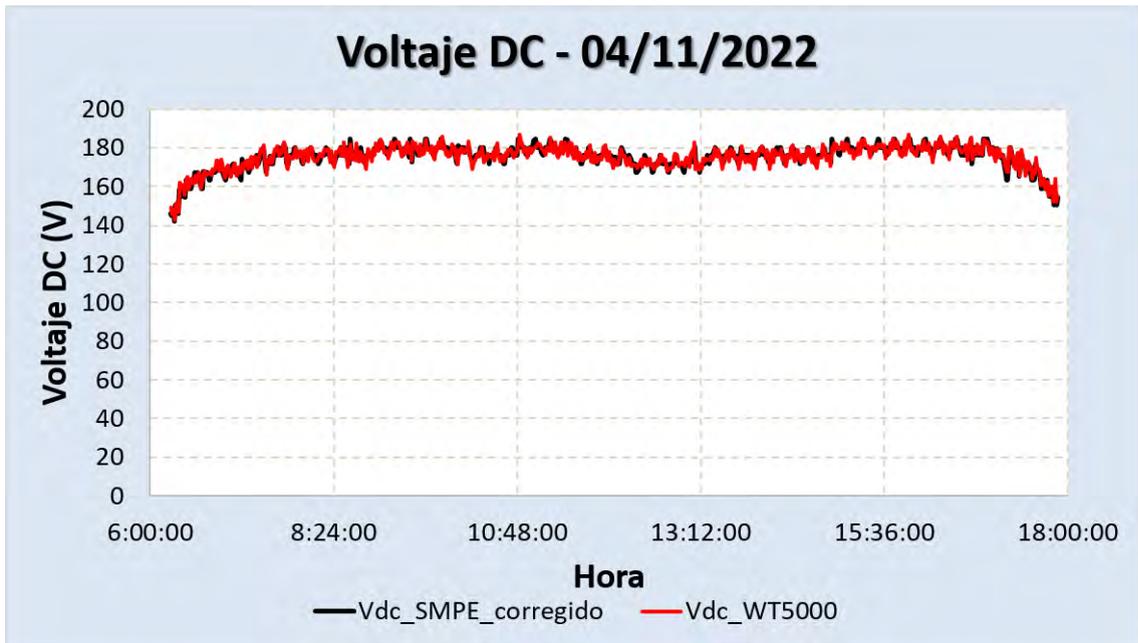


Figura 4.4: Gráficas de voltaje DC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

Asimismo, se realizó el correspondiente gráfico de regresión lineal entre los datos adquiridos por el SMPE y el WT5000. La respuesta fue relativamente lineal en donde la pendiente fue 0.9442 y el coeficiente de determinación igual a 0.9382, que corresponden a valores más próximos a la unidad en comparación a los parámetros de corrección iniciales utilizados para la calibración. La Figura 4.5 señala esta relación que existe entre los dos sistemas de medición.

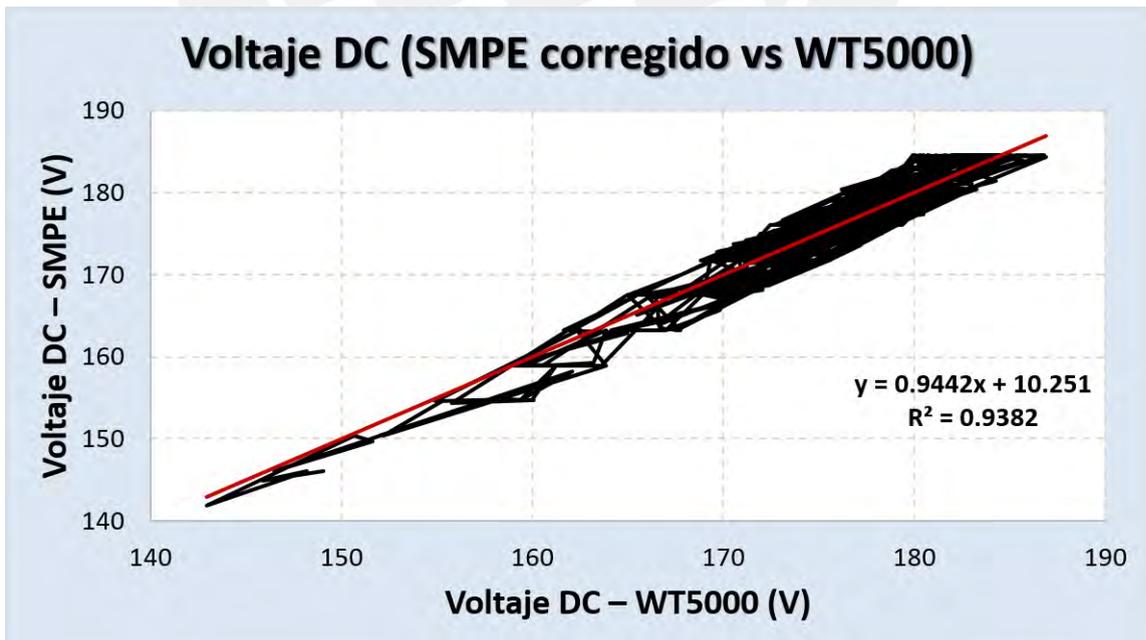


Figura 4.5: Regresión lineal de voltaje DC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

La magnitud del error de medición promedio del voltaje DC calculado para el día 04/11 fue de 0.710 %. En la Figura 4.6, se muestra el comportamiento del error durante todo el día que manifiesta la tendencia promedio señalada. Se observa que los valores picos no superan el 1.6 % y, por lo tanto, se encuentran dentro del límite del 2 % que indica la norma.

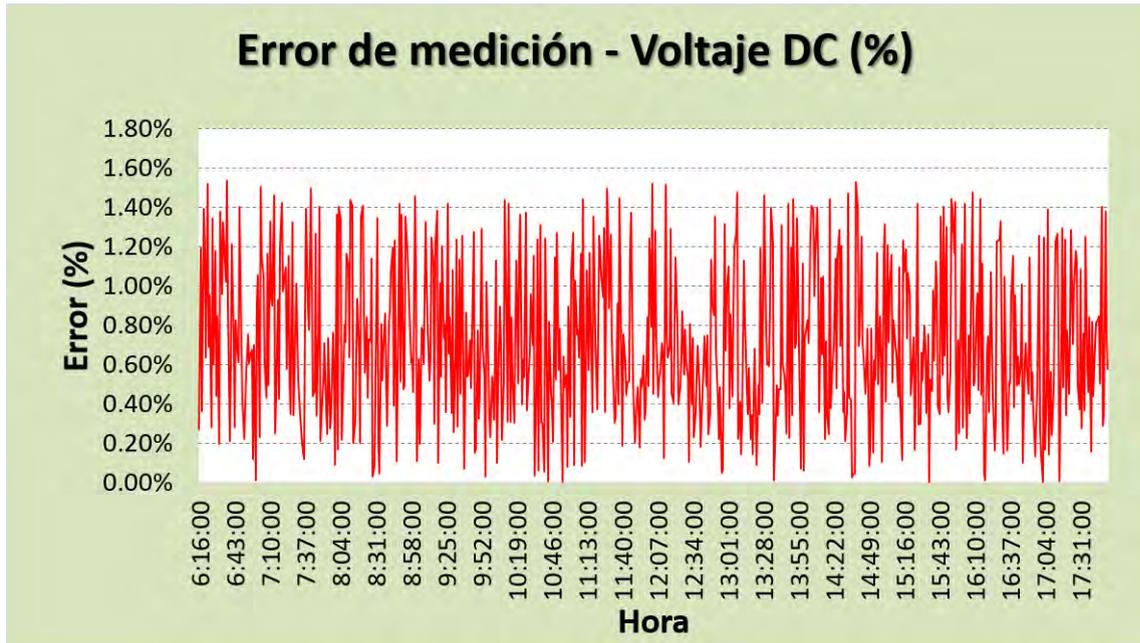


Figura 4.6: Error de medición de voltaje DC (Mediciones: 04/11/2022)

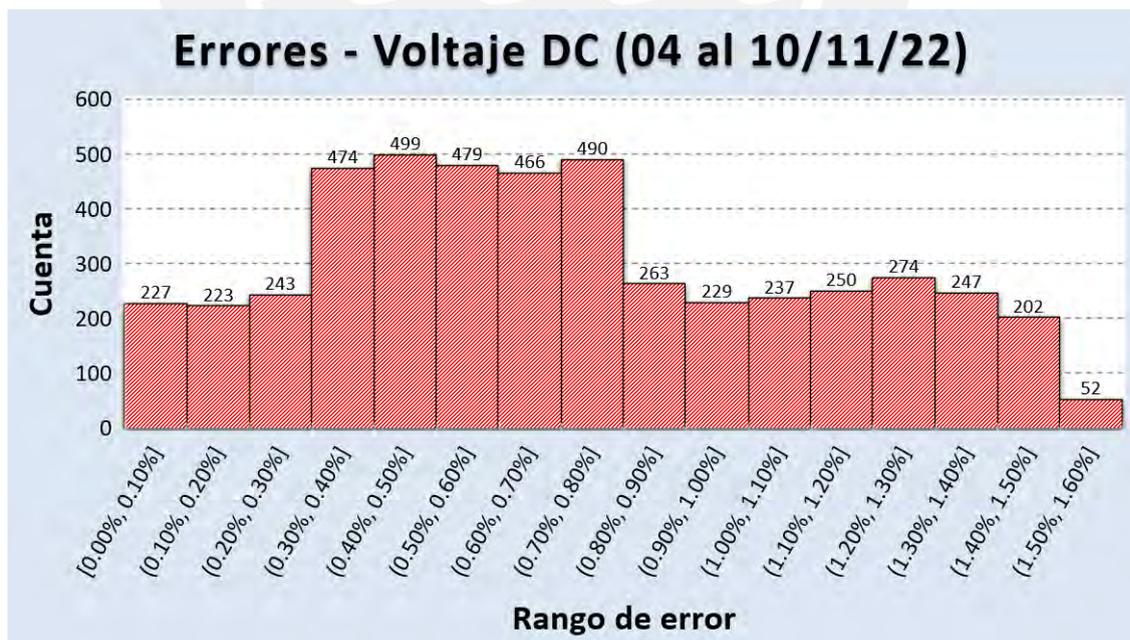


Figura 4.7: Error de medición de voltaje DC (Mediciones: 04/11 al 10/11)

Realizando el análisis para toda la semana de medición, se muestra en la Figura 4.7 una

distribución de errores y la cantidad de valores en cada uno de estos rangos. De un total de 4855 datos adquiridos durante la semana, se tiene que el 100 % de ellos se encuentran por debajo del 2 % de error, confirmando el cumplimiento de la norma. La mayor cantidad de datos recae en el rango del 0.3 % al 0.8 % representando el 50 % del total adquirido.

En cuanto a las gráficas de corriente DC mostradas en la Figura 4.8, se aprecia la cercanía entre las curvas del SMPE y el WT5000. La corriente máxima registrada durante el día fue 8.42 A. Es preciso indicar que la curva característica ideal de la corriente DC debería tener la forma de una campana de Gauss. No obstante, la gráfica que se desarrolla no logra exactamente esa función debido a variabilidades como el bajo nivel de irradiación solar y condiciones meteorológicas adversas durante la mañana (hasta las 12:28 h aproximadamente). La siguiente fracción del día refleja una tarde despejada bosquejada con una caída suave de la curva.

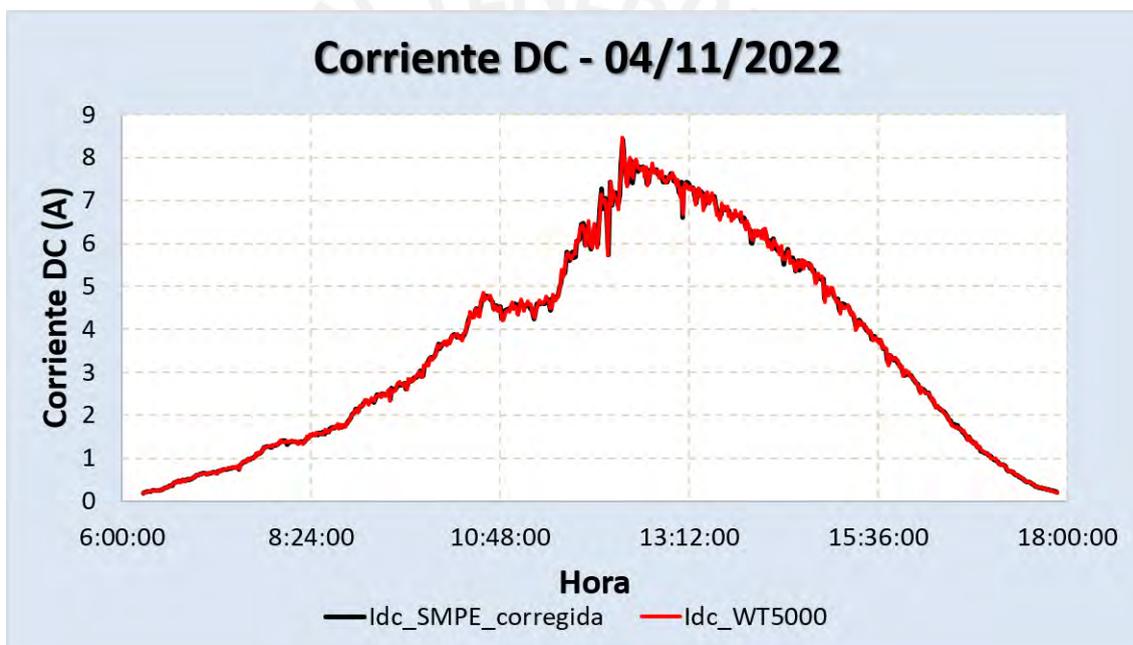


Figura 4.8: Gráficas de corriente DC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

De igual modo, se realizó un gráfico de regresión lineal que permite correlacionar los datos adquiridos por el SMPE y el WT5000. La Figura 4.9 muestra que la respuesta fue bastante lineal, donde la pendiente fue 0.9998 y el intercepto igual a 0.0013, valores que indican que las variables se encuentran correctamente alineadas. Incluso, el coeficiente de determinación R^2 igual a 0.9996 refuerza el grado de proximidad de los datos respecto a la línea de regresión de ajuste.

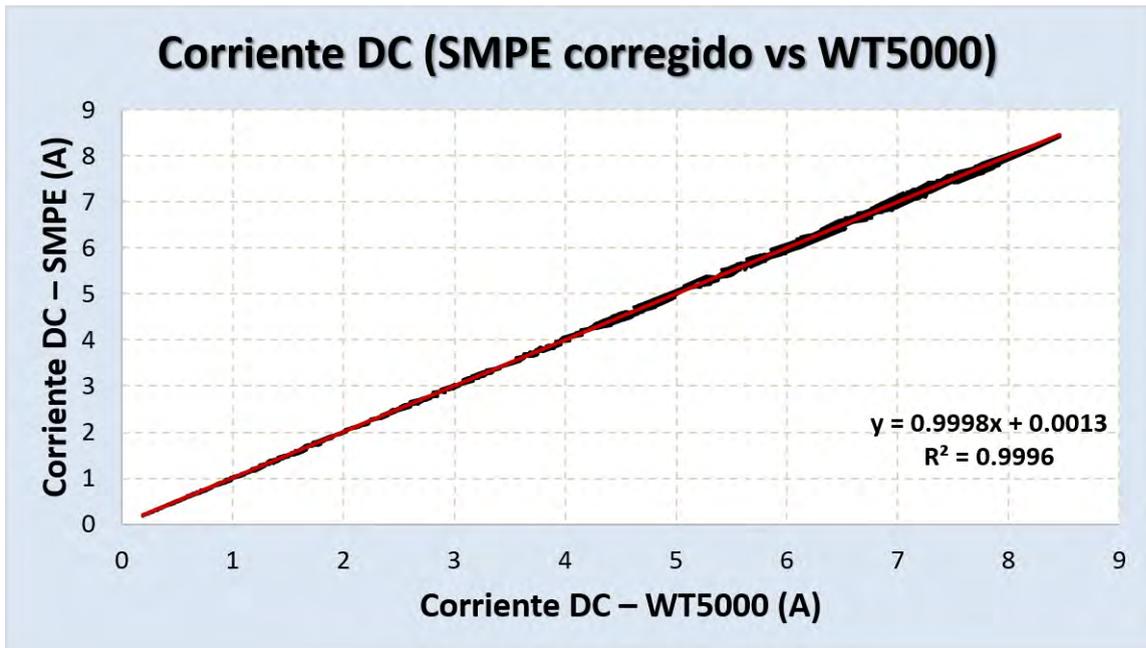


Figura 4.9: Regresión lineal de corriente DC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

La magnitud del error de medición promedio de la corriente DC para el día 04/11 fue 0.848 %. La Figura 4.10 muestra que existe una mayor variabilidad del error durante las 2 primeras horas del día y durante la última, llegando a tener picos que superan el 2.5 %. Esto se debe a que las magnitudes de corriente iniciales y finales aún son pequeñas en comparación a la máxima desarrollada al mediodía (8.42 A). En el resto de la jornada, el error tiene un comportamiento por debajo del 1.50 %, logrando estar por debajo del 2 % indicado por la norma.

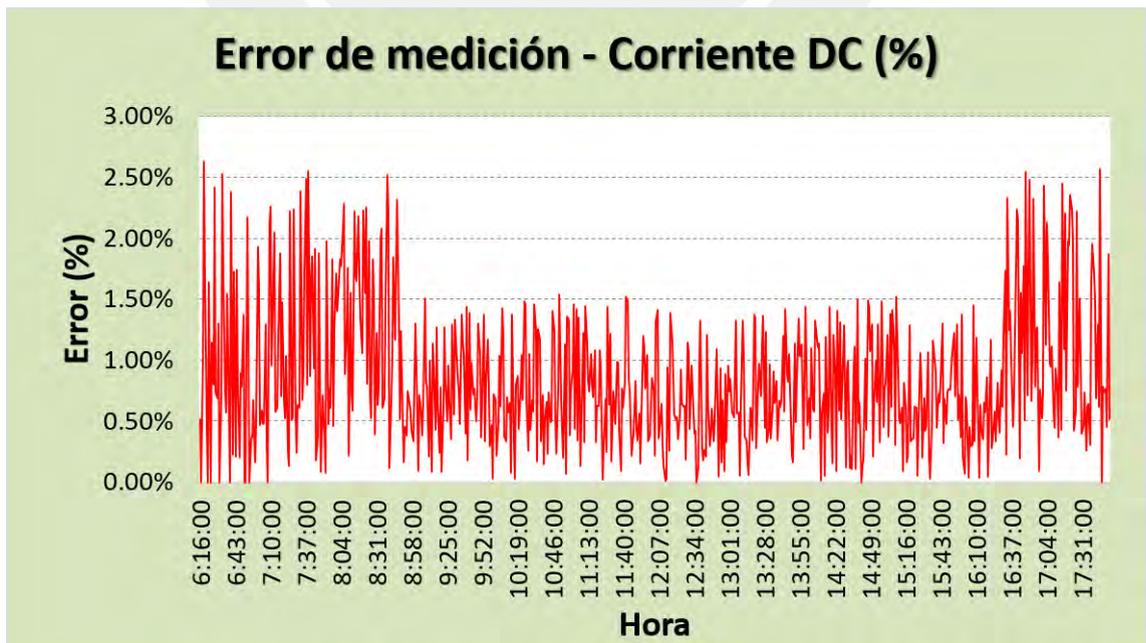


Figura 4.10: Regresión lineal de corriente DC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

El análisis de los datos adquiridos durante la semana de medición muestra en la Figura 4.11 que de las 4855 mediciones el 95 % logró tener un error por debajo del 2 %, mientras que la mayor concentración se dio en el rango del 0.3 % al 0.8 % con una representación del 43 %. Hubo solo un 5 % de valores que salieron del límite máximo y que pueden considerarse como valores atípicos.

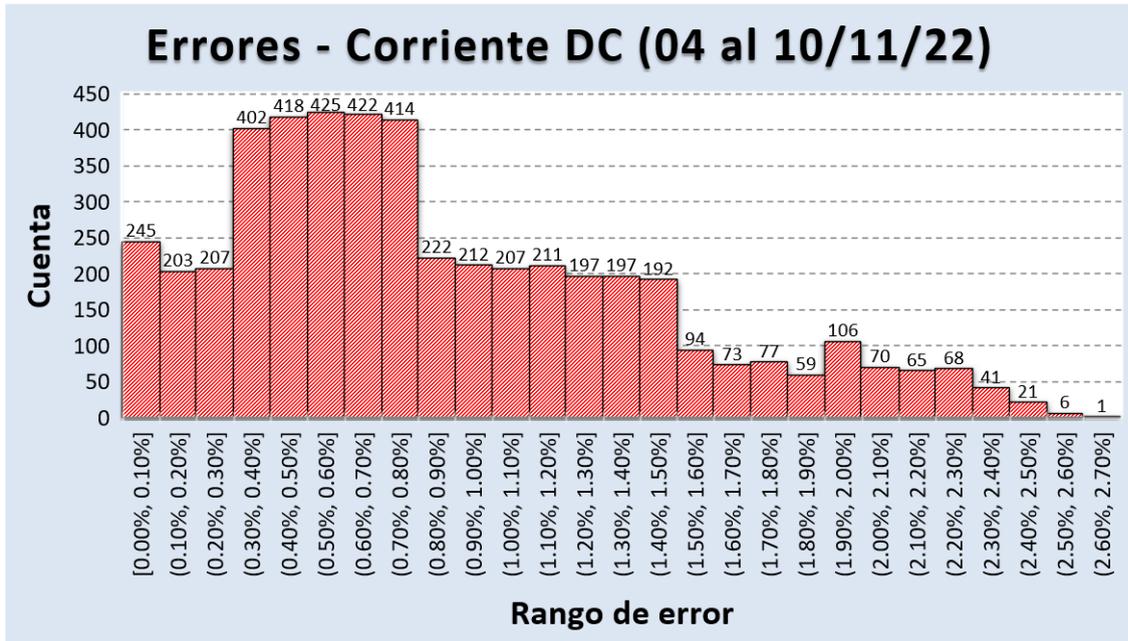


Figura 4.11: Error de medición de corriente DC (Mediciones: 04/11 al 10/11)

Por otra parte, respecto al parámetro de potencia DC, la Figura 4.12 muestra la cercanía entre las curvas, además de un comportamiento similar a la corriente DC presentada anteriormente. El valor máximo alcanzado durante el día fue 1418 W, valor por debajo de la potencia máxima que puede generar el arreglo FV que corresponde a 1675 W. A partir de la curva de potencia DC, se observa que hasta el mediodía estuvo nublado (irregularidad de la gráfica en su primera mitad). Luego, se empezó a tener una tarde despejada y, por ello, la curva bosqueja una parte de la campana de Gauss que idealmente debería generarse.

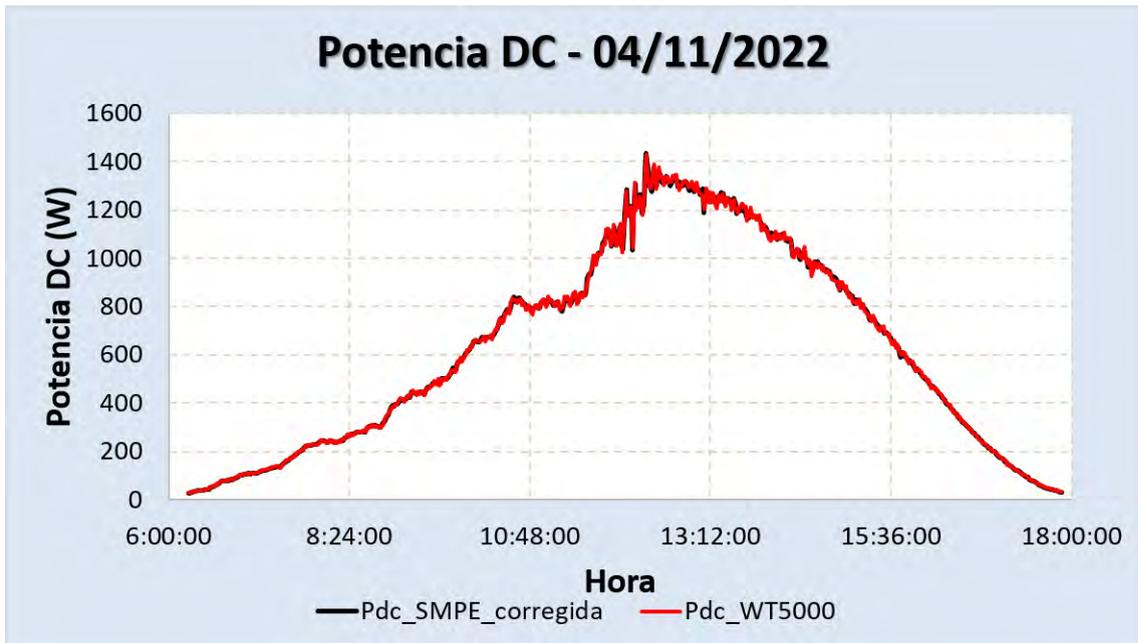


Figura 4.12: Gráficas de potencia DC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

La Figura 4.13 muestra la relación lineal que existe entre el SMPE y el analizador WT5000. La recta modela de manera aceptable los valores de ambos sistemas de medición, pues la pendiente se estimó en 0.9991 y el intercepto en 0.8987. Además, el coeficiente de determinación R^2 resultó con un valor igual a 0.9996, lo cual indica que los datos están muy próximos a la línea de regresión.

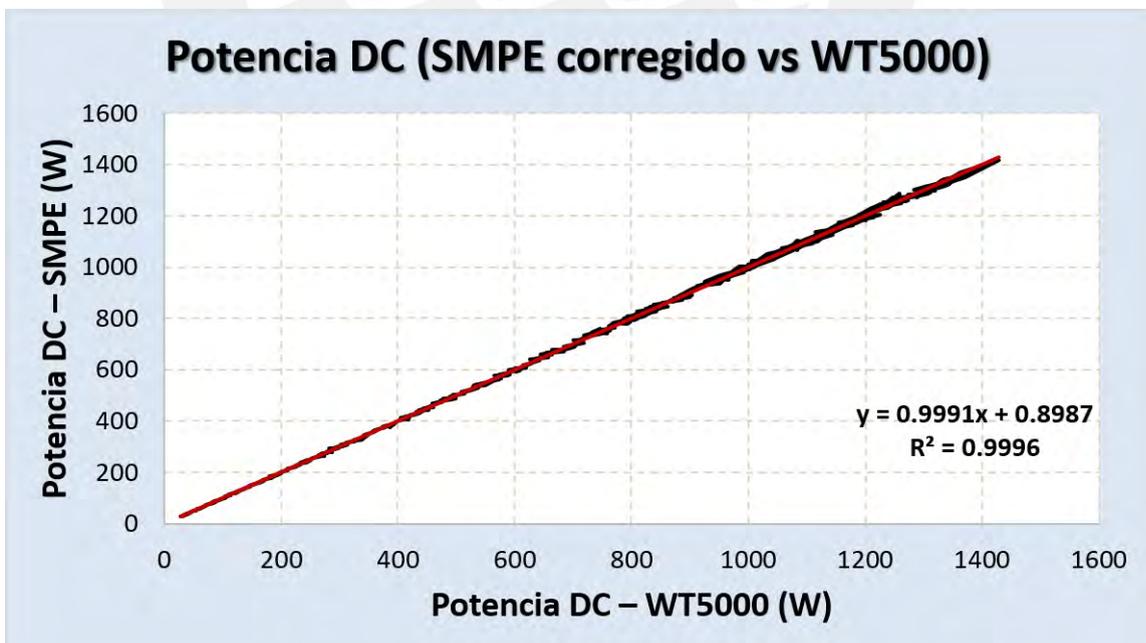


Figura 4.13: Regresión lineal de potencia DC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

La magnitud del error de medición para la potencia DC se obtuvo con un valor de 0.681 % en

promedio para el día 04/11. La Figura 4.14 muestra que la variación del error alcanza picos por debajo del 1.6 %. Esto demuestra que las mediciones logran ser precisas al encontrarse dentro del límite máximo de error del 3 % que especifica la norma.

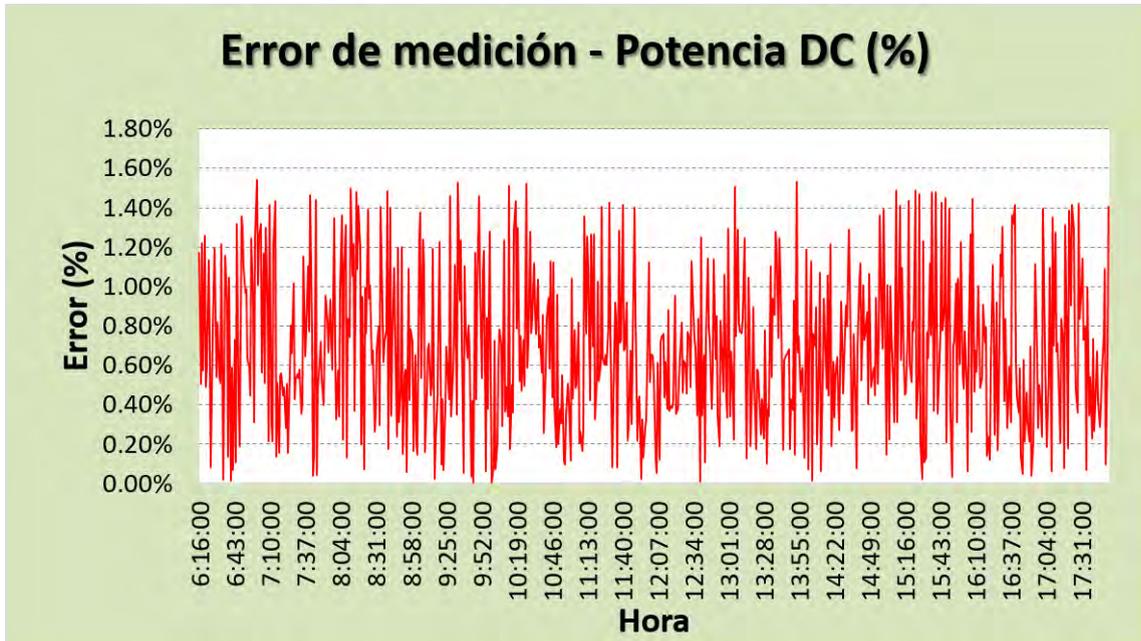


Figura 4.14: Regresión lineal de potencia DC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

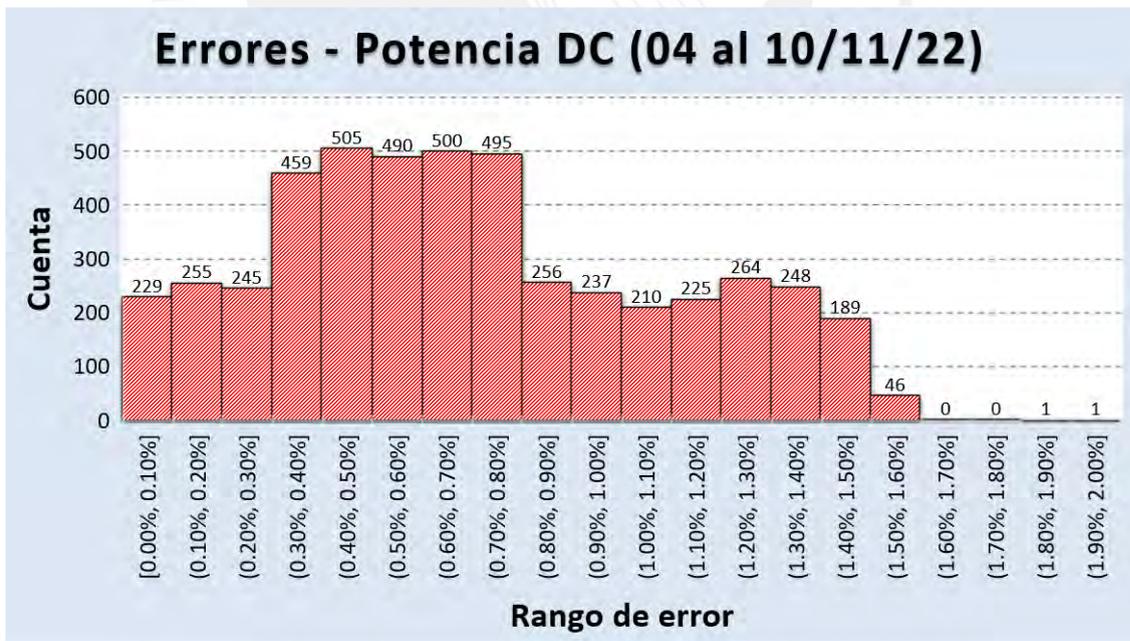


Figura 4.15: Error de medición de potencia DC (Mediciones: 04/11 al 10/11)

La confirmación de la validez en la precisión de las mediciones se refuerza con los datos adquiridos en la semana de medición. La Figura 4.15 demuestra que el 100 % de los datos

adquiridos logró tener un error por debajo del 3 % y que la mayor concentración se dio en el rango del 0.3 % al 0.8 % con un 51 % de los 4855 datos medidos.

De manera general, se estableció un consolidado de errores de medición promedios durante la campaña experimental del 04/11 al 10/11 y se determinó que luego del proceso de calibración estos valores disminuyeron en comparación a los que se obtuvieron inicialmente (previo al ajuste) con los 15 días de adquisición. La Tabla 4.2 muestra las magnitudes de errores iniciales con los 15 días seleccionados para obtener los parámetros de ajuste, mientras que la Tabla 4.3 señala los errores de medición diarios luego de la implementación de los parámetros de corrección. Por lo expuesto, se concluye el cumplimiento de la norma IEC 61724 respecto a la precisión exigida en la adquisición de cada parámetro eléctrico.

Tabla 4.2: Consolidado de errores de medición antes de la calibración - 15 días previos

Parámetros eléctricos	Error de medición promedio(%)
Voltaje DC	1.014 %
Corriente DC	1.193 %
Potencia DC	1.390 %

Tabla 4.3: Errores de medición después de la calibración

Variable	04/11	05/11	06/11	07/11	08/11	09/11	10/11
Voltaje DC	0.710 %	0.704 %	0.718 %	0.721 %	0.719 %	0.715 %	0.701 %
Corriente DC	0.848 %	0.858 %	0.861 %	0.833 %	0.856 %	0.856 %	0.841 %
Potencia DC	0.681 %	0.691 %	0.704 %	0.705 %	0.695 %	0.709 %	0.702 %

4.2.2. Resultados de parámetros eléctricos en AC

La adquisición de los parámetros eléctricos en AC se realizó a través del medidor de energía comercial DDS238-1 ZN. La mediciones obtenidas correspondieron a la semana de la campaña experimental del 04/11 al 10/11. Del mismo modo que para los parámetros eléctricos en DC, se presentan los datos obtenidos del día 4 de noviembre como forma de ilustrar el análisis de las variables.

La Figura 4.16 muestra las curvas de voltaje AC descritas por el SMPE y el WT5000, en la cual se observa el comportamiento fluctuante de este parámetro eléctrico a lo largo del día. El rango en el que se establece esta variación se encuentra entre 220 V y 228.01 V eficaces. Asimismo, se verifica la coincidencia bastante precisa entre los datos de ambos sistemas de medición.

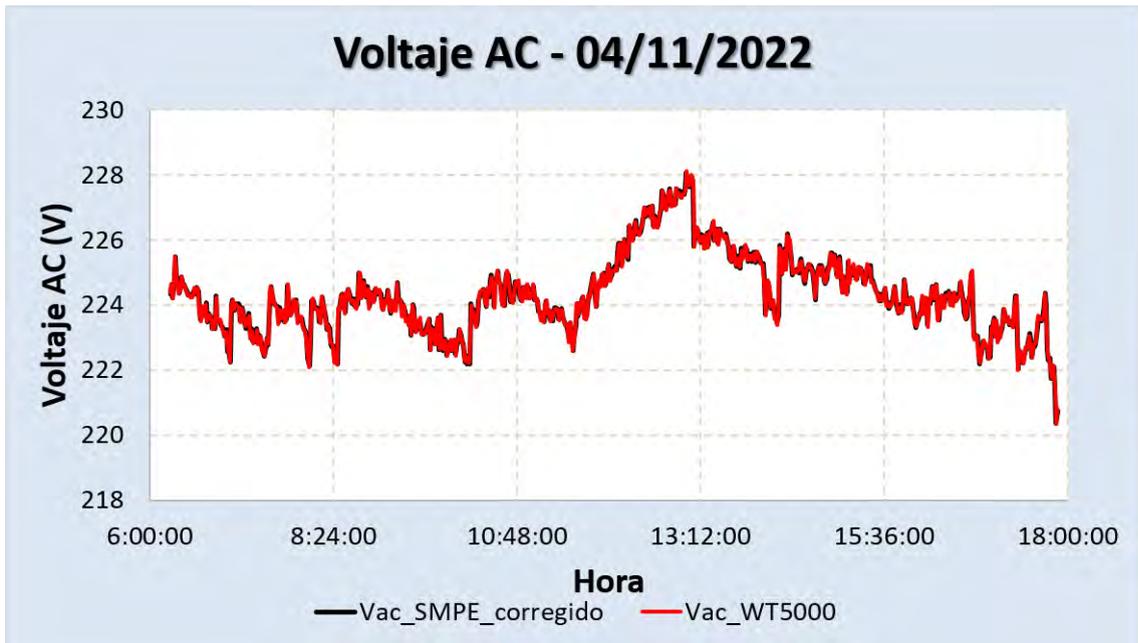


Figura 4.16: Gráficas de voltaje AC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

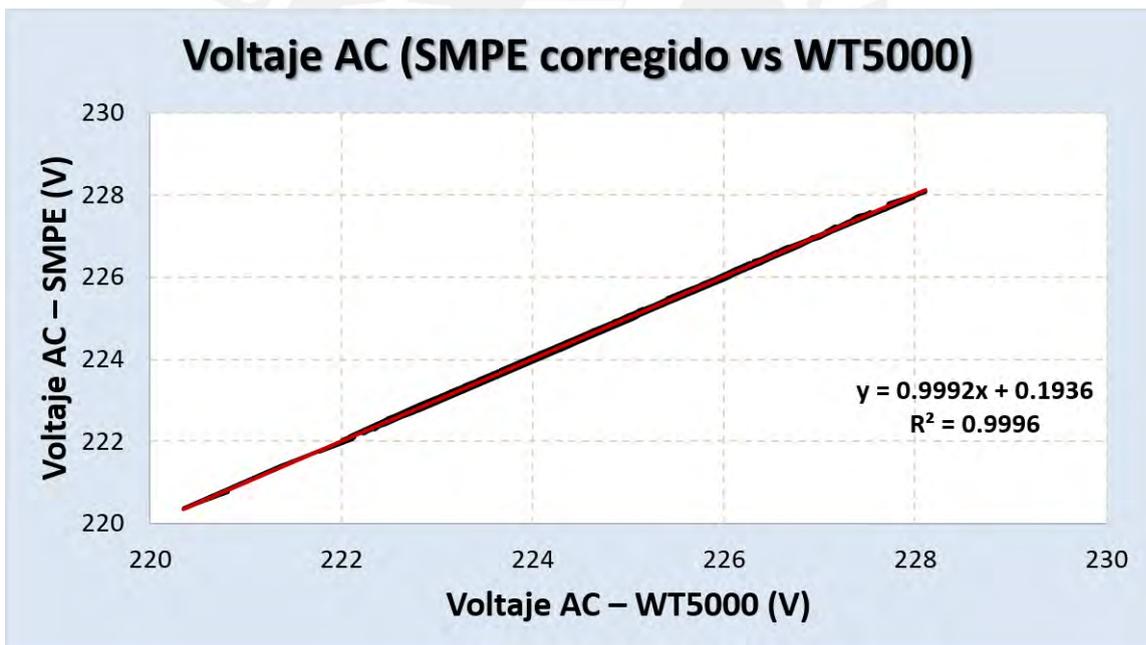


Figura 4.17: Regresión lineal de voltaje AC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

La relación lineal vista en la Figura 4.17 muestra el alto grado de similitud que existen entre los valores medidos por ambos sistemas. Los parámetros de la recta de regresión indican prácticamente que los valores medidos se ajustan bastante bien a ese modelo y se puede preveer antes de realizar algún cálculo que los errores de medición serán muy pequeños.

En cuanto a la magnitud del error de medición de ese día 04/11, se logró calcular un valor

medio de 0.016 %, con un máximo de 0.034 %, cifras que verifican una gran precisión respecto al 2 % que solicita la norma. La Figura 4.18 muestra la variación del error durante el día.

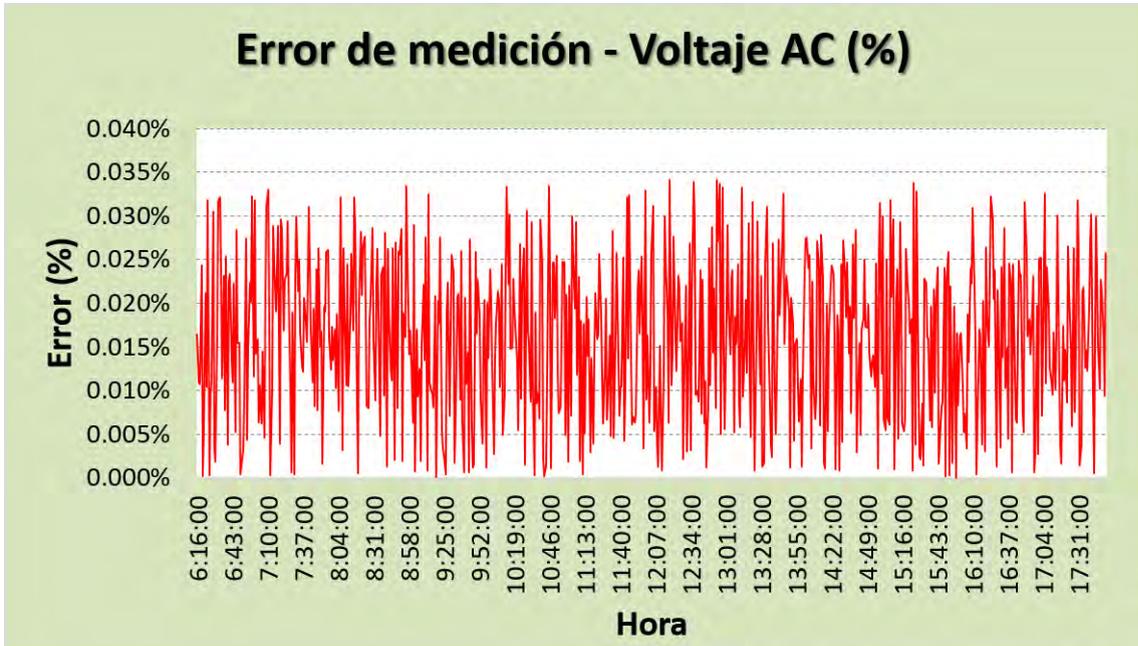


Figura 4.18: Error de medición de voltaje AC (Mediciones: 04/11/2022)

Realizando el mismo análisis con los datos obtenidos durante la semana, se concluyó de la Figura 4.19 que de los 4855 valores adquiridos, el 100 % se encuentra dentro del límite del 2 % y el 93 % se distribuye en el intervalo de 0.00 % a 0.05 %, confirmando que las lecturas de voltaje AC son muy próximas a las de la referencia WT5000.

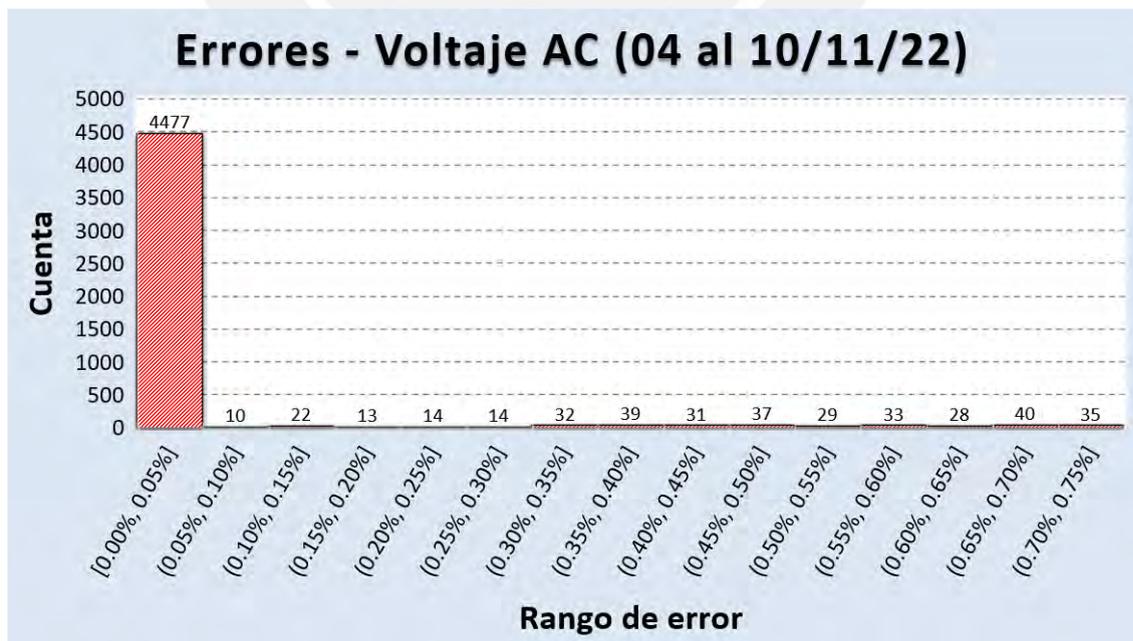


Figura 4.19: Error de medición de voltaje AC (Mediciones: 04/11 al 10/11)

La gráfica de corriente AC mostrada en la Figura 4.20 presenta las mismas características que en DC, una mañana nublada y una tarde despejada. La corriente máxima registrada durante el día fue 6.09 A, valor por debajo de la que se obtuvo en DC.

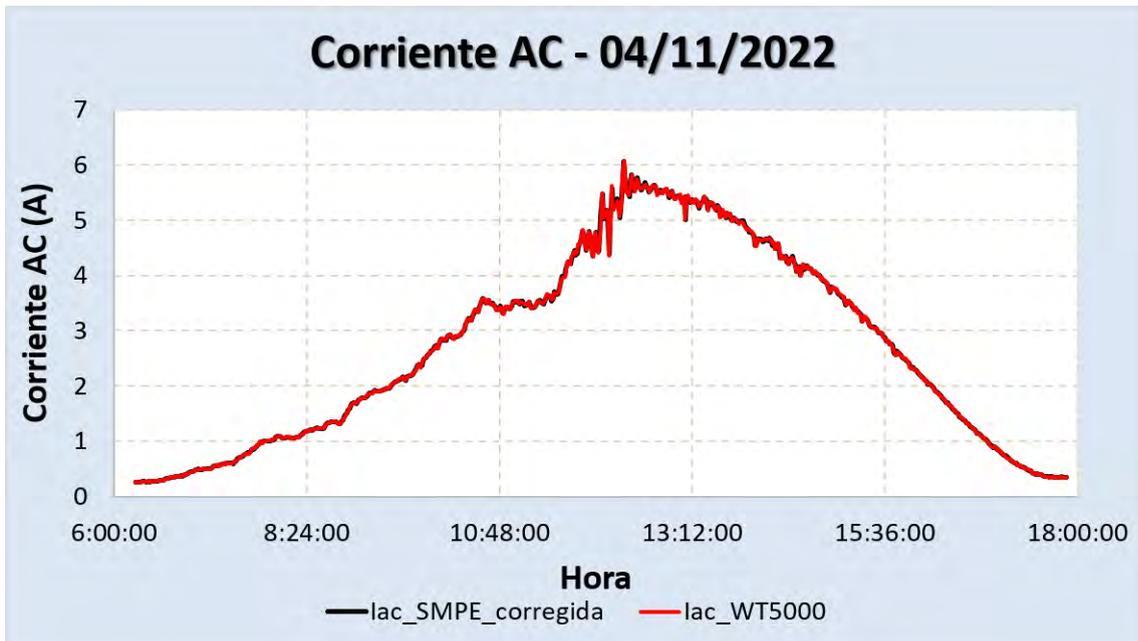


Figura 4.20: Gráficas de corriente AC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

El gráfico de regresión lineal de la Figura 4.21 muestra que la respuesta fue bastante lineal, donde la pendiente fue 1.0018, el intercepto con un valor -0.0008 y el coeficiente de determinación R^2 igual a 0.9999, reflejando el grado de proximidad de los datos respecto a la línea de regresión.

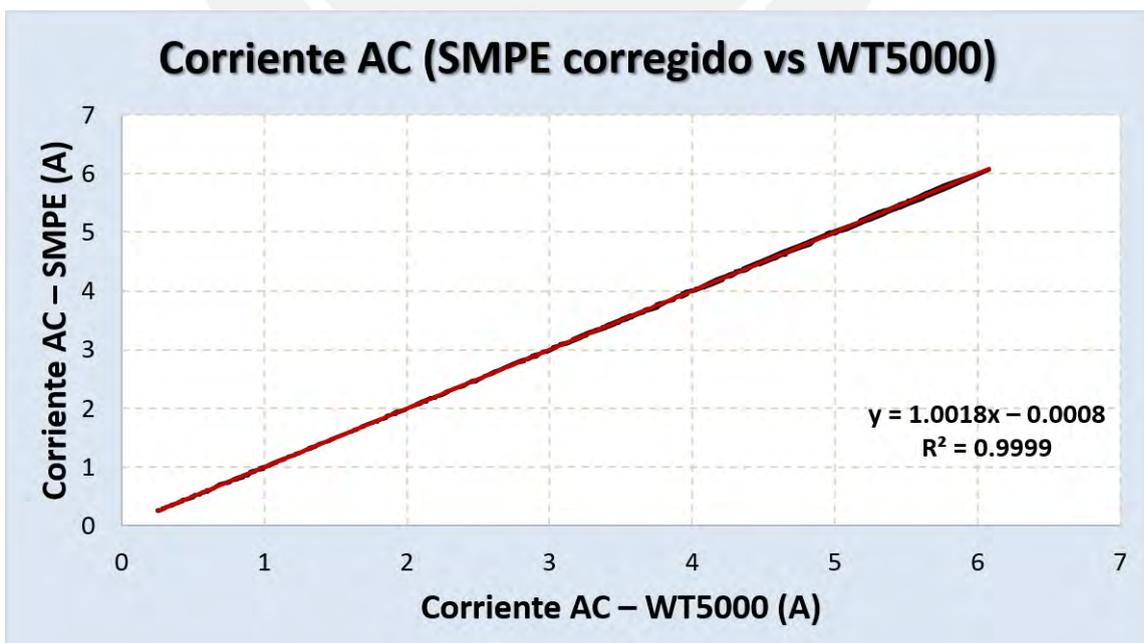


Figura 4.21: Regresión lineal de corriente AC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

La magnitud del error promedio de la corriente DC para el 04/11 fue 0.503 %. La Figura 4.22 muestra que durante las 2 primeras horas del día y durante la última se registraron errores más altos con picos alrededor del 2.5 %. Esto se debe a las magnitudes de corriente iniciales y finales bajas en contraste a la máxima desarrollada durante la jornada. En el resto de la jornada, el error tuvo un comportamiento por debajo del 1.00 %.

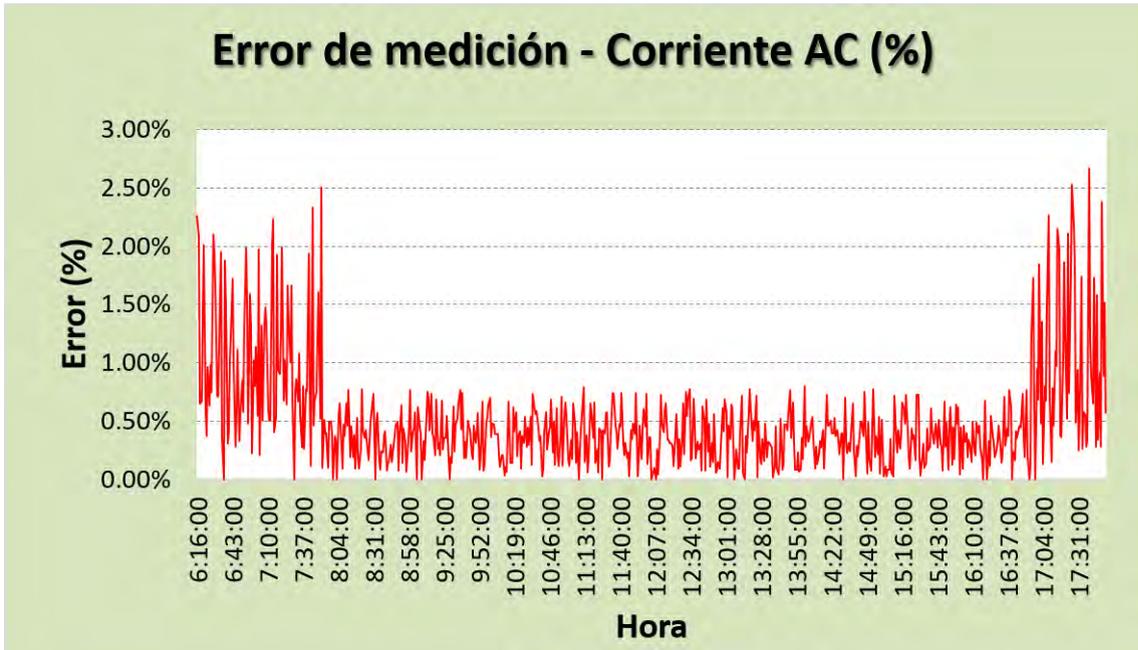


Figura 4.22: Regresión lineal de corriente AC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

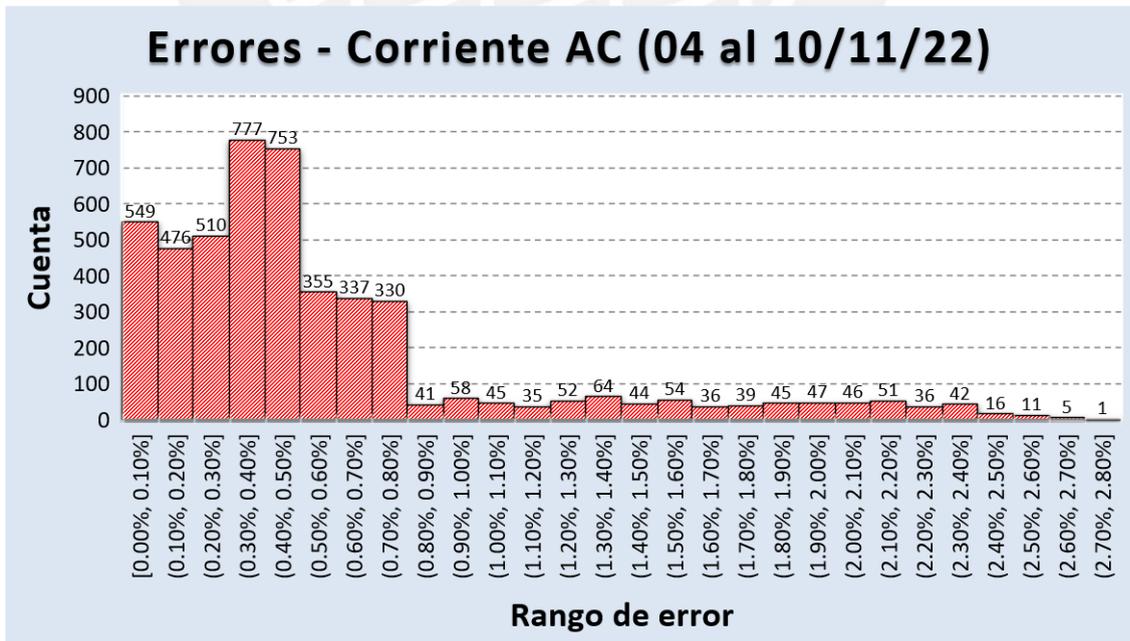


Figura 4.23: Error de medición de corriente AC (Mediciones: 04/11 al 10/11)

El análisis de los datos adquiridos durante la semana de medición muestra en la Figura 4.23 que de las 4 855 mediciones el 96 % logró tener un error por debajo del 2 %, mientras que la mayor concentración se dio en los rangos que comprenden desde 0.0 % al 0.8 % con un 84 %.

En relación al parámetro de potencia AC, la Figura 4.24 muestra la cercanía entre las curvas, además de un comportamiento similar a la corriente AC presentada anteriormente. El valor máximo alcanzado durante el día fue 1373 W, valor por debajo de la potencia máxima que puede generar el inversor que corresponde a 1500 W. Se observa en las curvas la irregularidad de la gráfica en su primera mitad debido a que la mañana se mantuvo nublada, mientras que en la tarde se logró despejar. Un valor importante a destacar es la atenuación que sufre la potencia a la salida del inversor a pesar de que en la entrada se le suministre valores mayores a la capacidad nominal de salida de 1500 W.

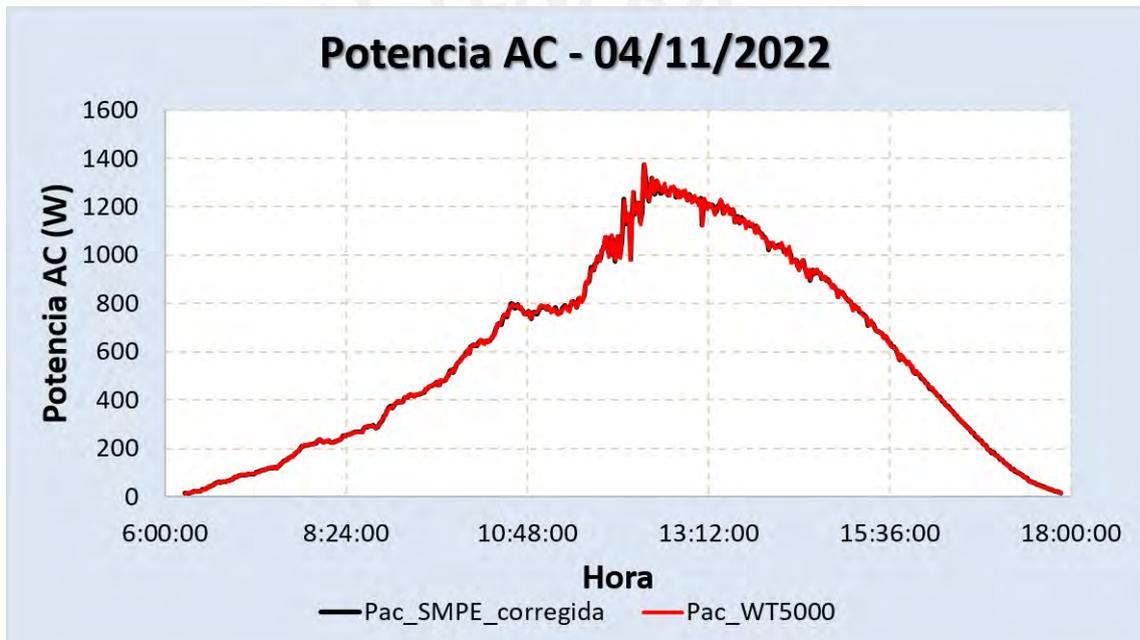


Figura 4.24: Gráficas de potencia AC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

La Figura 4.25 muestra la relación lineal existente entre el SMPE y el analizador WT5000. La recta modela de manera bastante precisa los valores de ambos sistemas de medición, pues la pendiente se estimó en 1.0002 y el intercepto en -0.0307. Además, el coeficiente de determinación R^2 resultó con un valor igual a 0.9999, lo cual indica que los datos están muy próximos a la línea de regresión. Al igual que en las gráficas de corriente AC, se logró una buena correspondencia entre los datos de ambos sistemas de medición con una ligera sobrestimación del sistema de monitoreo sobre el WT5000 (pendiente mayor a 1).

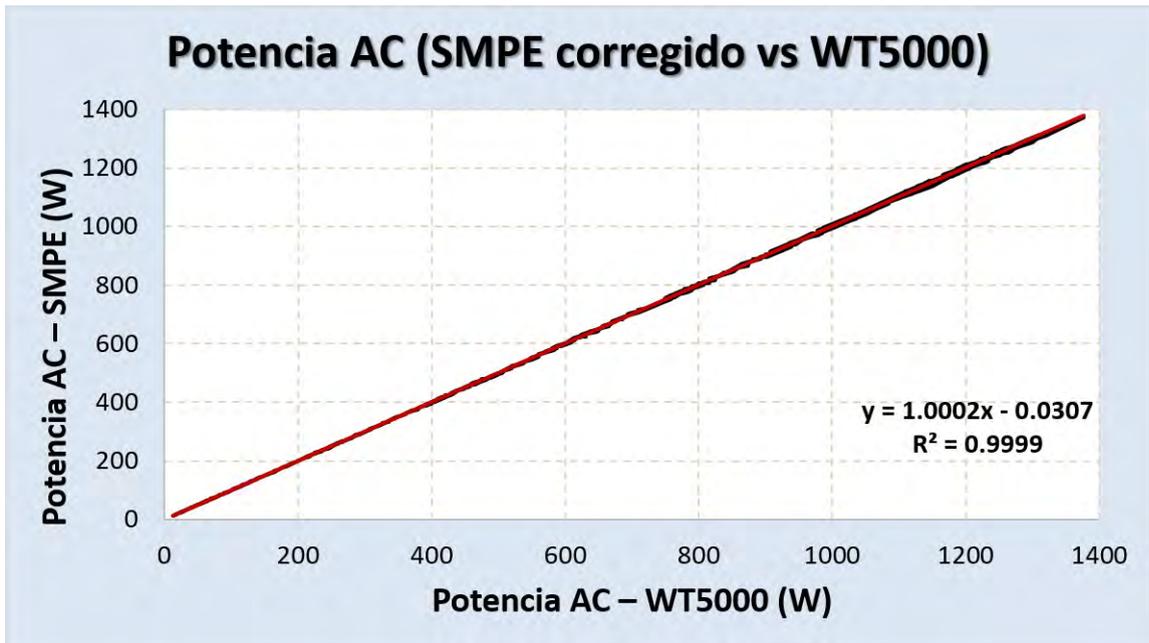


Figura 4.25: Regresión lineal de potencia AC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

La magnitud del error de medición para la potencia AC se obtuvo con un valor de 0.391 % en promedio para el día 04/11. La Figura 4.26 muestra que la variación del error alcanza picos de 0.8 %. Esto demuestra que las mediciones logran ser precisas al encontrarse dentro del límite máximo de error del 3 % que especifica la norma.

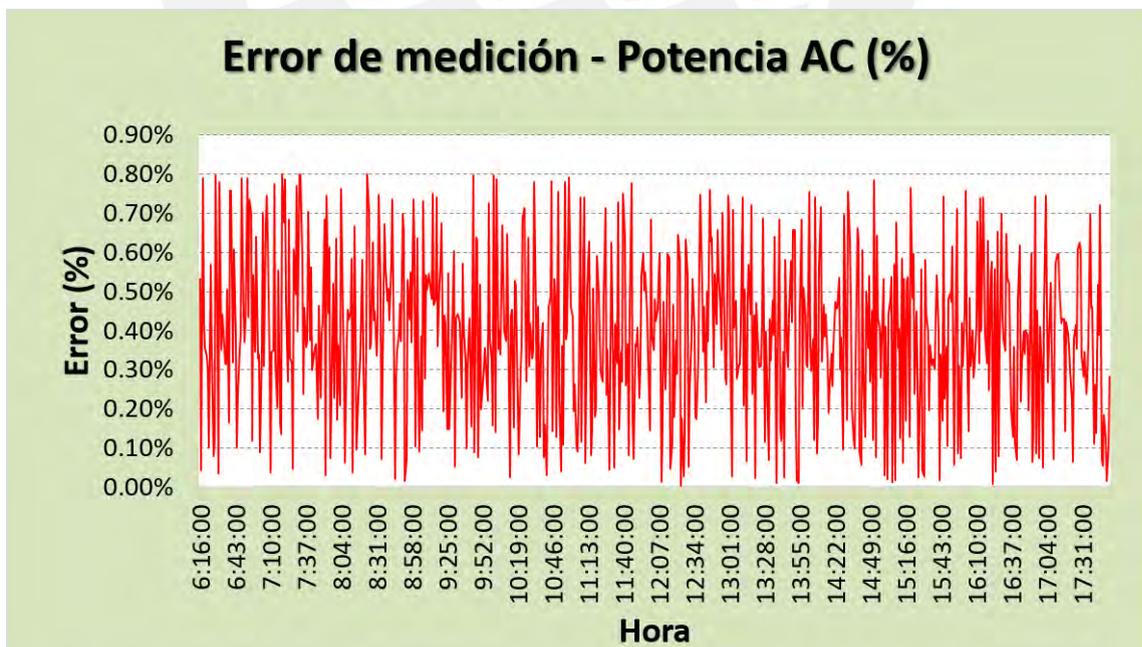


Figura 4.26: Regresión lineal de potencia AC - SMPE y WT5000 (Mediciones: 04/11/2022)

Realizando el análisis con las mediciones adquiridas en la semana experimental, se observa en

la Figura 4.27 que el 100 % de los datos adquiridos logró tener un error por debajo del 1.50 % y que las mayores concentraciones de datos se distribuyeron en los intervalos por debajo del 0.8 % de cota superior.

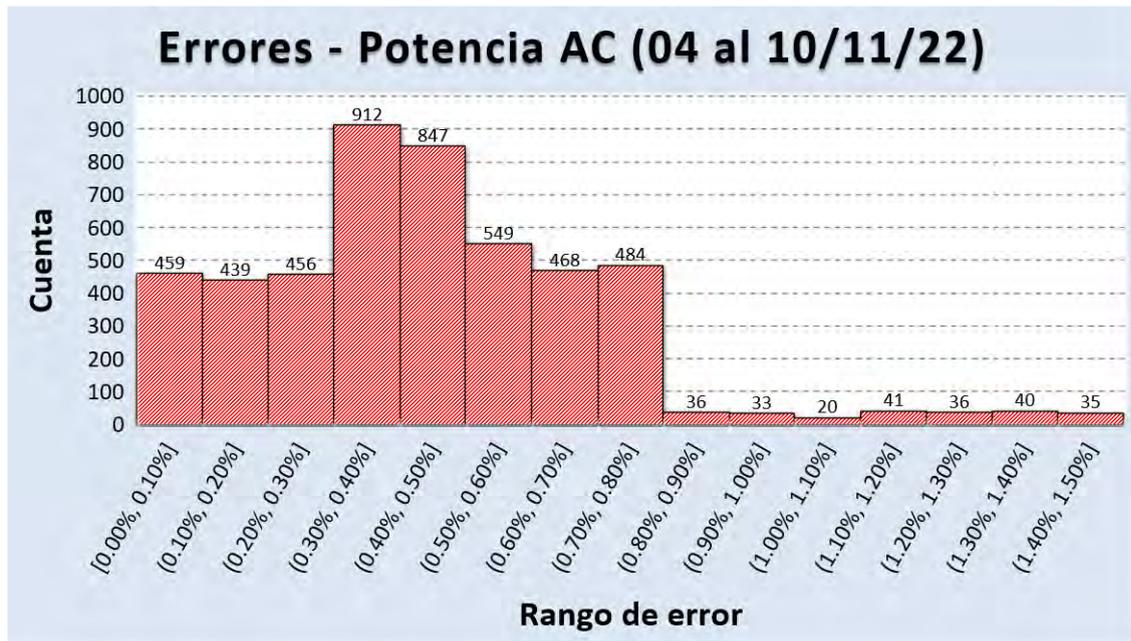


Figura 4.27: Error de medición de potencia AC (Mediciones: 04/11 al 10/11)

Realizando un consolidado de errores de medición promedios durante la campaña experimental del 04/11 al 10/11, se determinó que los parámetros eléctricos de voltaje AC, corriente AC y potencia AC registraron una disminución en el error promedio después del proceso de calibración. La Tabla 4.4 muestra las magnitudes de errores iniciales calculados con los 15 días previos seleccionados para obtener los parámetros de ajuste, mientras que la Tabla 4.5 señala los errores de medición diarios luego de la implementación de los parámetros de corrección. Del resultado presentado, se concluye que se cumple con la precisión exigida por la norma IEC 61724 en la adquisición de cada parámetro eléctrico.

Tabla 4.4: Consolidado de errores de medición antes de la calibración - 15 días

Parámetros eléctricos	Error de medición promedio(%)
Voltaje AC	0.022 %
Corriente AC	0.996 %
Potencia AC	0.500 %

Tabla 4.5: Errores de medición después de la calibración

Variable	04/11	05/11	06/11	07/11	08/11	09/11	10/11
Voltaje AC	0.016 %	0.015 %	0.016 %	0.015 %	0.015 %	0.015 %	0.015 %
Corriente AC	0.503 %	0.510 %	0.519 %	0.506 %	0.523 %	0.553 %	0.562 %
Potencia AC	0.391 %	0.402 %	0.410 %	0.399 %	0.405 %	0.409 %	0.402 %

4.3. Análisis estadístico de las mediciones obtenidas

Luego de evaluar los errores de medición de cada una de las variables eléctricas en DC y AC, se planteó un análisis estadístico con el fin de conocer dos comportamientos del sistema desarrollado. El primero de ellos es el error cuadrático medio normalizado, más conocido como NRMSE por sus siglas en inglés *Normalized Root Mean Squared Error*, que permite determinar el grado de dispersión de las medidas obtenidas por el sistema desarrollado respecto a la referencia que corresponde al analizador de potencia. El segundo indicador estadístico es el error de desviación media normalizada o NMBE de las siglas *Normalized Mean Bias Error* que indica si el sistema desarrollado está sobrestimando los valores medidos o, en su defecto, los está subestimando. Las expresiones para estimar los valores del NRMSE y NMBE son las que se muestran en las ecuaciones 4.3 y 4.4, donde N representa la totalidad de datos de un parámetro eléctrico en específico adquirido durante el día, y $M_{Sist.DAQ}$ y $M_{Sist.Ref}$ corresponden a los valores puntuales de la variable en un instante.

$$NRMSE(\%) = 100 \times \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \times \sum_i^N (M_{Sist.DAQ_i} - M_{Sist.Ref_i})^2}}{\frac{1}{N} \times \sum_i^N M_{Sist.ref_i}} \quad (4.3)$$

$$NMBE(\%) = 100 \times \frac{\frac{1}{N} \times \sum_i^N (M_{Sist.DAQ_i} - M_{Sist.Ref_i})}{\frac{1}{N} \times \sum_i^N M_{Sist.ref_i}} \quad (4.4)$$

La información obtenida a partir de las mediciones realizadas durante la campaña experimental (04/11 al 10/11) mostraron los resultados presentados en la Tabla 4.6. Se aprecia que los valores porcentuales del NRMSE de todos los parámetros en DC y AC son positivos y menores al 2 %. Esto indica que el error promedio de todas las mediciones realizadas en la semana se alejan ese valor porcentual correspondiente de cada parámetro respecto a la referencia. En otras palabras, el error sigue siendo menor al 2 %, incluso para las potencias cuyo límite es de 3 %. Por otra parte, los resultados del NMBE señalan que los parámetros de voltaje DC, corriente DC, potencia DC y voltaje AC que brinda el sistema de monitoreo desarrollado están subestimando los valores que

mide la referencia WT5000. Esto se percibe por el signo negativo que llevan los valores del NMBE. En cambio, los parámetros de corriente AC y potencia AC está sobrestimando las mediciones respecto a la referencia debido al valor positivo del NMBE para estas variables. Con lo descrito en este apartado 4.3 y el analizado en el 4.2, se asevera que el sistema de monitoreo cumple con la normativa manteniendo los errores dentro de los rangos límites especificados.

Tabla 4.6: Promedio de los indicadores NRMSE y NMBE medidos durante una semana (Mediciones: 04/11/22 al 10/11/22)

Parámetros eléctricos	NRMSE(%)	NMBE(%)
Voltaje DC	0.715 %	-0.39 %
Corriente DC	0.856 %	-0.55 %
Potencia DC	0.702 %	-0.48 %
Voltaje AC	0.016 %	-0.19 %
Corriente AC	0.519 %	0.25 %
Potencia AC	0.402 %	0.34 %

4.4. Interfaz de visualización gráfica en LabVIEW de los parámetros eléctricos enviados por el sistema de adquisición en tiempo real

Este apartado muestra la interfaz gráfica en la que se bosquejan cada uno de los parámetros medidos en tiempo real. El circuito de adquisición envía los datos a través de la capa física RS485 hacia la computadora en donde el programa desarrollado en LabVIEW se encarga de recepcionarlos. Estos datos no solo son graficados, sino también almacenados en una carpeta en archivos CSV con los datos de cada día.

En el capítulo 3, se describieron las partes que corresponden a la interfaz local. Es por ello que ahora se mostrarán los resultados gráficos que se han obtenido a partir de la medición realizada para el día 26 de noviembre. Las Figuras 4.28 y 4.29 muestran 2 de los 6 parámetros que se adquirieron de manera local cada minuto, en la que también se puede apreciar la tabla de valores que se va registrando por filas en la interfaz.

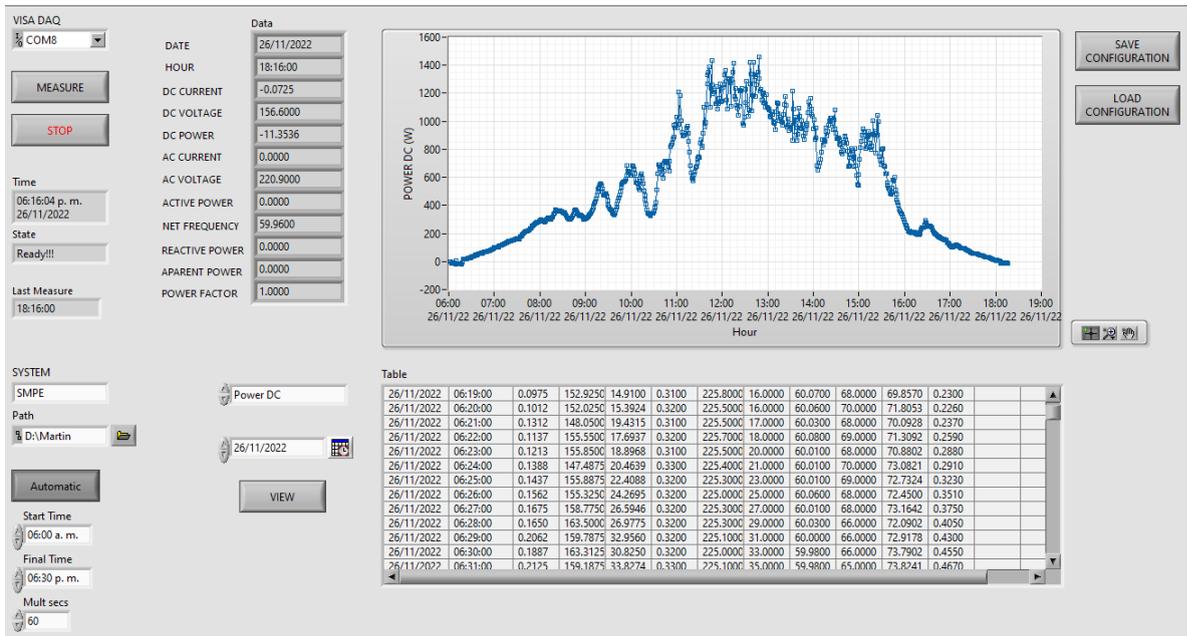


Figura 4.28: Gráfica de potencia DC en LabVIEW

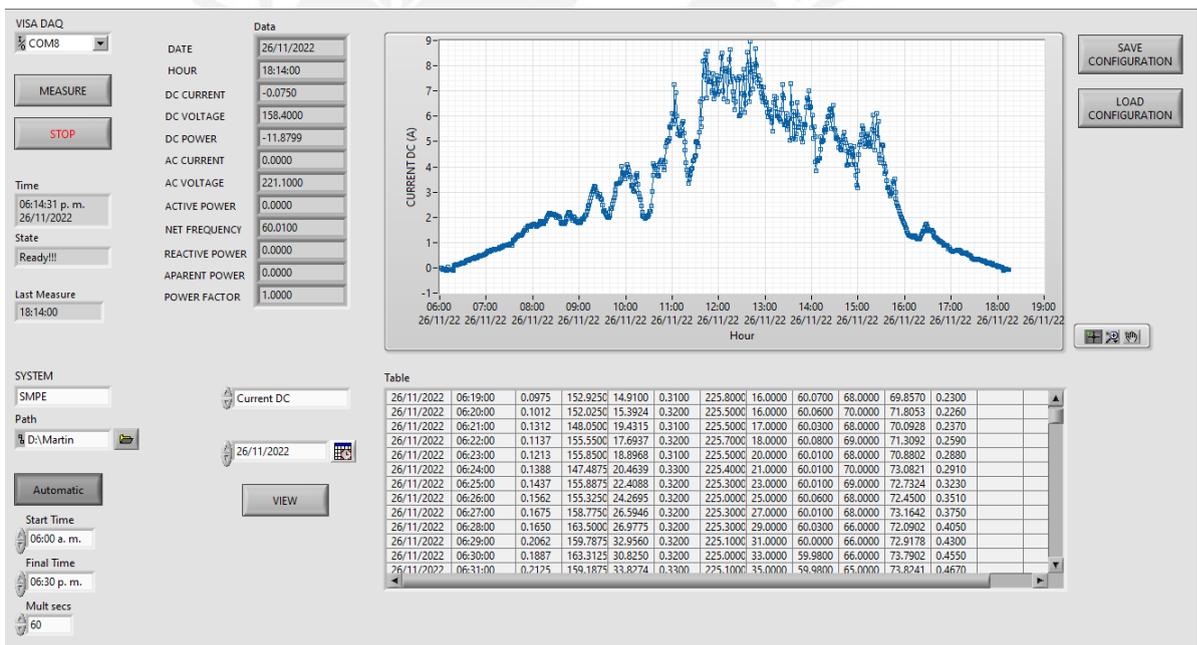


Figura 4.29: Gráfica de corriente DC en LabVIEW

La interfaz tiene la opción de seleccionar el parámetro que se desea visualizar en el momento. Asimismo, permite ver las medidas realizadas en días específicos anteriores. Los datos no solo se logran visualizar, sino que también se van almacenando en una carpeta con todos los archivos en formato CSV que se van creando de manera diaria. Es así como se ha ido generando la base de datos con todos los parámetros a disposición para realizar el análisis correspondiente de la producción energética.

4.5. Plataforma de monitoreo IoT ThingSpeak para el registro y visualización remota de datos

Para visualizar los datos de manera remota, se empleó la plataforma de monitoreo ThingSpeak para observar en tiempo real cómo se van comportando las variables a través del esbozo de las gráficas. En la Figura 4.30, se muestran algunos de los parámetros que son enviados a la plataforma, en la cual se tiene la opción de descargar el archivo generado en formato CSV. Para el caso del prototipo, se configuró el tiempo de 1 minuto recomendado por la norma, además de que va a permitir verificar los datos con los que se guardan de manera local para observar el retraso que se está teniendo en el envío.

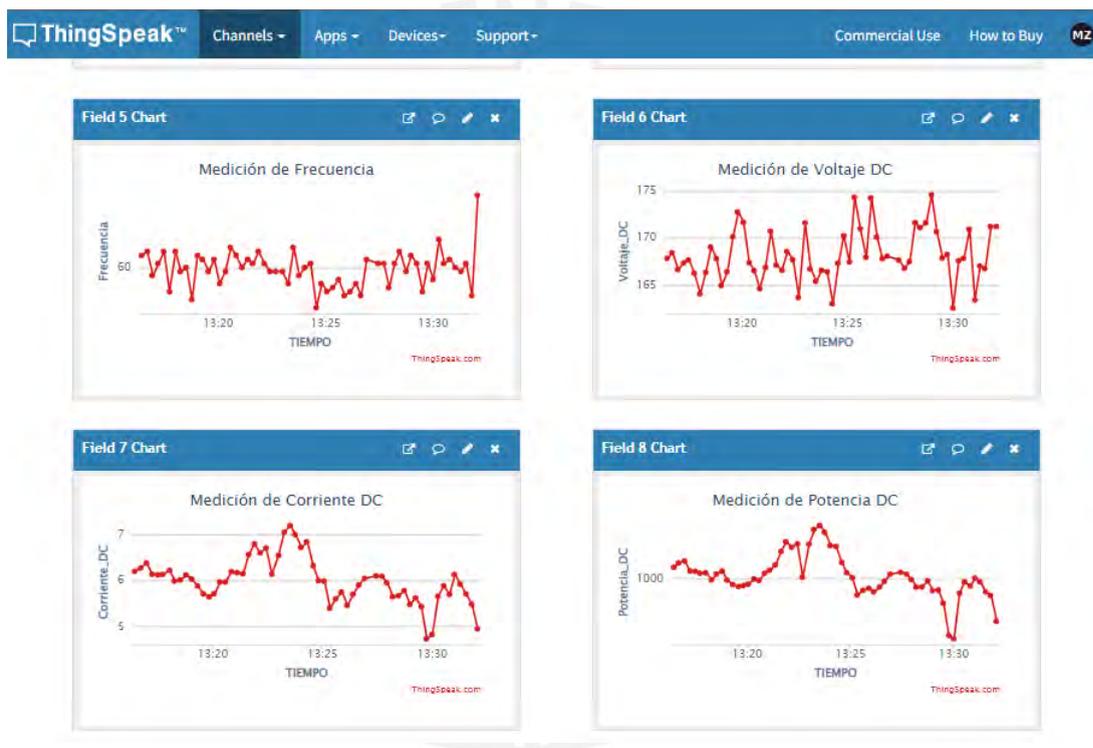


Figura 4.30: Parámetros de frecuencia, potencia DC, voltaje DC y corriente DC en ThingSpeak

Por otro lado, se logra observar el valor que se está recibiendo y la marca de tiempo con la que se guarda posteriormente en el archivo CSV dentro de la base de datos de la plataforma. La Figura 4.31 muestra la curva en tiempo real que se va bosquejando para el parámetro de potencia DC en la que se puede observar el valor y el momento de la recepción del dato. Con el archivo disponible, se puede realizar también el tratamiento de los datos que se van generando hasta el momento, ya que la plataforma ThingSpeak permite trabajar directamente con el software MATLAB.



Figura 4.31: Potencia DC en ThingSpeak

4.6. Cálculo de productividad final

A partir de los datos eléctricos obtenidos, se calcula la productividad final Y_f (*Final Yield*). Específicamente, la energía AC generada y la potencia nominal instalada del arreglo fotovoltaico van a permitir determinar este parámetro de rendimiento energético. Las energías AC calculadas a partir de las potencias AC brindadas por el SMPE y el WT5000 se consolidan en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Energías AC diarias generadas (Mediciones: 04/11 al 10/11)

Día	Energía WT5000 (kWh)	Energía SMPE (kWh)	Error de medición(%)
04/11	6.892	6.893	0.014 %
05/11	6.225	6.226	0.016 %
06/11	6.480	6.481	0.015 %
07/11	8.267	8.268	0.024 %
08/11	4.120	4.121	0.024 %
09/11	3.7390	3.7395	0.013 %
10/11	6.121	6.122	0.016 %

Con las energías calculadas y la potencia nominal del sistema FV de tecnología PERC de 1.675 kWp, se realizó el cálculo diario de la productividad final. La ecuación 4.5 brinda el resultado en horas e indica el tiempo en el que el sistema FV estuvo funcionando a su potencia nominal.

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_o} \quad (4.5)$$

La Tabla 4.8 muestra los valores del Y_f diario. Tomando el día 04/11 como muestra, se puede concluir que el sistema FV estuvo funcionando durante 4.114 horas a su potencia nominal calculado con el WT5000 y durante 4.115 horas con el SMPE. Se puede verificar entonces que el SMPE tiene la capacidad de estimar este parámetro de rendimiento con gran precisión. Las diferencias de tiempo que se muestran de manera diaria están en el orden de los segundos, demostrando confiabilidad.

Tabla 4.8: Productividades finales diarias - Y_f (Mediciones: 04/11 al 10/11)

Día	Productividad final WT5000 (kWh/kWp)	Productividad final SMPE (kWh/kWp)	Diferencia de tiempos (segundos)
04/11	4.114	4.115	3.6
05/11	3.716	3.717	3.6
06/11	3.868	3.869	3.6
07/11	4.935	4.936	3.6
08/11	2.459	2.460	3.6
09/11	2.232	2.232	0.0
10/11	3.654	3.654	0.0

Luego de realizar los análisis en cada uno de los subapartados, se llega a la conclusión de que el sistema de monitoreo de parámetros eléctricos (SMPE) mide correctamente cumpliendo las exigencias de la norma IEC 61724-1. Asimismo, a partir de las mediciones confiables, se demuestra que el SMPE está en la capacidad de ser utilizado en algunas de las aplicaciones fotovoltaicas para determinar la productividad final, una de las métricas que va a permitir caracterizar de manera global a un sistema fotovoltaico conectado a red.

Conclusiones

- En la presente tesis, se logró diseñar un circuito de adquisición que integra sensores de corriente y voltaje en DC partir de la selección de componentes adecuados indicando las ventajas y desventajas de cada una de ellas.
- Se seleccionó un medidor comercial para la adquisición de parámetros eléctricos en AC destacando su excelente precisión y su forma para adecuarse a las necesidades de diseño.
- Se integró el circuito DC y AC, y se validó los resultados obtenidos a partir de una referencia de precisión como lo es el analizador de potencia calibrado WT5000, que permitió concluir que el sistema desarrollado cumple con las exigencias que establece la norma IEC 61724-1.
- Se logró diseñar una interfaz de visualización empleando el software LabVIEW en el que se mostraron los datos en tiempo real y se guardaron en archivos de manera diaria con el objetivo de tener a disposición una base de datos. Asimismo, se seleccionó la plataforma de monitoreo de código abierto ThingSpeak, el cual cumplió con las exigencias esperadas al mostrar los datos en tiempo real en la nube y almacenarlos en formato CSV, que es posible descargarlo desde cualquier dispositivo con conexión a red.
- Se logró implementar el sistema funcional en el Laboratorio de Ciencia de los Materiales 1 en condiciones reales de operación conectado al sistema fotovoltaico de tecnología PERC y permitió adquirir datos de manera satisfactoria.

Recomendaciones y trabajos futuros

- Se recomienda que para trabajos posteriores se desarrollen al menos 3 prototipos para medir de manera simultánea los 3 sistemas fotovoltaicos conectados a red, de modo que se pueda realizar un análisis más exhaustivo de las métricas de rendimiento para el tiempo de medición que se requiera.
- Para volver más robusto el sistema y pueda emplearse en lugares con inestabilidad de red Wi-Fi, es recomendable hacer uso de la red de telefonía celular con el fin de acceder a internet a través de los datos móviles con un servicio contratado. Dependiendo de la disponibilidad de la infraestructura de la red móvil de la zona, se puede evaluar el uso de las bandas actuales.
- Como trabajo futuro, se sugiere crear un servidor propio para dotarle de elementos que sean necesarios y para administrarlo de manera propia y segura.
- Con el desarrollo de la nueva tarjeta de circuito impreso en SMD, se propone ajustar el tamaño de la caja a uno más compacto para lograr eficiencia en espacio y peso.

Bibliografía

- [1] A. Dammert, J. Javier, L. Bautista, “El Potencial de las Energías Renovables en el Perú”, Publicación, Universidad San Martín de Porres, octubre, 2018.
- [2] A. Vasquez, J. Tamayo, and J. Salvador, “La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático,” *Osinerghin*, Lima, Perú, 2017.
- [3] J. Tamayo, J. Salvador, A. Vasquez, and C. Vilches, “La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país,” *Osinerghin*, Lima, Perú, 2016.
- [4] International Energy Agency (IEA), “Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System”, *Second Edition*, ISBN: 978-92-64-17488-7, Paris, Francia, 2012.
- [5] A. M. Carhuavilca, “*Diseño e Implementación de un sistema de adquisición de datos para el registro de irradiancia, temperatura y cálculo de productividad energética de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red*”, Tesis para optar el Título de Ingeniero Electrónico, Lima, 2021.
- [6] International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2021”, Resumen Ejecutivo, Consulta en español: www.iea.org/weo, Francia, 2021.
- [7] International Energy Agency (IEA), “Report extract: Executive summary”, Renewables 2021 – Analysis and forecast to 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/renewables-2021/executive-summary>. [Accedido: 14-may-2022].
- [8] Perú Energía 2022, “Gobierno proyecta elevar al 20% energías renovables no convencionales en matriz eléctrica al 2030”. [En línea]. Disponible en: <https://peruenergia.com.pe/gobierno-proyecta-participacion-de-20-de-energias-renovables-no-convencionales-en-matriz-electrica-al-2030/>. [Accedido: 14-may-2022].

- [9] "Solar resource maps of Peru" *The World Bank, Source: Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis*, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/peru>, [Accedido: 04-abril-2022].
- [10] Vinay Gupta, Madhu Sharma, Rupendra Kumar Pachauri & K. N. Dinesh Babu: "A Low-Cost Real-Time IOT Enabled Data Acquisition System for Monitoring of PV System", 2020, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, DOI: 10.1080/15567036.2020.1844351.
- [11] M. S. Khan, H. Sharma and A. Haque, "IoT Enabled Real-Time Energy Monitoring for Photovoltaic Systems," *2019 International Conference on Machine Learning, Big Data, Cloud and Parallel Computing (COMITCon)*, 2019, pp. 323-327, doi: 10.1109/COMITCon.2019.8862246.
- [12] A. Kekre and S. K. Gawre, "Solar photovoltaic remote monitoring system using IOT," *2017 International Conference on Recent Innovations in Signal processing and Embedded Systems (RISE)*, 2017, pp. 619-623, doi: 10.1109/RISE.2017.8378227.
- [13] W. Hlaing, S. Thepphaeng, V. Nontaboot, N. Tangsunantham, T. Sangsuwan and C. Pira, "Implementation of WiFi-based single phase smart meter for Internet of Things (IoT)," *2017 International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, 2017, pp. 1-4, doi: 10.1109/IEECON.2017.8075793.
- [14] M. R. Arif Cahyono, "Design Power Controller for Smart Grid System Based on Internet of Things Devices and Artificial Neural Network," *2020 IEEE International Conference on Internet of Things and Intelligence System (IoT&IS)*, 2021, pp. 44-48, doi: 10.1109/IoT&IS50849.2021.9359709.
- [15] IEC 61724-1, "Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring," Edition 2.0, 2021-07.
- [16] D. C. Ruiz-Ayala, C. A. Vides-Herrera, y A. Pardo-García, «Monitoreo de variables meteorológicas a través de un sistema inalámbrico de adquisición de datos», *rev. investig. desarro. innov*, vol. 8, num. 2, pp. 333–341, jun. 2018.
- [17] A. Patil, S. A. Deokar and A. Banderkar, "GRID TIE Solar Power Plant Data Acquisition System using Internet of Things," *2018 International Conference on Information, Communication, Engineering and Technology (ICICET)*, 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICICET.2018.8533857.

- [18] Emilio, M.D.P. (2013). Introduction. In: Data Acquisition Systems. Springer, New York, NY. https://doi.org/10.1007/978-1-4614-4214-1_1.
- [19] L. M. Villanueva, "Diseño e implementación de un equipo de metrología para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y eólicos", Tesis para optar el Título de Ingeniero Electrónico, Lima, 2015.
- [20] Videla, M. E., I. H. Eyra, and J. C. Durán. "Monitoreo para sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución eléctrica de baja tensión." *Energías Renovables y Medio Ambiente* 42 (2019): 53-62.
- [21] S.R. Madeti, S.N. Singh, Monitoring system for photovoltaic plants: A review, *Renewable Sustainable Energy Rev.* 67 (January) (2017) 1180–1207, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.088>.
- [22] S. Ziegler, R. C. Woodward, H. H. Iu and L. J. Borle, "Current Sensing Techniques: A Review," in *IEEE Sensors Journal*, vol. 9, no. 4, pp. 354-376, April 2009, doi: 10.1109/JSEN.2009.2013914.
- [23] M. F. Hussin, A. Haddad and N. Harid, "Voltage transducer for monitoring of high voltage overhead lines," 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010, 2010, pp. 1-5.
- [24] K. A. Klise, J. S. Stein and J. Cunningham, "Application of IEC 61724 Standards to Analyze PV System Performance in Different Climates," 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2017, pp. 3161-3166, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366666.
- [25] IEC TS 61724-2, "Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method," Edition 1.0, 2016-10.
- [26] IEC TS 61724-3, "Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method," Edition 1.0, 2016-07.
- [27] D. L. King et al., "Array Performance Characterization and Modeling for Real-Time Performance Analysis of Photovoltaic Systems," 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference, 2006, pp. 2308-2311, doi: 10.1109/WCPEC.2006.279634.
- [28] B. Marion et al., "Performance parameters for grid-connected PV systems," Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005., 2005, pp.

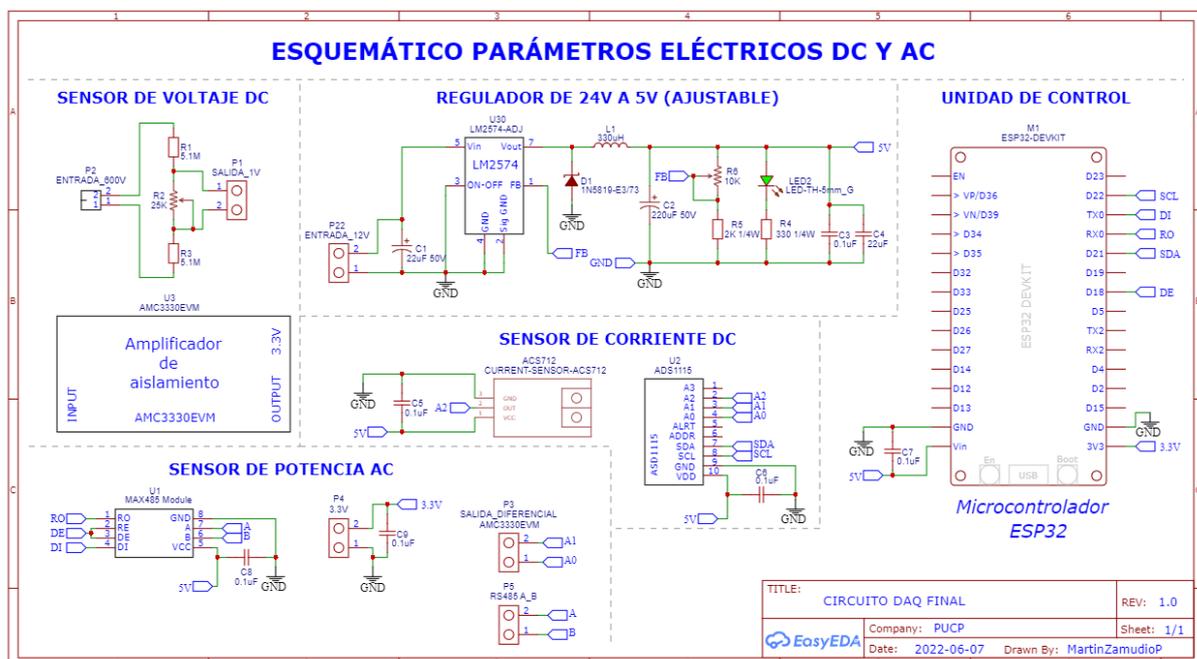
1601-1606, doi: 10.1109/PVSC.2005.1488451.

- [29] M. A. Mosa, M. Yakoub Yousef, A. A. El Samahy and K. Loudiyi, "Performance Evaluation of Different PV Technologies and its Effect on Associated Inverter under Different Climatic Conditions," 2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 2018, pp. 411-417, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635250.
- [30] Y. Astriani, D. A. Renata, K. Fauziah, A. Kurniasari, H. Halidah and Riza, "Design A Low-cost PV Performance Ratio Data Monitoring," 2021 3rd International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS), 2021, pp. 102-107, doi: 10.1109/ICHVEPS53178.2021.9601032.
- [31] Khalid AM, Mitra I, Warmuth W, Schacht V. Performance ratio - Crucial parameter for grid connected PV plants. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;65: 1139-58. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.066>.
- [32] I.S. Udoh, G. Kotonya, Developing IoT applications: challenges and frameworks, *IET Cyber-Phys. Syst. Theory Appl.* 3 (2) (2018) 65–72.
- [33] A. Kevin, That 'internet of things' thing, *RFID J.* (2009) URL <https://www.rfidjournal.com/articles/view?4986>.
- [34] ISO/IEC JTC 1, Internet of Things (IoT) - Preliminary Report, Tech. Rep, ISO, 2014.
- [35] João Pedro Dias, André Restivo, Hugo Sereno Ferreira, Designing and constructing internet-of-Things systems: An overview of the ecosystem, *Internet of Things*, 10.1016/j.iot.2022.100529, 19, (100529), (2022).
- [36] K.J. Singh, D.S. Kapoor, Create your own internet of things: A survey of IoT platforms, *IEEE Consum. Electr. Mag.* 6 (2) (2017) 57–68.
- [37] "Componentes electrónicos en línea": <https://naylampmechatronics.com/>, [Accedido: 19-setiembre-2022].
- [38] ACS712 current sensor: *Fully Integrated, Hall Effect-Based Linear Current Sensor with 2.1 kVRMS Voltage Isolation and a Low-Resistance Current Conductor*.
- [39] Texas Instruments 2020 AMC3330-Q1 *Precision, ± 1 -V Input, Reinforced Isolated Amplifier With Integrated DC/DC Converter, Datasheet*.

Anexos

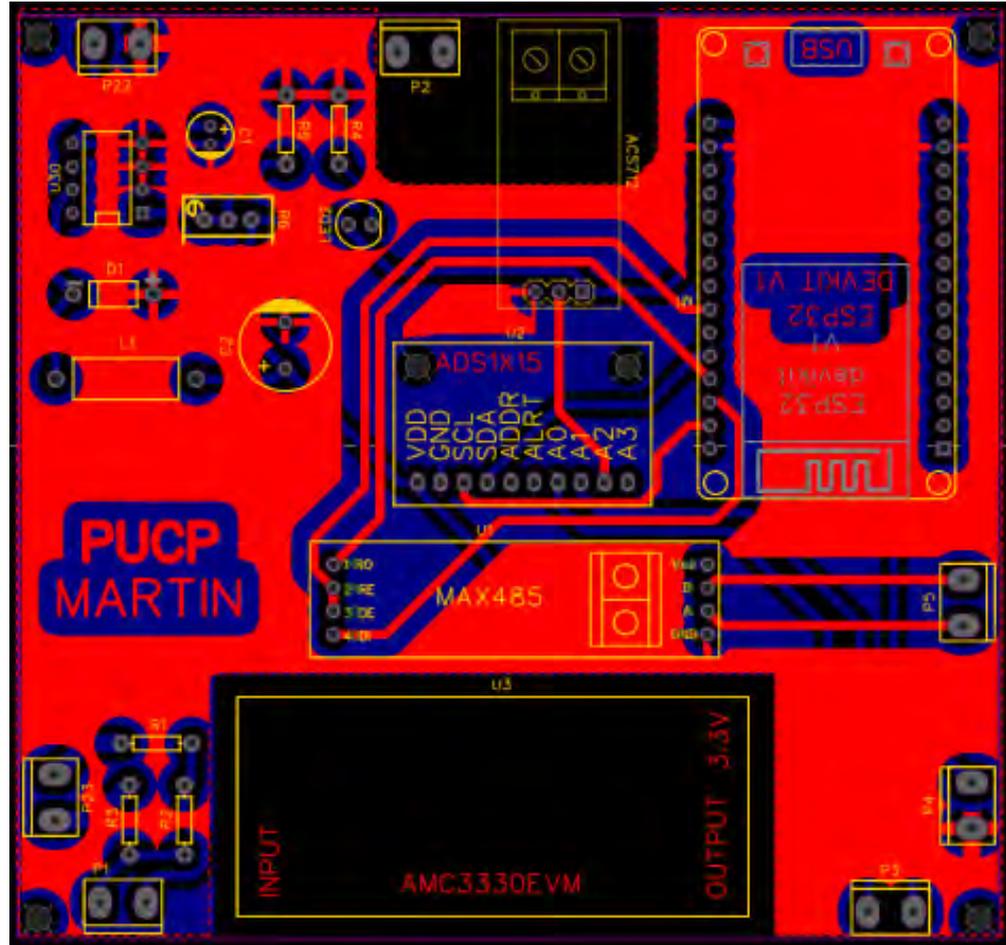
Anexo A: Diagrama esquemático del prototipo

Figura A1. Esquemático del sistema desarrollado



Anexo B: Diseño del circuito impreso del prototipo

Figura B1. Capa superior



Anexo C: Diseño de la nueva versión en desarrollo en SMD

Figura C1. Imagen 2D del circuito impreso

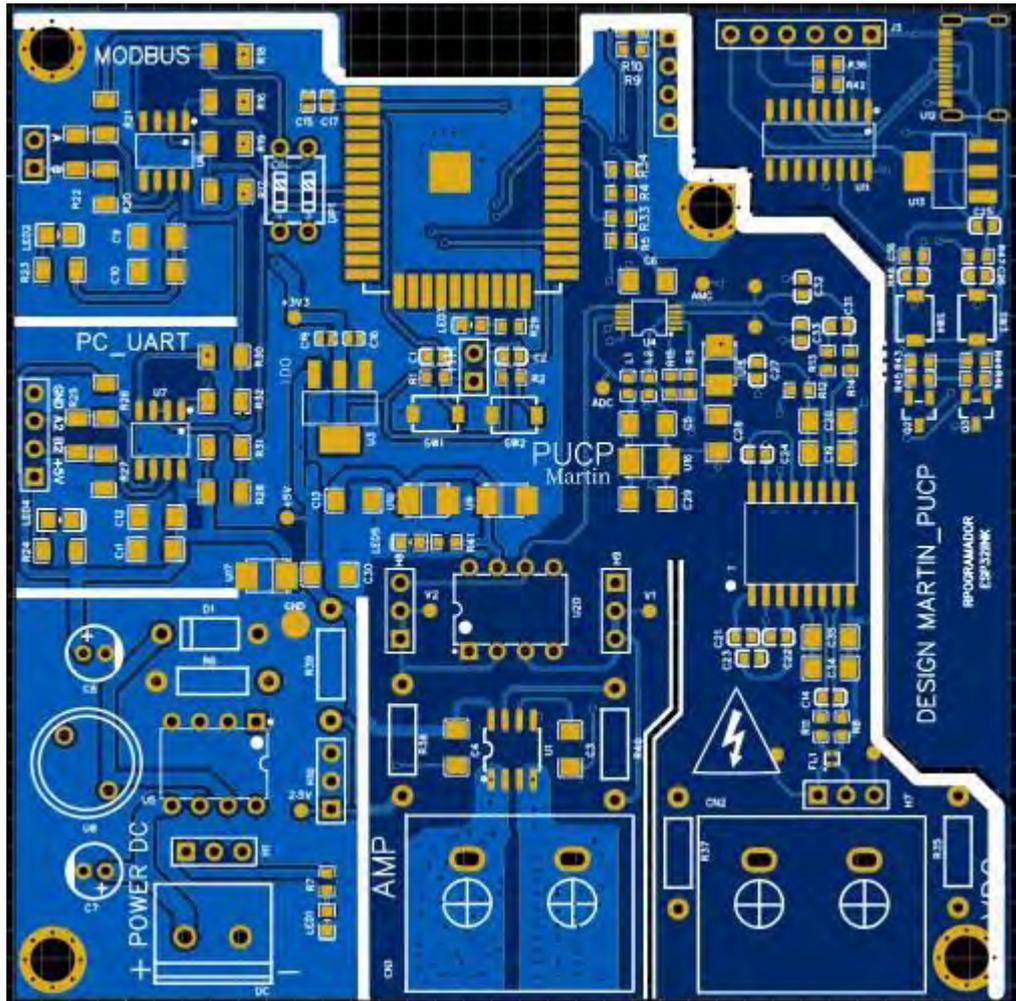
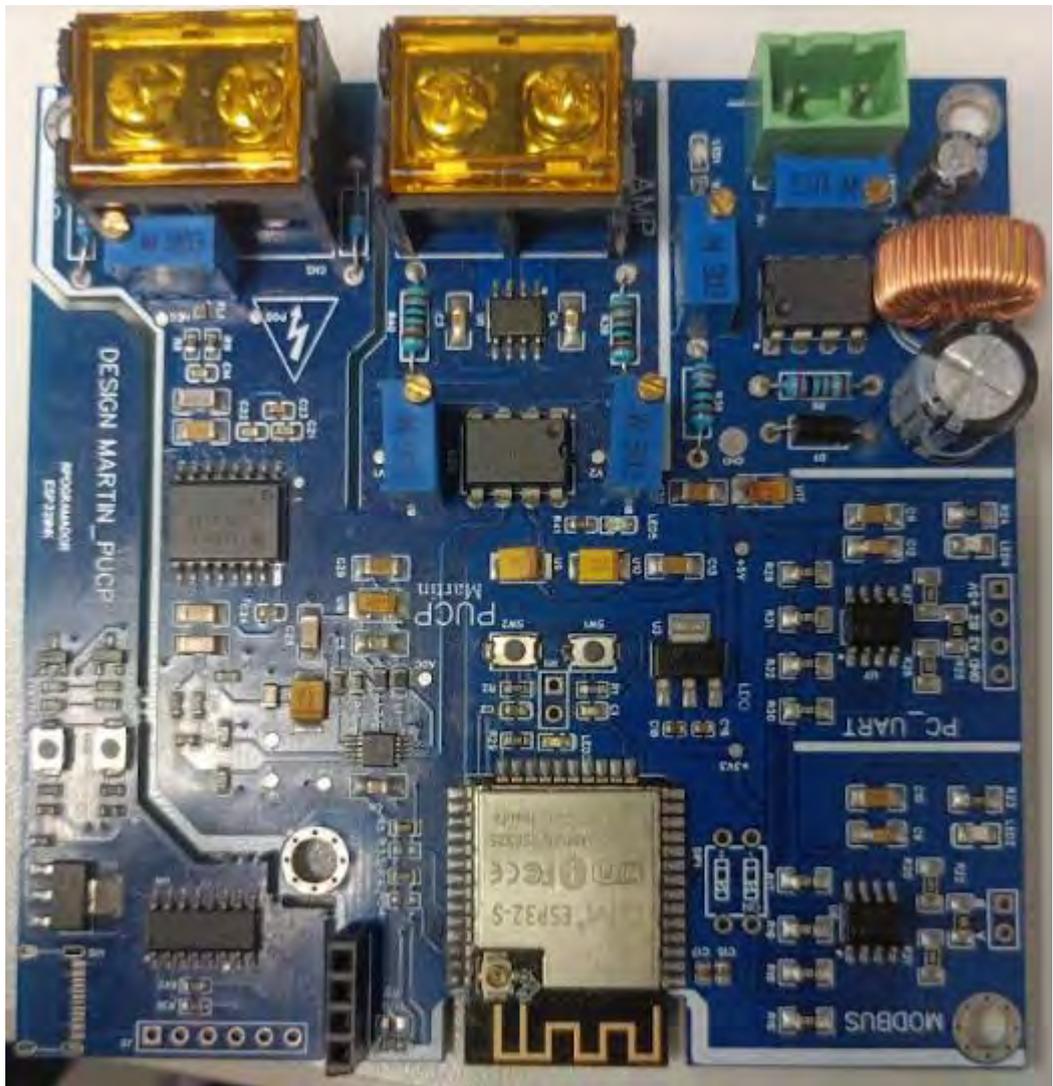


Figura C2. Versión física del circuito impreso



Anexo D: Parámetros de calibración - 15 días de medición previos

Figura D1. Regresión lineal – Voltaje DC

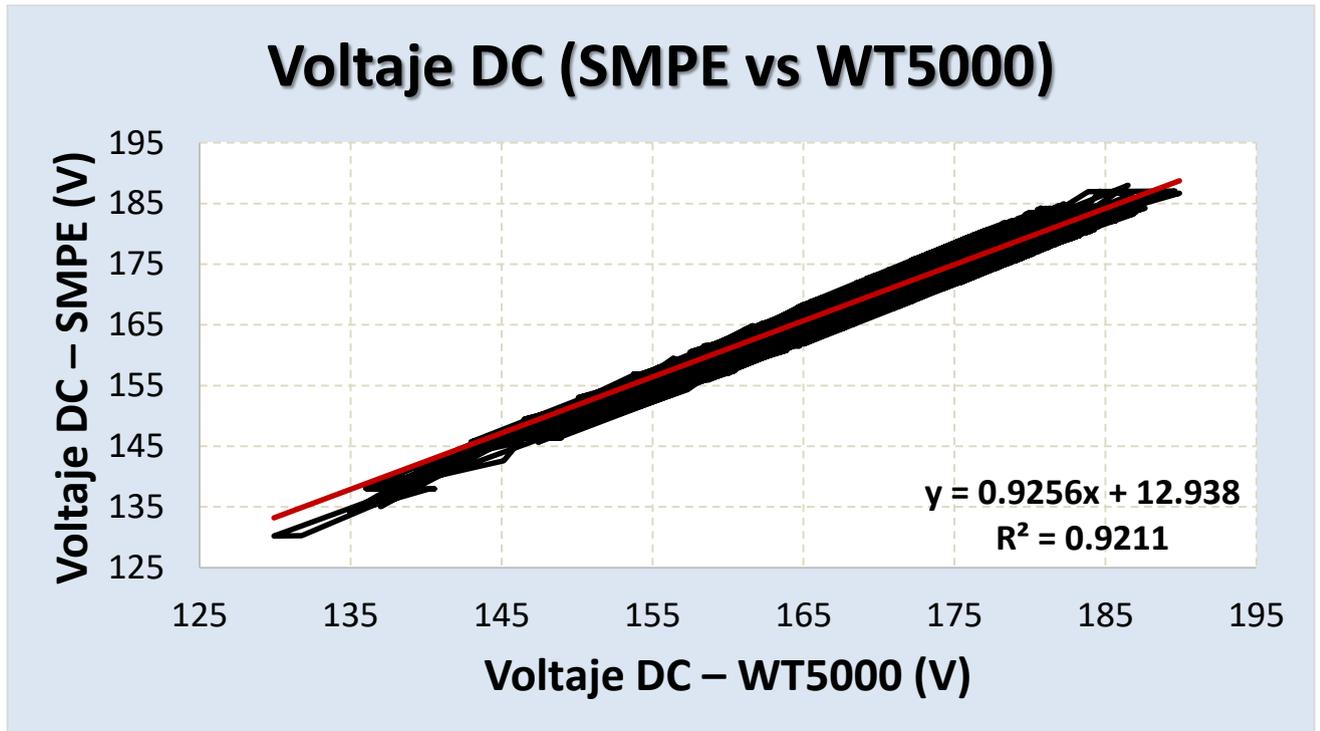


Figura D2. Regresión lineal – Corriente DC

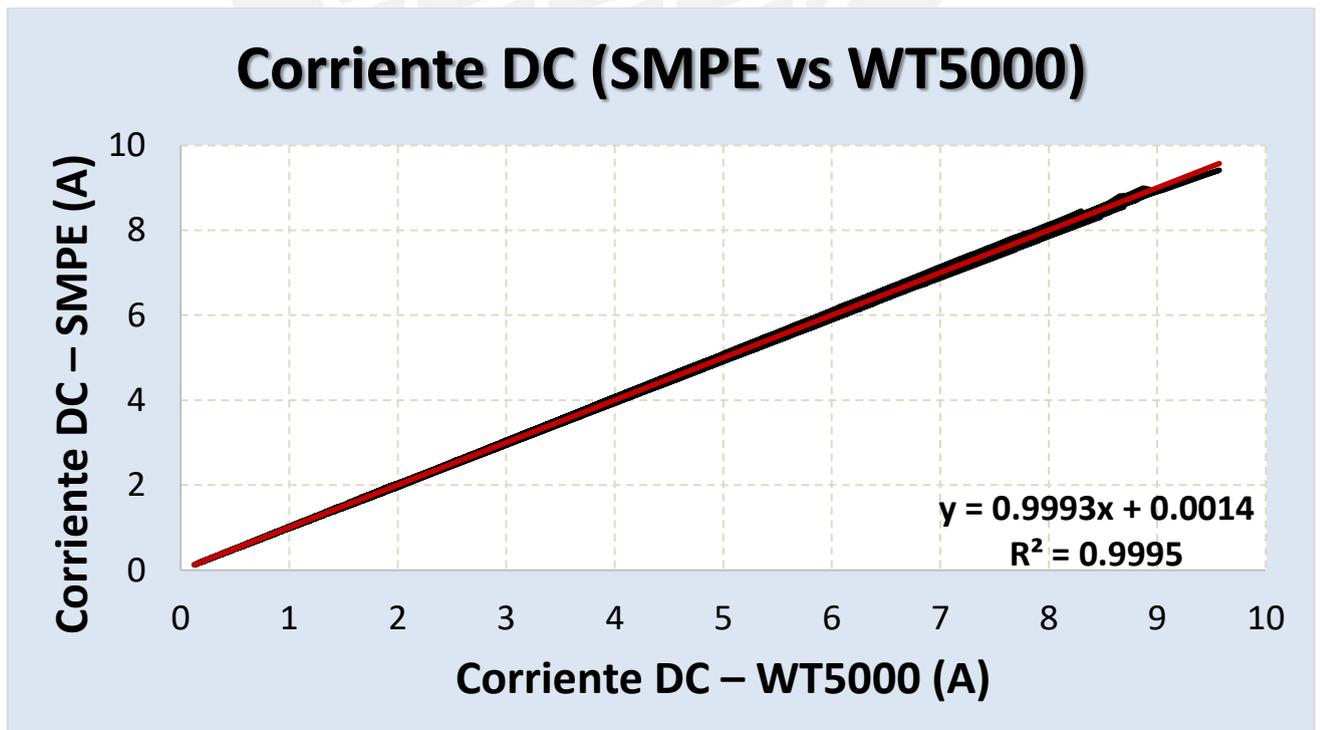


Figura D3. Regresión lineal – Potencia DC

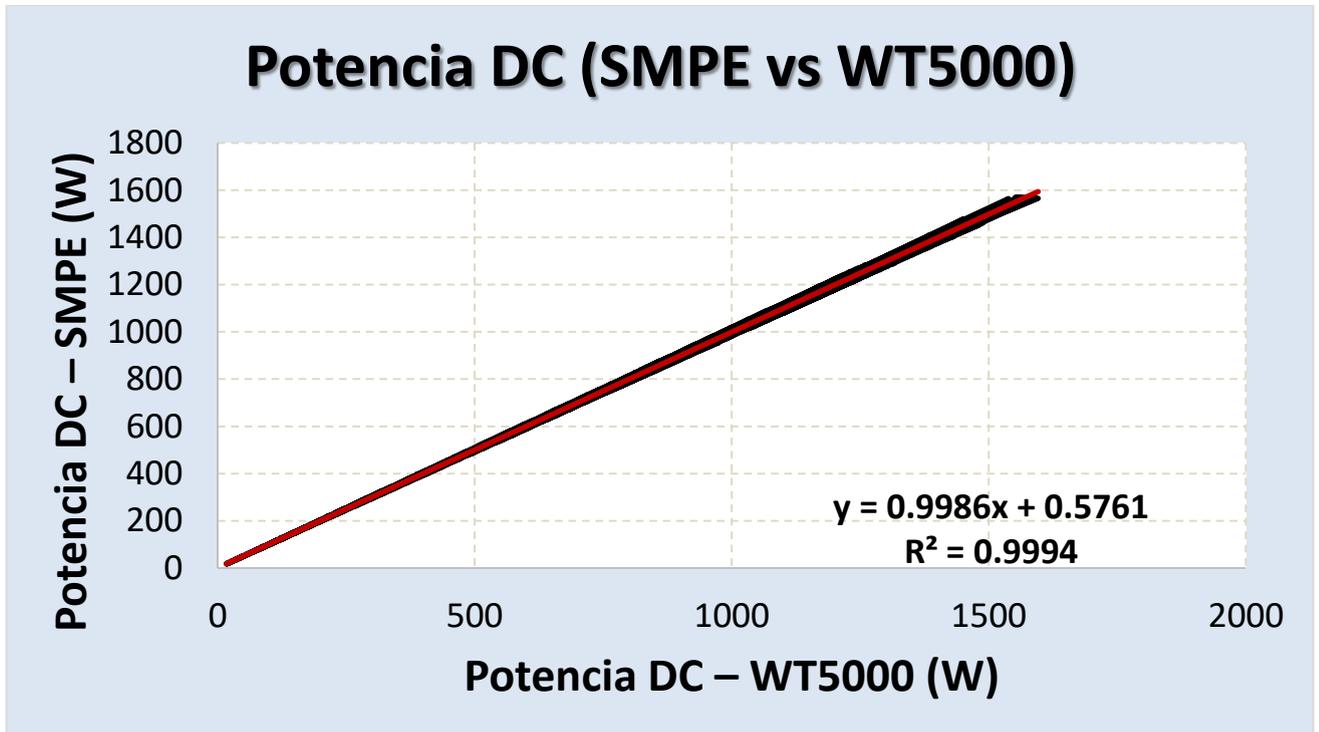


Figura D4. Regresión lineal – Voltaje AC

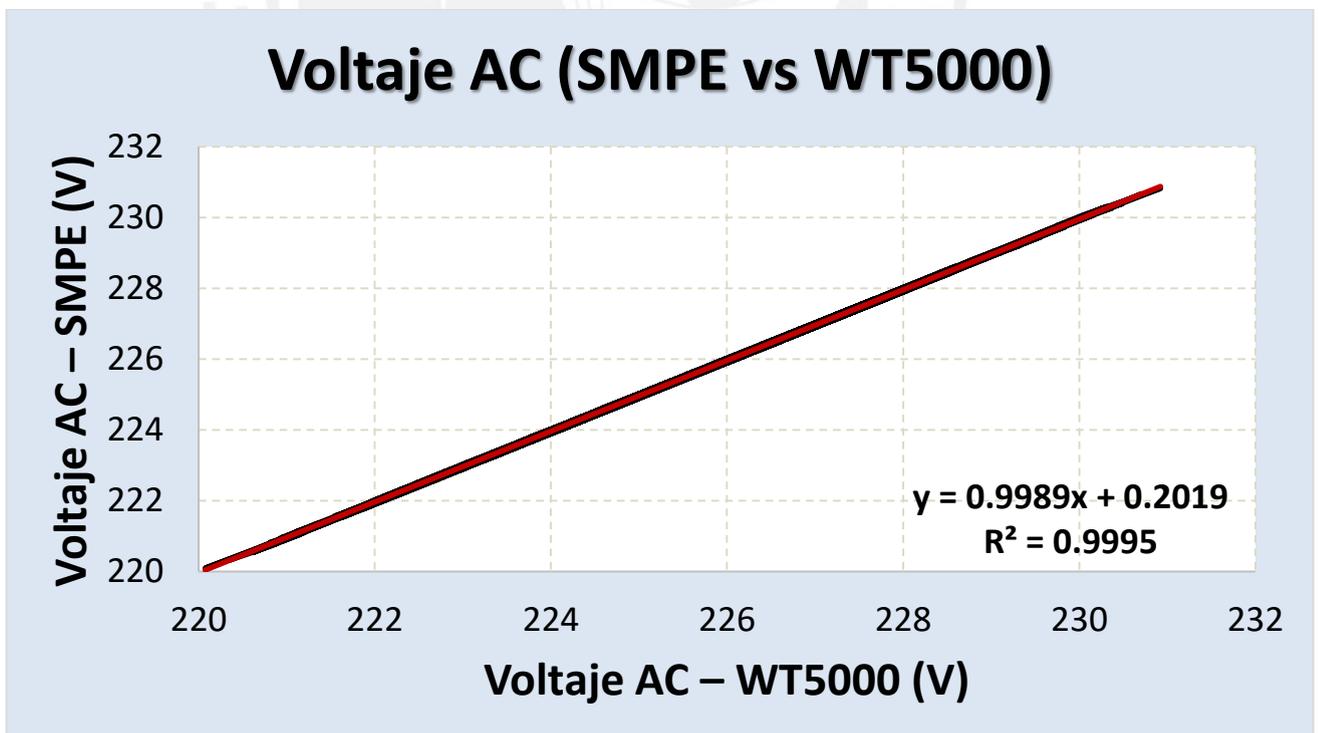


Figura D5. Regresión lineal – Corriente AC

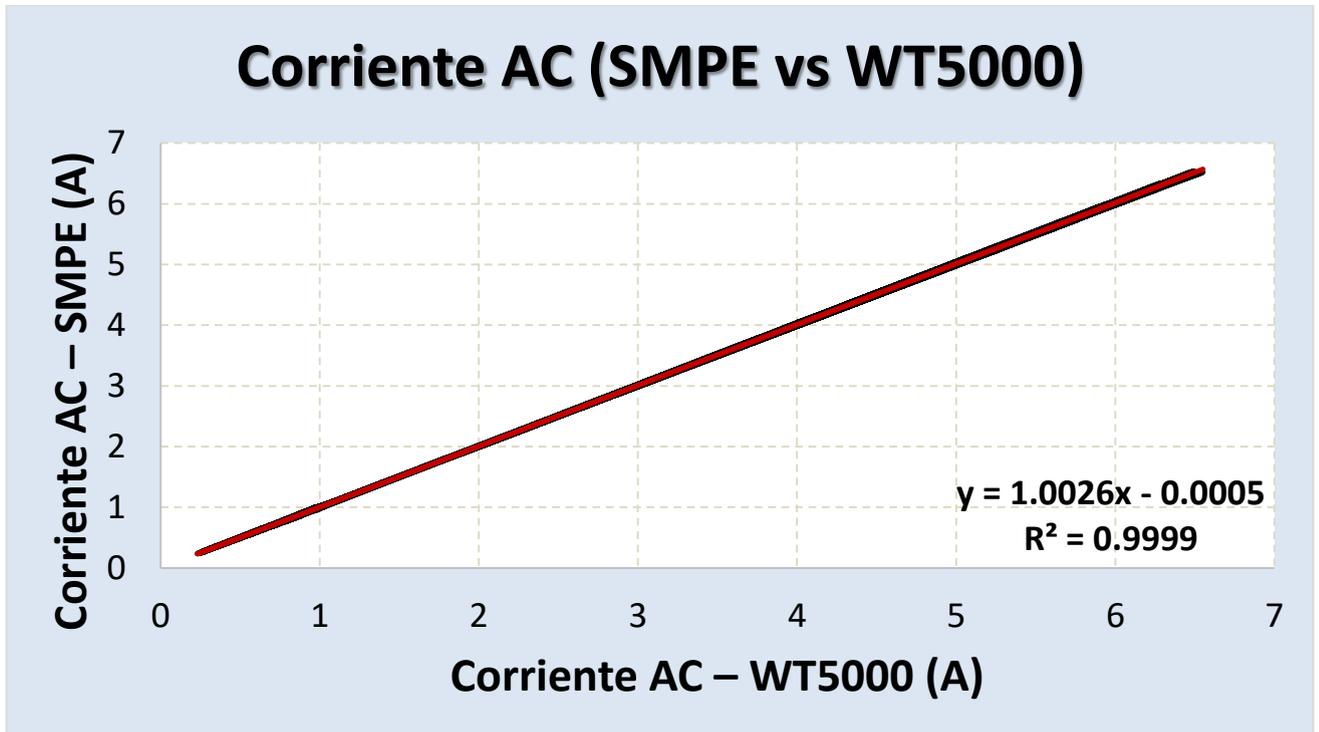


Figura D6. Regresión lineal – Potencia AC

