

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD  
CATÓLICA DEL PERÚ**

**Escuela de Posgrado**



Aporte al estudio de los paneles fotovoltaicos bifaciales:  
Análisis de la calidad de datos y del impacto de la  
inhomogeneidad de la irradiancia posterior sobre la estimación  
de potencia

Tesis para obtener el grado académico de Maestro en Física Aplicada  
que presenta:

*Martin Sebastián Guzmán Calderón*

Asesor:

*Jan Amaru Palomino Töfflinger*

Lima, 2026

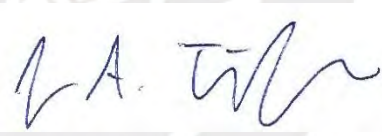
## Informe de Similitud

Yo, **Jan Amaru Palomino Tofflinger**, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis titulada “Aporte al estudio de los paneles fotovoltaicos bifaciales: análisis de la calidad de datos y del impacto de la inhomogeneidad de la irradiancia posterior sobre la estimación de potencia” del autor **Martin Sebastian Guzman Calderon**, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 9%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 09/04/2026.
- 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, 09 de abril de 2026

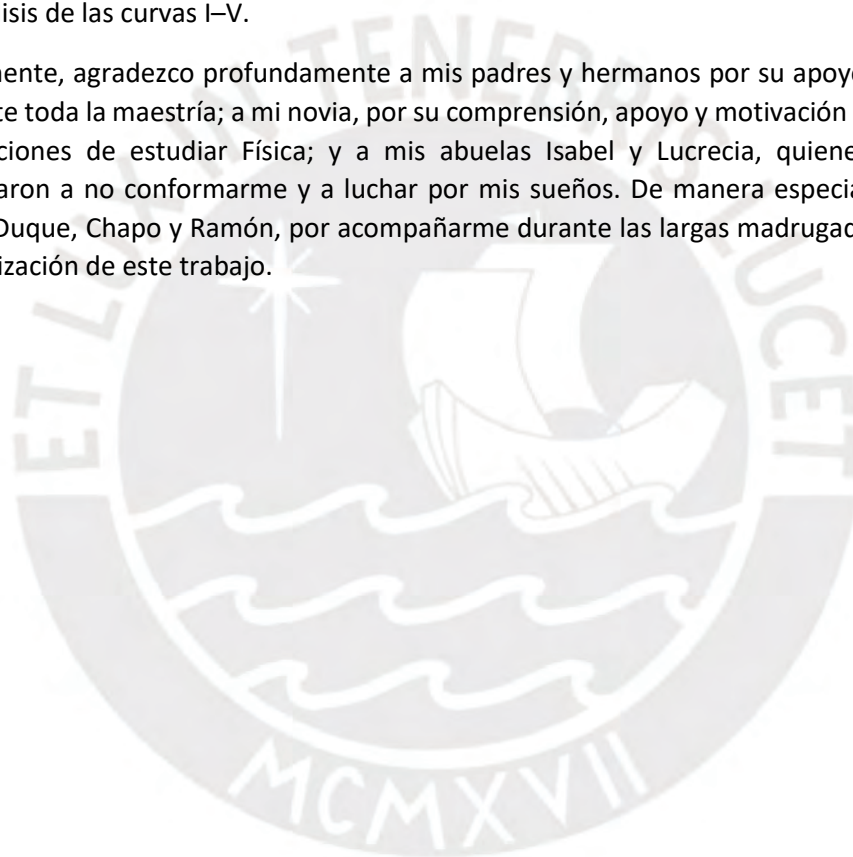
Apellidos y nombres del asesor: <u>Palomino Tofflinger, Jan Amaru</u>	
DNI: 48866095	Firma 
ORCID: 0000-0002-2076-4046	

## Agradecimientos

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que me apoyaron durante el desarrollo de esta investigación. En primer lugar, a mi asesor, el Dr. Jan Amaru Palomino Töfflinger, por su guía, apoyo constante y motivación a lo largo de este trabajo. Asimismo, agradezco al grupo de Ciencias de Materiales y Energías Renovables (MatER-PUCP) y al Laboratorio de Investigación Fotovoltaica Experimental (LIFE), con especial mención al Mg. Michael García, por su apoyo en la operativa del laboratorio.

Extiendo mi agradecimiento al Dr. José Angulo por la orientación brindada en los aspectos teóricos, al Mg. Arturo Berastain por su apoyo en la integración y manejo de los datos necesarios para el desarrollo de la investigación, y al Mg. Dante Mendoza por su asesoría en el análisis de las curvas I–V.

Finalmente, agradezco profundamente a mis padres y hermanos por su apoyo incondicional durante toda la maestría; a mi novia, por su comprensión, apoyo y motivación para seguir mis aspiraciones de estudiar Física; y a mis abuelas Isabel y Lucrecia, quienes siempre me enseñaron a no conformarme y a luchar por mis sueños. De manera especial, agradezco a Nala, Duque, Chapo y Ramón, por acompañarme durante las largas madrugadas dedicadas a la realización de este trabajo.



## Resumen

Esta investigación presenta un análisis integral del rendimiento de sistemas fotovoltaicos bifaciales (bPV) operando en condiciones exteriores no controladas en el distrito de Santa María, Lima. El estudio se centró en resolver el desafío de la estimación precisa de potencia mediante la adaptación de la Ecuación de Osterwald, integrando variables de irradiancia frontal y posterior, temperatura y parámetros eléctricos. Para ello, se implementó un sistema experimental compuesto por 13 paneles bifaciales distribuidos en dos cadenas (Strings), utilizando instrumentación de alta precisión para la validación de datos durante un periodo de 13 meses.

La fase inicial de adquisición de datos reveló retos críticos en la calidad de la información que exigieron correcciones técnicas profundas. Se detectaron y mitigaron artefactos digitales en las lecturas de los piranómetros, originados por errores en la interpretación de bits en formato float32, discrepancias sistemáticas entre las mediciones del inversor y el data logger causadas por errores en las conexiones físicas. Asimismo, se identificó un efecto de no linealidad en rangos de baja irradiancia ( $< 200 \text{ W}/\text{m}^2$ ), lo que obligó a una recalibración específica de los sensores para optimizar el ajuste del modelo.

La caracterización experimental en campo permitió identificar brechas significativas respecto a las especificaciones de fábrica. Mediante el análisis de 15 curvas I-V y pruebas de bifacialidad, se determinó una diferencia del 9.51% en la potencia nominal y una reducción del factor de bifacialidad al 60.6%, en contraste con el 70% indicado por el fabricante. Adicionalmente, la investigación analizó el efecto de inhomogeneidad vertical y lateral de la irradiancia posterior, demostrando que la distribución del albedo no es uniforme sobre el plano del arreglo, especialmente en días soleados, lo que introduce variabilidad en la captación energética según la posición del panel.

Finalmente, la validación del modelo de Osterwald adaptado confirmó que el uso de parámetros experimentales reales es determinante para la exactitud predictiva. Los resultados indican que el modelo alcanza un error promedio de 3.62% con datos calculados en campo, frente a un error del 8.46% cuando se emplean los valores de ficha técnica, los cuales tienden a sobreestimar sistemáticamente la potencia. Se concluye que la metodología propuesta constituye una herramienta confiable para la evaluación de sistemas bifaciales, resaltando la necesidad de un monitoreo continuo y el análisis de datos para garantizar la integridad de la información en proyectos de energía solar.

## Abstract

This research presents a comprehensive analysis of the performance of bifacial photovoltaic (bPV) systems operating under uncontrolled outdoor conditions in Lima, Peru. The study focused on accurate power estimation by adapting the Osterwald equation to integrate front and rear irradiance, temperature, and electrical parameters. A photovoltaic system consisting of 13 bifacial panels was monitored over a 13-month period using high-precision instrumentation.

The initial data acquisition phase revealed critical data quality challenges that required deep technical corrections. Digital artifacts were identified in pyranometer readings, caused by bit-level interpretation errors in the float32 format, along with systematic discrepancies between inverter and data logger measurements due to physical connection resistance. Additionally, a non-linearity effect was identified at low irradiance levels ( $< 200 \text{ W/m}^2$ ), necessitating specific sensor recalibration to optimize model fitting.

Field characterization identified significant discrepancies compared to factory specifications. Through the analysis of 15 I-V curves and dedicated tests, a 9.51% difference in nominal power was determined, and the bifaciality coefficient was calculated at 60.6%, in contrast to the 70% indicated by the manufacturer. The research further analyzed vertical and lateral rear irradiance inhomogeneity, demonstrating that albedo distribution is not uniform across the array plane, particularly on sunny days, which introduces energy capture variability depending on panel position.

Finally, validation of the adapted Osterwald model confirmed that utilizing real experimental parameters is crucial for predictive accuracy. The model achieved an average error of 3.62% using field-calculated data, compared to an 8.46% error when employing manufacturer values, which tended to systematically overestimate power output. It is concluded that the proposed methodology serves as a reliable tool for bifacial system evaluation, highlighting the importance of continuous monitoring and data analysis to ensure information integrity in solar energy projects.

## Tabla de Contenido

<b>CAPÍTULO 1: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN</b>	<b>11</b>
1. <b>Introducción</b>	<b>11</b>
2. <b>Planteamiento de problema</b>	<b>12</b>
2.1 Problema General	12
2.2 Problema Específicos	12
3. <b>Justificación de la investigación</b>	<b>12</b>
4. <b>Objetivos</b>	<b>13</b>
4.1 Objetivo General	13
4.2 Objetivos Específicos	13
5. <b>Hipótesis</b>	<b>13</b>
<b>CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO</b>	<b>14</b>
6. <b>Fundamentos de los sistemas fotovoltaicos</b>	<b>14</b>
7. <b>Paneles solares bifaciales</b>	<b>15</b>
8. <b>Modelos de estimación de potencia</b>	<b>16</b>
8.1 Modelos físicos detallados	16
8.2 Modelos empíricos o semi-empírico	16
8.3 Modelos físico – estadísticos (híbrido)	16
9. <b>Estado del arte</b>	<b>17</b>
9.1 Infraestructura de Monitoreo y Gestión Digital de Datos.	17
9.2 Precisión en la Extracción de Parámetros del Modelo de un Solo Diodo (SD)	17
9.3 Dinámica de la Irradiancia Posterior <i>G<sub>POA</sub></i> y Ubicación de Sensores	18
9.4 El Coeficiente de Bifacialidad en Operación Real	18
9.5 Complejidad del Modelado Posterior: Empírico vs. Analítico	18
<b>CAPÍTULO 3: DISEÑO METODOLÓGICO</b>	<b>19</b>
10. <b>Metodología y Diseño</b>	<b>19</b>
11. <b>Sistema fotovoltaico implementado</b>	<b>20</b>
11.1 Sistema fotovoltaico	20
11.2 Instrumentación para la captura de información	24
11.2.1 Panel Fotovoltaico Bifacial Monocristalino PERC 405W	24
11.2.2 GL840-M Data Logger	25
11.2.3 SUN2000-3KTL-L1	25

11.2.4 Sensor de Irradiancia Si-mV-85	26
11.2.5 Piranómetro MS-80M-L	26
11.2.6 MS-711 Espectroradiometro	27
11.2.7 Termocupla Tipo K Marca Giva	27
<b>11.3 Variables recolectadas</b>	<b>28</b>
<b>11.4 Captura de datos</b>	<b>29</b>
<b>11.5 Validación de Información</b>	<b>30</b>
<b>11.6 Filtrado y confiabilidad de datos</b>	<b>33</b>
<b>11.7 Software usado</b>	<b>37</b>
<b>CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS</b>	<b>38</b>
<b>12. Análisis de información “atípica”</b>	<b>38</b>
12.1 Diferencias entre Potencia del Inversor y Potencia recopilada del GL840	38
12.2 Diferencias de lectura para Piranómetro	48
12.3 Efecto de no linealidad en irradiancias bajas	50
12.4 Efecto de inhomogeneidad	58
12.4.1 Efecto Inhomogeneidad Vertical respecto al plano del array	59
12.4.2 Efecto Inhomogeneidad Lateral respecto al plano del array	61
12.5 Cálculo del factor de bifacialidad	63
12.6 Cálculo de curvas IV para potencia nominal	69
<b>13. Estimación de Potencia mediante el modelo empírico de Osterwald adaptado</b>	<b>73</b>
<b>14. Conclusiones</b>	<b>81</b>
<b>15. Recomendaciones para trabajos futuros</b>	<b>82</b>
<b>16. Referencias bibliográficas</b>	<b>86</b>

## Lista de Figuras

Figura 1 Funcionamiento de una celda fotovoltaica. Fuente <a href="https://eiposgrados.com/blog-ingenieros/el-efecto-fotovoltaico/">https://eiposgrados.com/blog-ingenieros/el-efecto-fotovoltaico/</a>	14
Figura 2. Metodología aplicada.	19
Figura 3. Laboratorio de Santa María. Fuente Imagen Propia	20
Figura 4. String A, 1) Imagen completa del Array A, 2) Espectroradiómetro, piranómetro y celda calibrada, 3) Vista frontal del array A, 4) Vista trasera de sensores en Array A. Fuente Imagen Propia	21
Figura 5. String B, 1) Vista lateral derecha Array B, 2) Vista lateral izquierda Array B, 3) Vista lateral Izquierda completa Array B, 4) Vista trasera de Array B. Fuente Imagen Propia	22
Figura 6. Esquema Vista Frontal.	23
Figura 7. Esquema Vista Trasera.	23
Figura 8. Panel Fotovoltaico Bifacial Monocristalino. Fuente Ficha Técnica	24
Figura 9. GL840-M Data Logger. Fuente Ficha Técnica	25
Figura 10. SUN2000-(2KTL-6KTL)-L1. Fuente Ficha Técnica	25
Figura 11. Sensor de Irradiancia Si-mV-85. Fuente Ficha Técnica	26
Figura 12. Piranómetro MS-80M-L. Fuente Ficha Técnica	26
Figura 13. MS-711 Espectroradiómetro. Fuente Ficha Técnica	27
Figura 14. Termocupla Tipo K Marca Giva. Fuente Web Fabricante	27
Figura 15. Análisis bivariado de variables en día nublado.	30
Figura 16. Análisis bivariado de variables en día semi-nublado.	30
Figura 17. Análisis bivariado de variables en día soleado.	31
Figura 18. Análisis diario de irradiancia enero 2025.	31
Figura 19. Análisis diario de irradiancia febrero 2025.	32
Figura 20. Análisis diario de irradiancia marzo 2025.	32
Figura 21. Semáforo de confiabilidad de información en Piranómetros	33
Figura 22. Semáforo de confiabilidad de información en Paneles Tapados	34
Figura 23. Semáforo de confiabilidad de información en Celdas Calibradas Traseras	34
Figura 24. Semáforo de confiabilidad de información en Celda Calibrada Frontal	35
Figura 25. Semáforo de confiabilidad de información en Temperatura	35
Figura 26. Semáforo de confiabilidad de información en Inversor	36
Figura 27. Semáforo de confiabilidad de información en Voltaje y Corriente del GLM840	36
Figura 28. Análisis de corriente a) Corriente String A vs Inversor A 2025-02-11, b) Corriente String B vs Inversor B 2025-02-11, c) Corriente String A vs Inversor A 2025-02-15, d) Corriente String B vs Inversor B 2025-02-15, e) Corriente String A vs Inversor A 2025-03-01, f) Corriente String B vs Inversor B 2025-03-01, g) Corriente String A vs Inversor A 2025-03-15, h) Corriente String B vs Inversor B 2025-03-15.	39
Figura 29. Diferencias de corriente entre Data Logger e Inversor. a) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-02-11, b) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-02-15, c) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-03-01, d) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-03-15	40
Figura 30. Análisis de voltaje. a) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-02-11, b) Voltaje String B vs Inversor B 2025-02-11, c) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-02-15, d) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-02-15, e) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-03-01, f) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-03-01, g) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-03-15, h) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-03-15.	41
Figura 31. Diferencias de voltaje entre Data Logger e Inversor. a) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-02-11, b) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-02-15, c) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-03-01, d) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-03-15	42

Figura 32. Análisis de corriente luego de corrección. a) Corriente String A vs Inversor A 2025-06-20, b) Corriente String B vs Inversor B 2025-06-20, c) Corriente String A vs Inversor A 2025-06-21, d) Corriente String B vs Inversor B 2025-06-21, e) Corriente String A vs Inversor A 2025-06-23, f) Corriente String B vs Inversor B 2025-06-23, g) Corriente String A vs Inversor A 2025-06-24, h) Corriente String B vs Inversor B 2025-06-24	44
Figura 33. Diferencias de corriente entre Data Logger e Inversor luego de corrección. a) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-06-20, b) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-06-21, c) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-06-23, d) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-06-24	45
Figura 34. Análisis de corriente luego de corrección. a) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-06-20, b) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-06-20, c) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-06-21, d) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-06-21, e) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-06-23, f) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-06-23, g) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-06-24, h) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-06-24	46
Figura 35. Diferencias de voltaje entre Data Logger e Inversor luego de corrección. a) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-06-20, b) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-06-21, c) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-06-23, d) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-06-24	47
Figura 36. Formato de datos que envía el Piranómetro MS-80M-L . Fuente Manual de equipo	48
Figura 37 Irradiancia Frontal del día 08/09/2024	48
Figura 38 Irradiancia frontal posterior a la corrección de artefactos en datos del Piranómetro. a) Irradiancias de piranómetro POA, GHI y celda calibrada 2025-03-15, b) Irradiancias de piranómetro POA, GHI y celda calibrada 2025-03-22, c) Irradiancias de piranómetro POA, GHI y celda calibrada 2025-03-23, d) Irradiancias de piranómetro POA, GHI y celda calibrada 2025-05-15	49
Figura 39. Esquema de calibración.	50
Figura 40. Calibración inicial de celdas y paneles. a) Calibración inicial celda calibrada 1, b) Calibración inicial panel tapado 1, c) Calibración inicial celda calibrada 2, d) Calibración inicial panel tapado 2, e) Calibración inicial celda calibrada 3, f) Calibración inicial panel tapado 3, g) Calibración inicial celda calibrada 4, h) Calibración inicial panel tapado 4, i) Calibración inicial celda calibrada 5, j) Calibración inicial panel tapado 5	52
Figura 41. Irradiancia posterior por panel y piranómetro. a) Irradiancia trasera en paneles tapados 2025-07-26, b) Irradiancia trasera en paneles tapados 2025-08-02, c) Irradiancia trasera en paneles tapados 2025-07-20	53
Figura 42. Calibración inicial de celdas y paneles acotado a menos de 200 W/m <sup>2</sup> . a) Calibración inicial celda calibrada 1 baja irradiancia, b) Calibración inicial panel tapado 1 baja irradiancia, c) Calibración inicial celda calibrada 2 baja irradiancia, d) Calibración inicial panel tapado 2 baja irradiancia, e) Calibración inicial celda calibrada 3 baja irradiancia, f) Calibración inicial panel tapado 3 baja irradiancia, g) Calibración inicial celda calibrada 4 baja irradiancia, h) Calibración inicial panel tapado 4 baja irradiancia, i) Calibración inicial celda calibrada 5 baja irradiancia, j) Calibración inicial panel tapado 5 baja irradiancia	54
Figura 43. Recalibración de celdas y paneles a menos de 200 W/m <sup>2</sup> . a) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 1, b) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 1, c) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 2, d) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 2, e) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 3, f) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 3, g) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 4, h) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 4, i) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 5, j) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 5	56
Figura 44. Irradiancia posterior por panel y piranómetro luego de recalibración. a) Irradiancia trasera en paneles tapados recalibrados 2025-07-26, b) Irradiancia trasera en paneles tapados recalibrados 2025-08-02, c) Irradiancia trasera en paneles tapados recalibrados 2025-07-20	56
Figura 45. Comparación de irradiancia posterior capturada por cada sensor. a) Irradiancias medidas por celdas calibradas día soleado 2025-03-01, b) Irradiancias medidas por celdas calibradas día semi-nublado 2025-03-12, c) Irradiancias medidas por celdas calibradas día nublado 2025-06-20, d) Irradiancias medidas por celdas calibradas día soleado 2025-03-15, e) Irradiancias medidas por celdas calibradas día semi-nublado 2025-06-24, f) Irradiancias medidas por celdas calibradas día nublado 2025-06-21, g) Irradiancias medidas por celdas	

calibradas día soleado 2025-07-26, h) Irradiancias medidas por celdas calibradas día semi-nublado 2025-08-21, i) Irradiancias medidas por celdas calibradas día nublado 2025-07-16	59
Figura 46. Comparación de irradiancia posterior capturada por cada panel tapado. a) Irradiancia medida por paneles tapados día soleado 2025-07-26, b) Irradiancia medida por paneles tapados día semi-nublado 2025-07-19, c) Irradiancia medida por paneles tapados día nublado 2025-07-18, d) Irradiancia medida por paneles tapados día soleado 2025-07-31, e) Irradiancia medida por paneles tapados día semi-nublado 2025-08-25, f) Irradiancia medida por paneles tapados día nublado 2025-08-03, g) Irradiancia medida por paneles tapados día soleado 2025-08-31, h) Irradiancia medida por paneles tapados día semi-nublado 2025-08-27, i) Irradiancia medida por paneles tapados día nublado 2025-08-23	61
Figura 47. Esquema de hipótesis para explicación del efecto de inhomogeneidad lateral.	62
Figura 48. Arreglo de bPV para el cálculo del factor de bifacialidad en laboratorio de PUCP – San Miguel. a) Vista frontal arreglo bPV PUCP, b) Vista lateral izquierda arreglo bPV PUCP, c) Vista lateral derecha arreglo bPV PUCP, d) Vista trasera arreglo bPV PUCP	63
Figura 49. Esquema para la recolección de datos.	64
Figura 50. Días analizados para cálculo del factor de bifacialidad. a) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-09-22, b) Potencia frontal vs Potencia Trasera día nublado 2025-09-23, c) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-09-29, d) Potencia frontal vs Potencia Trasera día nublado 2025-09-25, e) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-09-30, f) Potencia frontal vs Potencia Trasera día nublado 2025-09-26, g) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-10-01, h) Potencia frontal vs Potencia Trasera día nublado 2025-09-27, i) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-10-02, j) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-10-03	65
Figura 51. Potencia de Panel Frontal y Trasero para todos los días analizados.	66
Figura 52. Potencia de Panel Frontal y Trasero para días soleados.	66
Figura 53 Potencia de Panel Frontal y Trasero para días nublados.	66
Figura 54. Variación del coeficiente de bifacialidad en días soleados.	67
Figura 55. Variación del coeficiente de bifacialidad en días nublados.	68
Figura 56. Curvas IV analizadas. a) Curvas IV muestra 1 al 5, b) Curvas IV muestra 6 al 10, c) Curvas IV muestra 11 al 15,	70
Figura 57. Tipos de curvas de módulos fotovoltaicos con falla. 1) Curva correcta 2) Curva no inicia en $V=0$ , por efecto de compensación inversa, 3) Escalón por baja irradiancia o sombras parciales, 4) Sombreado mayor, 5) Pequeña sombra o irradiancia, suciedad en panel, 6) Uno o varios módulos con baja irradiancia, 7) Aumento de resistencia serie, degradación en interconexión 8) Baja resistencia paralela, diodo de derivación dañado, Imagen tomada de Manual de equipo Eko MP-11	71
Figura 58 Potencias analizadas en verano. a) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-02-21, b) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-02-28, c) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-03-11, d) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-03-23, e) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-04-04, f) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-04-13, g) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-04-25, h) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-05-15	76
Figura 59. Potencias analizadas en invierno. a) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2024-08-31, b) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2024-09-17, c) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-07-15, d) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-07-17, e) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-07-19, f) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-08-04, g) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-08-21, h) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-08-27	77
Figura 60. Irradiancia POA durante el periodo de análisis	77
Figura 61 Definición de grupos de análisis.	78
Figura 62. Porcentaje de error de estimación según periodo de evaluación – Paneles Externos.	80
Figura 63. Porcentaje de error de estimación según periodo de evaluación – Paneles Internos.	80
Figura 64 Irradiancia espectral en Irradiancia POA y Trasera. a) Irradiancia espectral POA, a) Irradiancia espectral TRASERA	85

## Lista de Tablas

<i>Tabla 1. Información técnica de panel fotovoltaico</i>	24
<i>Tabla 2. Variables recolectadas por el sistema fotovoltaico en Santa María</i>	28
<i>Tabla 3. Frecuencia y Número de registros recolectados</i>	29
<i>Tabla 4. Semáforo de confiabilidad</i>	33
<i>Tabla 5. Resultados de corrección en Voltaje y Corriente por mala conexión</i>	47
<i>Tabla 6. Resultados de calibración a bajas irradiancias</i>	57
<i>Tabla 7. MAPE y MPE entre los sensores y el promedio de ellos en día soleado.</i>	60
<i>Tabla 8. MAPE y MPE entre los sensores y el promedio de ellos en día semi nublado.</i>	60
<i>Tabla 9. MAPE y MPE entre los sensores y el promedio de ellos en día nublado.</i>	60
<i>Tabla 10. MAPE y MPE entre los Paneles Tapados y el promedio de ellos en día soleado.</i>	61
<i>Tabla 11. MAPE y MPE entre los Paneles Tapados y el promedio de ellos en día semi nublado.</i>	62
<i>Tabla 12. MAPE y MPE entre los Paneles Tapados y el promedio de ellos en día nublado.</i>	62
<i>Tabla 13. Resultados del primer análisis del coeficiente de bifacialidad</i>	67
<i>Tabla 14. Resultados del análisis del coeficiente de bifacialidad y comparaciones</i>	68
<i>Tabla 15. Parámetros del panel fotovoltaico bifacial según el fabricante</i>	69
<i>Tabla 16. Resultados de análisis de curvas IV 1-5</i>	71
<i>Tabla 17. Resultados de análisis de curvas IV 6-10</i>	71
<i>Tabla 18. Resultados de análisis de curvas IV 11-15</i>	72
<i>Tabla 19. Resultados finales del cálculo de potencia nominal en escenario real</i>	72
<i>Tabla 20. Definición de métricas para evaluación de la estimación</i>	74
<i>Tabla 21. MAPE del análisis de estimación de potencia</i>	78
<i>Tabla 22. RMSE del análisis de estimación de potencia</i>	79
<i>Tabla 23. R2 del análisis de estimación de potencia</i>	79
<i>Tabla 24. MPE del análisis de estimación de potencia</i>	79
<i>Tabla 25. Resultados finales del análisis de estimación de potencia</i>	80
<i>Tabla 26. Bitácora de ocurrencias durante el desarrollo de la investigación</i>	83

# CAPÍTULO 1: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN

## 1. Introducción

Durante los últimos años la generación de energía eléctrica ha cambiado drásticamente a fuentes de energía limpia, estas han sobrepasado el 40% de la generación eléctrica global el 2024 (*Global Energy Review 2025, 2025*), la energía solar se ha convertido en el motor de la transición energética global, tanto en la generación solar como en la capacidad instalada estableciendo nuevos récords en el 2024. La generación solar ha mantenido su alto ritmo de crecimiento, duplicándose en los últimos tres años y aportando más de 200 TWh durante este periodo (*Global Electricity Review 2025, 2025*). Las proyecciones de demanda energética indican que para el 2050 se estima que la energía solar será la predominante en el segmento de energías limpias (*Modis, 2021*).

La generación energética en Perú está compuesta por energía hidroeléctrica (46.35%); gas natural (43.11%); energía eólica (4.09%); energía solar (1.47%), bagazo y biogás (0.34%), otras energías renovables (4.64%) (*Ego Aguirre, 2023*), para diciembre del 2024 la participación de energía solar era del 2% de la generación eléctrica dicho mes, pero es la tecnología con el segundo mayor crecimiento (20%) luego de la energía eólica (48%) (*Dirección General de Electricidad, 2025*)

Debido al gran incremento en el interés de la energía solar, es importante poder conocer cuáles son los factores que determinan una mejor eficiencia en la generación de energía, uno de los recientes desarrollos en este mercado son los Paneles Fotovoltaicos Bifaciales (bPV) (*Lorenzo, 2021*), paneles con una tecnología capaz de captar irradiancia por ambos frentes, generando una mejora en el rendimiento entre 7.75% a 15% (*Al-Masri et al., 2023*) frente a Paneles Fotovoltaicos Monofaciales y según el tipo de tecnologías del Panel Fotovoltaico puede llegar hasta una mejora de ~18% en los Paneles Bifaciales Perovskite (*Jiang et al., 2023*)

Existe en el presente una necesidad por mejorar la eficiencia de los Paneles Fotovoltaicos (PV) con diferentes tecnologías en su fabricación (*Thopil et al., 2020*) (*Maniscalco et al., 2024*); esta necesidad también se amplía a como estos se comportan en diferentes escenarios a condiciones reales de funcionamiento y en conjunto formando Sistemas Fotovoltaicos (*Minai et al., 2022*)

En este contexto, la presente investigación aborda una problemática crítica para el despliegue de la energía solar avanzada, la alta incertidumbre en la estimación de potencia de los paneles fotovoltaicos bifaciales (bPV) bajo condiciones de operación reales. Actualmente, la dependencia de los datos técnicos teóricos proporcionados por los fabricantes y la falta de modelos empíricos adaptados que integren eficazmente la irradiancia posterior generan desviaciones significativas en las proyecciones de generación. Esta tesis aporta una solución directa al desarrollar y validar una adaptación de la Ecuación de Osterwald, diseñada específicamente para capturar la complejidad de la tecnología bifacial.

## 2. Planteamiento de problema

### 2.1 Problema General

- ¿Cómo podemos adecuar la Ecuación de Osterwald para la estimación de potencia generada por los Paneles Fotovoltaicos Bifaciales (bPV)?

### 2.2 Problema Específicos

- ¿Cuáles serían las variables a analizar para poder desarrollar una modificación a la Ecuación de Osterwald que incorpore la irradiancia capturada por la parte trasera de los bPV?
- ¿Cómo aseguramos una calidad de información óptima en la recopilación de información durante el desarrollo de la investigación?
- ¿Tendrá un cambio el resultado de estimación si calculamos el factor de bifacialidad para poder agregar el efecto de Irradiancia posterior de manera correcta a la Ecuación de Osterwald?

## 3. Justificación de la investigación

La necesidad de encontrar nuevas fuentes de energía renovable se ha convertido en una prioridad global para reducir los efectos del cambio climático y la dependencia de combustibles fósiles. Entre las diversas tecnologías disponibles, la energía solar fotovoltaica se ha destacado por su capacidad de aprovechar la radiación solar de manera eficiente. En este contexto, los paneles bifaciales representan una innovación tecnológica prometedora, ya que su diseño permite captar radiación en ambas caras del panel, aumentando significativamente la producción de energía. Sin embargo, para maximizar su potencial, es fundamental contar con herramientas precisas para estimar la potencia generada bajo diferentes condiciones ambientales y operativas.

La justificación de este proyecto radica en la necesidad de desarrollar una metodología confiable que permita estimar con precisión la potencia generada por paneles bifaciales utilizando un modelo ampliamente utilizado y conocido como el Empírico, mejorando así la planificación y gestión de proyectos solares. La implementación de este modelo contribuirá a reducir la incertidumbre en la estimación de la energía producida, facilitando la optimización de los sistemas fotovoltaicos bifaciales y su integración en el mercado energético. Esto no solo resultará en un mejor rendimiento energético, sino que también promoverá el uso más amplio de tecnologías solares avanzadas, lo que tiene un impacto positivo en la sostenibilidad ambiental.

## 4. Objetivos

### 4.1 Objetivo General

- Implementar y adaptar la Ecuación de Osterwald para la estimación de potencia generada por los bPV

### 4.2 Objetivos Específicos

- Desarrollar una modificación a la Ecuación de Osterwald que incorpore la irradiancia capturada por la parte trasera de los bPV y evaluar el impacto en la precisión de la estimación de potencia.
- Desarrollar una metodología para tener la mejor calidad de información de los sistemas fotovoltaicos que sigan una estructura similar.
- Calcular el factor de bifacialidad para poder agregar el efecto de Irradiancia posterior de manera correcta a la Ecuación de Osterwald

## 5. Hipótesis

- I. La adaptación de la **Ecuación de Osterwald** para bPV permite estimar de manera precisa la potencia generada por estos paneles en diversas condiciones ambientales y de instalación, mejorando la precisión respecto a los modelos tradicionales diseñados para paneles monofaciales.
- II. La incorporación de parámetros adicionales, como la Irradiancia posterior, en la estimación de potencia de los bPV, resulta en un incremento significativo en la exactitud de las predicciones de generación de energía en comparación con modelos que no consideran estos factores.
- III. El factor de Bifacialidad es un parámetro a considerar para poder estimar la potencia generada por los bPV, este factor será calculado para poder adaptar de manera correcta el Modelo de Osterwald.

## CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

### 6. Fundamentos de los sistemas fotovoltaicos

La base física de los sistemas fotovoltaicos es el efecto fotovoltaico, un fenómeno en materiales semiconductores que permite convertir directamente la radiación solar en corriente eléctrica. Cuando los fotones inciden sobre una celda fotovoltaica, liberan electrones y crean una diferencia de potencial eléctrico entre los contactos metálicos, generando así corriente continua.

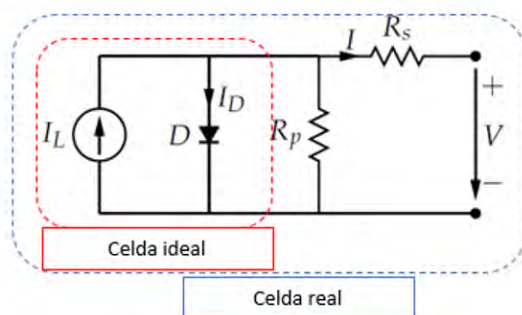


Figura 1 Funcionamiento de una celda fotovoltaica. Fuente <https://eiposgrados.com/blog-ingenieros/el-efecto-fotovoltaico/>

Los sistemas fotovoltaicos constan de diferentes componentes (Ramos et al., 2024) que definen la arquitectura eléctrica y física, estos sistemas están compuestos por:

- Módulos fotovoltaicos: Conformados por múltiples celdas solares conectadas eléctricamente, generalmente de silicio cristalino.
- Inversor: Convierte la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna.
- Sistema de montaje y cableado: Estructura de soporte, orientación e interconexión eléctrica de los módulos fotovoltaicos.
- Sistemas de almacenamiento o control: En instalaciones aisladas, baterías y controladores gestionan el almacenamiento y entrega de energía según la demanda del usuario.

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en categoría Off-Grid, sistemas que operan fuera de la red eléctrica y normalmente incluyen almacenamiento en baterías para cubrir periodos sin irradiación, y categoría On-Grid, sistemas que integran un inversor y pueden inyectar la energía excedente a la red eléctrica.

Teóricamente existe un límite físico para la eficiencia de conversión de una celda solar, conocido como el límite de Shockley-Queisser (Guillemoles et al., 2018)

La eficiencia también depende de diferentes factores que pueden afectar la producción de energía, siendo los siguientes puntos fundamentales a tener en cuenta en un diseño óptimo:

- **Ángulo de inclinación:** El ángulo de inclinación de un panel solar respecto al sol puede influir en su eficiencia debido a la cantidad de luz que llega al panel y la dirección de la misma. El ángulo “correcto” depende de la ubicación respecto a la línea ecuatorial.
- **Orientación:** La orientación del panel solar puede afectar su capacidad de capturar la luz solar óptimamente, por lo general en el hemisferio norte se orientan hacia el sur y en el hemisferio sur hacia el norte para maximizar la exposición solar.
- **Temperatura:** La temperatura puede influir en la eficiencia, altas temperaturas llegan a reducir la eficiencia del panel.
- **Limpieza y mantenimiento:** Polvo, suciedad por animales, barro por lluvias y otros residuos pueden acumularse en la superficie del panel solar, reduciendo la capacidad de capturar la luz solar. Es fundamental contar con un plan de mantenimiento programado de limpieza para mantener la eficiencia de los paneles.

## 7. Paneles solares bifaciales

Los paneles solares fotovoltaicos bifaciales (bPV) son módulos diseñados para capturar irradiación en ambas caras (frontal y trasera), a diferencia de los paneles monofaciales. Esta capacidad de captar irradiación reflejada del suelo o estructuras cercanas permite incrementar la producción energética por unidad de superficie instalada. (Garrod & Ghosh, 2023)

Los bPV presentan las siguientes ventajas respecto a los sistemas monofaciales:

- **Mayor producción energética:** Es posible lograr una mejora energética cuando se aprovecha adecuadamente la irradiación reflejada, especialmente sobre superficies de alto albedo como tejados o terrenos reflectantes.
- **Integración flexible en diseños arquitectónicos y agrivoltaicos:** La capacidad de captación posterior permite configuraciones novedosas como orientaciones Este–Oeste o instalaciones verticales, con producción dual en distintas franjas del día y mayor utilidad en entornos integrados con estructuras o cultivos. (Zubair & Abbas, 2025)
- **Reducción en costes del sistema:** Al generar mayor energía por unidad de módulo, se puede reducir el número de módulos necesarios para lograr una capacidad objetivo, lo que impacta positivamente en el Balance of System (BOS), la reducción dependerá del diseño y condiciones del lugar de instalación.

Los bPV han ganado participación significativa en el mercado global de energía solar y se le atribuye un crecimiento acelerado en adopción debido al potencial de mayor generación por área instalada y la disminución de costes tecnológicos.

Análisis extensos de grandes bases de datos de bPV han mostrado distintas tecnologías y sus eficiencias respecto a diversos parámetros (factor de bifacialidad, factor de llenado, corriente de corto circuito, etc.) (Belsky et al., 2025) , lo que genera una gran variedad de soluciones según el objetivo del proyecto.

## 8. Modelos de estimación de potencia

La estimación de la potencia generada por un sistema fotovoltaico es un elemento clave para la planificación, evaluación y optimización de su desempeño. Debido a la variabilidad de las condiciones ambientales y la complejidad de los fenómenos físicos involucrados, en la literatura se han desarrollado diversas familias de modelos, que van desde modelos empíricos simplificados hasta modelos híbridos que integran conocimiento físico con métodos de aprendizaje automático.

Según el enfoque, los modelos de estimación de potencia se pueden agrupar en tres grandes categorías:

### 8.1 Modelos físicos detallados

Estos modelos buscan representar el comportamiento eléctrico del módulo mediante ecuaciones derivadas de su estructura física interna, como los modelos de diodos equivalentes (diodo simple, doble diodo). Estos modelos exploran características como la curva I-V en función de irradiancia y temperatura, proporcionando estimaciones precisas cuando se tienen parámetros completos del módulo y condiciones ambientales detalladas. Las aplicaciones de estos modelos están bien establecidas en el análisis de rendimiento y simulación de sistemas fotovoltaicos bajo condiciones variadas. (Mayer & Gróf, 2021)

### 8.2 Modelos empíricos o semi-empírico

Los modelos empíricos se basan en relaciones algebraicas simplificadas entre irradiancia, temperatura y potencia de salida, y requieren relativamente pocos parámetros de entrada. El modelo empírico de Osterwald es uno de los más conocidos dentro de esta categoría.

Investigaciones comparativas han validado que, aunque el modelo de Osterwald tiende a sobreestimar la potencia en ciertas condiciones, ofrece una correlación razonable con datos experimentales cuando se aplica cuidadosamente, y suele ser comparable, en determinados rangos de irradiancia y temperatura, a modelos más complejos como el modelo de diodo simple. (Gulkowski, 2023)

### 8.3 Modelos físico – estadísticos (híbrido)

Con la creciente disponibilidad de datos de producción y variables ambientales, han surgido modelos híbridos, que combinan principios físicos con técnicas estadísticas o de aprendizaje automático. Estos modelos a menudo buscan superar las limitaciones de los modelos puramente empíricos o puramente físicos al ajustar parámetros o transformar variables de forma adaptativa según patrones aprendidos de datos históricos. (Santos et al., 2024)

## 9. Estado del arte

El desarrollo de la tecnología fotovoltaica bifacial (bPV) ha evolucionado desde estudios teóricos hacia una necesidad crítica de caracterización precisa en condiciones reales. La presente revisión bibliográfica detalla el estado del arte a través de un recorrido técnico que abarca desde la infraestructura de monitoreo hasta la complejidad del modelado de irradiancia posterior y la extracción de parámetros eléctricos.

### 9.1 Infraestructura de Monitoreo y Gestión Digital de Datos.

La base fundamental para la investigación bPV reside en la implementación de laboratorios de caracterización a condiciones reales adaptados a climas específicos. En el contexto regional, (Conde Mendoza et al., 2020) establecieron el primer laboratorio en Lima, Perú, diseñado para caracterizar tecnologías comerciales y emergentes bajo un clima de "Desierto Árido Caliente". Este sistema registra curvas I-V cada cinco minutos sincronizados con variables meteorológicas, permitiendo evaluar parámetros como la Energía Promedio del Fotón (APE), que en Lima presenta un promedio de 1.92 eV, indicando un espectro desplazado hacia el azul.

A medida que estos sistemas crecen en complejidad, el software comercial del fabricante suele limitar la frecuencia de muestreo a intervalos de 5 minutos, lo cual es insuficiente para análisis dinámicos precisos. (Hidalgo-Peña et al., 2024) propusieron una solución mediante una aplicación ad-hoc en Python que integra instrumentación multimarca (inversores Huawei y data loggers Graphtec) utilizando protocolos SCPI y Modbus RTU/TCP. Esta herramienta permite alcanzar intervalos de muestreo de un minuto, garantizando la sincronización requerida por la normativa IEC 61724-1 y facilitando el almacenamiento masivo en la nube para procesamiento posterior.

### 9.2 Precisión en la Extracción de Parámetros del Modelo de un Solo Diodo (SD)

Una vez asegurada la calidad de los datos, el reto se traslada a la fidelidad del modelado eléctrico. (Sevillano-Bendezú et al., 2024) evaluaron la precisión de métodos analíticos para extraer parámetros del modelo SD (fotocorriente, corriente de saturación, resistencias serie/shunt y factor de idealidad) en el clima de Lima. Tras analizar más de 5,200 curvas I-V, determinaron que los métodos de *Phang et al.* y de *Blas et al.* son los más robustos, logrando un error cuadrático medio normalizado (NRMSE) consistentemente inferior al 1%. Un hallazgo crítico fue que las tendencias de los parámetros solo coinciden con los valores de laboratorio cuando se filtran eventos de cielo despejado mediante el algoritmo de Reno-Hansen, revelando que la irradiancia difusa en días nublados altera significativamente la resistencia shunt.

### 9.3 Dinámica de la Irradiancia Posterior $G_{POA}$ y Ubicación de Sensores

El monitoreo de la cara posterior representa la mayor fuente de incertidumbre en sistemas bifaciales. (Riedel-Lyngskær & Andersen, 2025) abordaron la falta de "mejores prácticas" industriales identificando las ubicaciones óptimas para sensores en seguidores de un solo eje. Mediante simulaciones de trazado de rayos con la librería de Python *bifacial\_radiance*, demostraron que promediar dos sensores ubicados simétricamente a la mitad de la distancia entre el tubo de torsión y los bordes ( $\pm 50\%$ ) reduce el error de  $G_{POA}$  anual a solo un 2%. Este estudio es fundamental para optimizar costos, ya que sugiere que las normativas actuales (como IEC 61724-1) podrían reducir el número de sensores requeridos sin sacrificar precisión.

### 9.4 El Coeficiente de Bifacialidad en Operación Real

La validez de los datos de ficha técnica proporcionados por los fabricantes es cuestionada al ser comparada con el rendimiento operativo (OTC). (Muñoz-Cerón et al., 2024) realizaron una campaña experimental en Jaén, España, midiendo directamente el coeficiente de bifacialidad de potencia máxima. Aunque los valores traducidos a condiciones estándar (STC) coinciden con los del fabricante (error del 0.5%), bajo condiciones reales el coeficiente no es constante. Se observó un decrecimiento lineal del coeficiente al disminuir la irradiancia, pero con una inversión de tendencia notable: a irradiancias inferiores a  $200 \text{ W/m}^2$ , el coeficiente aumenta de forma no lineal debido al comportamiento de baja iluminación de las celdas, superando incluso los valores ideales de STC.

### 9.5 Complejidad del Modelado Posterior: Empírico vs. Analítico

Finalmente, la necesidad de modelos complejos frente a soluciones prácticas fue analizada por (Brecl et al., 2026). Al comparar modelos analíticos basados en geometría exacta con un nuevo modelo empírico basado en una función gaussiana para la irradiancia trasera, concluyeron que para la mayoría de sistemas comunes en latitudes medias, una proporción fija de irradiancia trasera (alrededor del 10% anual) es suficiente para evaluaciones de rendimiento. El modelo empírico propuesto permite capturar efectos locales de sombras y reflexiones estructurales sin requerir descripciones geométricas exhaustivas, ofreciendo una alternativa viable para la industria.

Esta base bibliográfica justifica y encuadra el aporte de esta tesis, que integra estas metodologías de alta precisión y parámetros experimentales para optimizar la Ecuación de Osterwald, buscando reducir el error sistemático en la estimación de potencia de sistemas bPV.

## CAPÍTULO 3: DISEÑO METODOLÓGICO

### 10. Metodología y Diseño

La metodología utilizada para el presente trabajo de investigación tiene un enfoque cuantitativo ya que las variables extraídas durante la investigación del comportamiento de los paneles solares bifaciales son comparadas entre diferentes sensores calibrados que serán usados como parámetros de referencia.

El diseño de la investigación presenta cuatro etapas importantes en su desarrollo, la primera etapa de recolección de datos se dará en dos String's con bPV, la segunda etapa es la revisión y depuración de información recolectada, se implementarán técnicas estadísticas/visuales para poder determinar datos consistentes, luego se verificará la presencia de outliers para confirmar si existen escenarios anómalos o agrupaciones en base a condiciones climáticas, se realizarán las correcciones de estos datos anómalos, y por último se analizarán los datos para prepararlos a la siguiente etapa. La tercera etapa es la de modelamiento de datos en base a la Ecuación de Osterwald, se desarrollarán estimaciones en diferentes escenarios para determinar si existe un comportamiento diferenciado según las condiciones climáticas y poder generar una mayor exactitud. La cuarta etapa es la de validación del modelo.

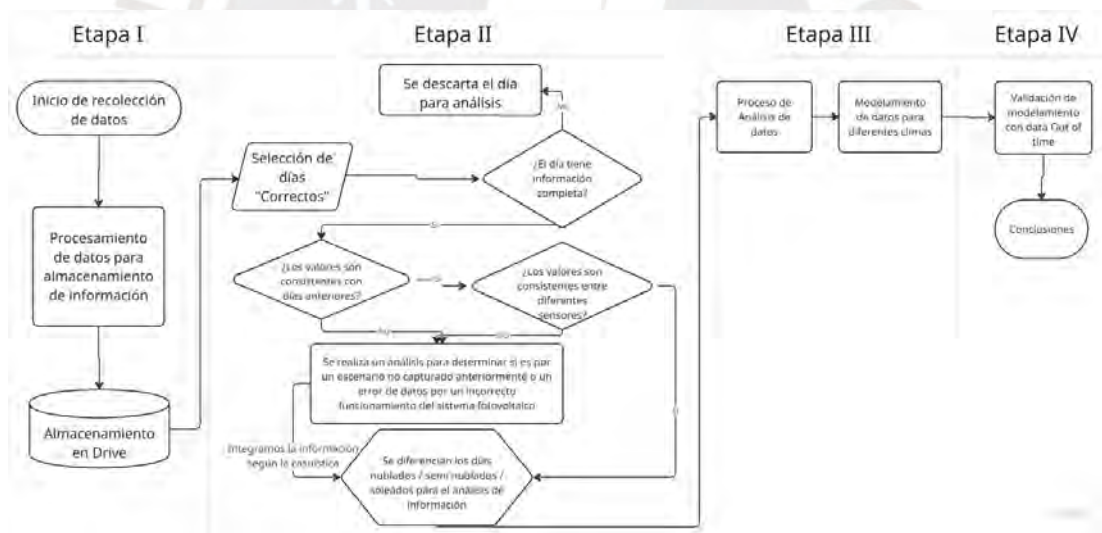


Figura 2. Metodología aplicada.

## 11. Sistema fotovoltaico implementado

### 11.1 Sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico está ubicado en el distrito de Santa María, localizado al sur de Lima-Perú ( $12^{\circ}24'02.6''S$ ,  $76^{\circ}45'37.9''W$ ), se usó como referencia el sistema implementado en el paper **“Software application of monitoring a bifacial photovoltaic technology laboratory”** (Hidalgo-Peña et al., 2024). El sistema presenta 2 conjuntos de bPV denominados String A y String B como se identifica en la Fig. 3.



Figura 3. Laboratorio de Santa María. Fuente Imagen Propia

En String A encontramos 4 bPV colocados en pares con una separación de plancha metálica según se ve en la Fig. 4 , los Paneles están conectados en serie con una potencia pico de 1.62 kW, se visualiza que en el String A encontramos 2 Espectroradiómetros (uno en posición frontal y otro en la trasera) , 2 Piranómetros ubicado en posición frontal y otro en posición Trasera Central, 5 Sensores de Irradiancia (1 en posición frontal y 4 en la trasera), también se presenta en cada Panel Fotovoltaico Bifacial 2 termocuplas (central e inferior) en la parte trasera para la medición de la temperatura.

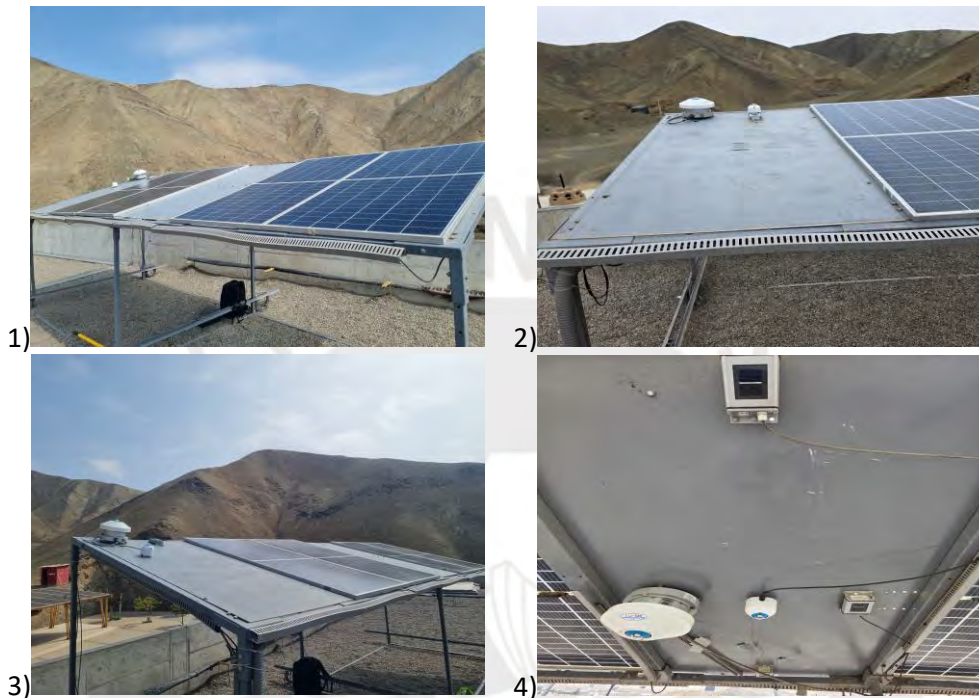


Figura 4. String A, 1) Imagen completa del Array A, 2) Espectroradiómetro, piranómetro y celda calibrada, 3) Vista frontal del array A, 4) Vista trasera de sensores en Array A. Fuente Imagen Propia

En el String B encontramos 9 bPV, de estos se taparon 5 paneles en la parte Frontal para que solo reciban irradiancia trasera, esto se realizó para contar con su funcionamiento como sensores de irradiancia trasera al estar conectados en corto circuito mediante una resistencia Shunt, cómo se visualiza en el esquema de la Fig.6 y Fig.7. Los paneles se distribuyen de manera intercalada entre 5 paneles Tapados y 4 paneles No tapados, también se presenta en cada Panel Fotovoltaico Bifacial 2 termocuplas (central e inferior) en la parte trasera para la medición de la temperatura.

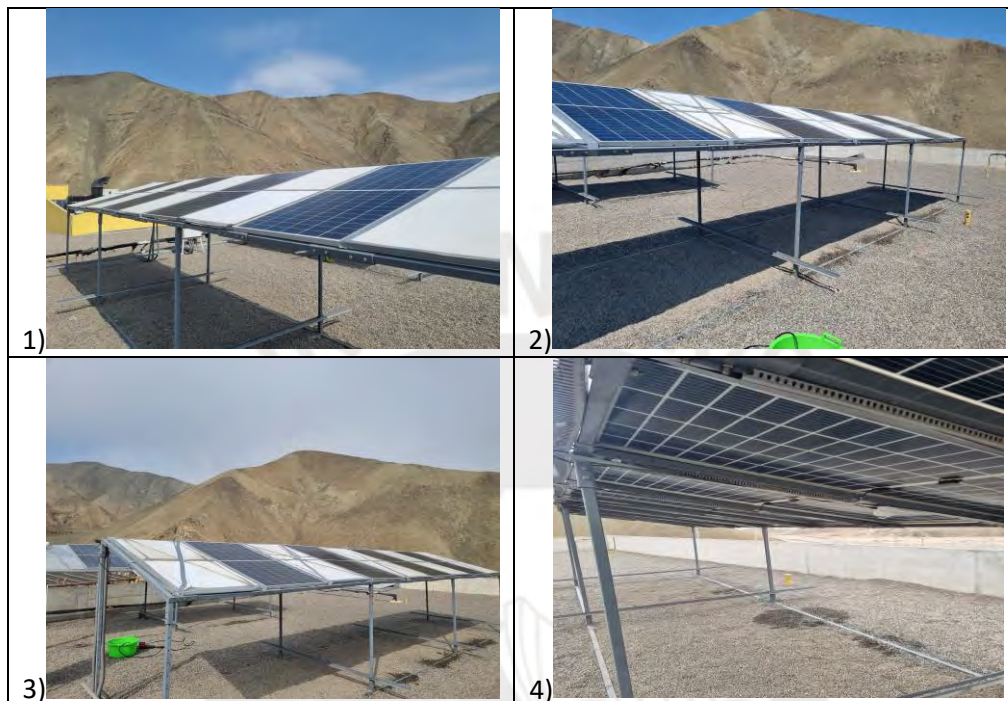


Figura 5. String B, 1) Vista lateral derecha Array B, 2) Vista lateral izquierda Array B, 3) Vista lateral izquierda completa Array B, 4) Vista trasera de Array B. Fuente Imagen Propia



### Vista Frontal

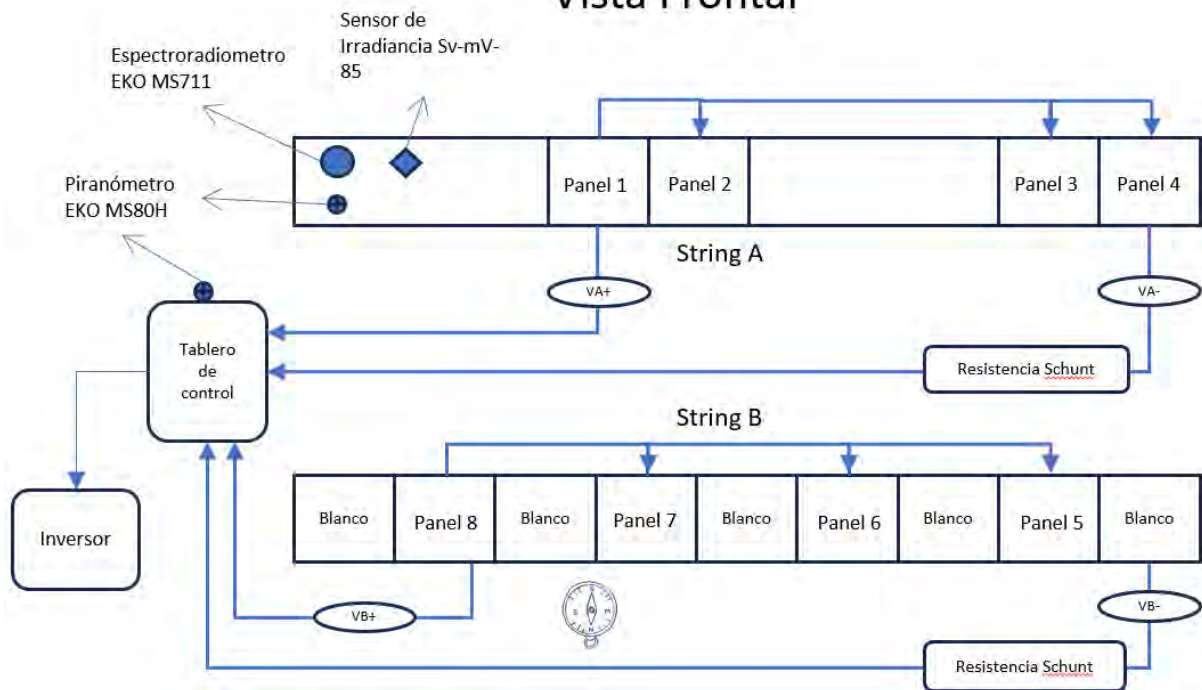


Figura 6. Esquema Vista Frontal.

### Vista Trasera

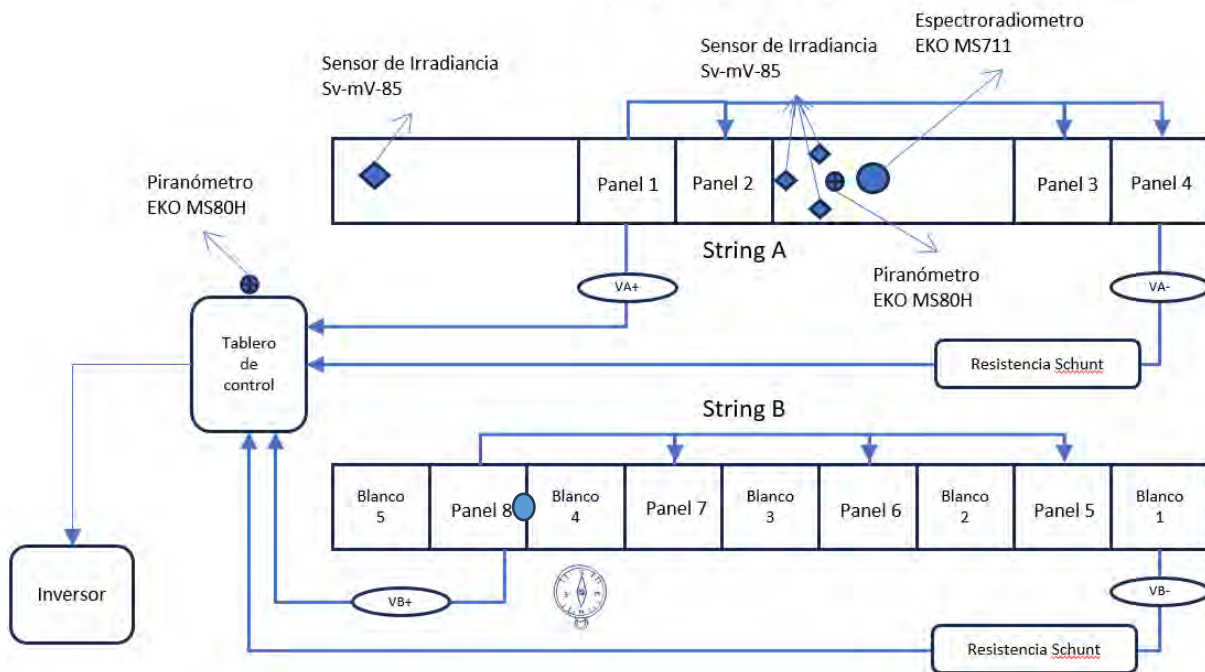


Figura 7. Esquema Vista Trasera.

## 11.2 Instrumentación para la captura de información

### 11.2.1 Panel Fotovoltaico Bifacial Monocristalino PERC 405W

El panel fotovoltaico utilizado en esta investigación corresponde a un módulo bifacial monocristalino tipo PERC marca Trina Solar, tiene una potencia nominal de 405W bajo condiciones estándar de prueba (STC). Este tipo de módulo permite la captación de irradiancia por ambas caras, incrementando la generación de energía eléctrica la aprovechar la radiación reflejada por el entorno. Su diseño presenta celdas tipo PERC de alta eficiencia y un encapsulado de vidrio en ambas superficies, lo que garantiza mayor durabilidad, resistencia mecánica y estabilidad frente a variaciones climáticas (Gu et al., 2020).



Figura 8. Panel Fotovoltaico Bifacial Monocristalino. Fuente Ficha Técnica

Tabla 1 Información técnica de panel fotovoltaico

Información eléctrica (STC)	
Potencia Máxima - $P_{MAX}$ (W)	405
Tolerancia de potencia Máxima - $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5
Voltaje de potencia máxima - $V_{MPP}$ (V)	41.1
Corriente de potencia máxima - $I_{MPP}$ (A)	9.86
Voltaje de circuito abierto - $V_{OC}$ (V)	49.1
Corriente de corto circuito - $I_{SC}$ (A)	10.37
Eficiencia del módulo $\eta$ m(%)	19.7

### 11.2.2 GL840-M Data Logger

GL840-M es un equipo portátil y versátil diseñado para la adquisición multicanal de señales eléctricas y ambientales. Este dispositivo permite la conexión simultánea de hasta 20 canales analógico con capacidad de ampliarse hasta 200 canales mediante módulos adicionales, lo que lo convierte en una herramienta ideal para proyectos que requieren monitorear múltiples variables al mismo tiempo. Este dispositivo ofrece una amplia gama de frecuencias de muestreo, que van desde los 10 milisegundos hasta una hora por canal, lo que facilita tanto el registro de eventos rápidos como el seguimiento de tendencias prolongadas. Sus entradas aisladas reducen el ruido en las mediciones y es compatible con diferentes tipos de señales, como voltaje, corriente, temperatura (por señales RTD o termopares) y señales lógicas.



Figura 9. GL840-M Data Logger. Fuente Ficha Técnica

### 11.2.3 SUN2000-3KTL-L1

El inversor Trifásico SUN2000-3KTL-L1 diseñado por HUAWEI para sistemas fotovoltaicos residenciales y de pequeña escala fue utilizado para la conversión de energía en corriente alterna. Este equipo se caracteriza por su alta eficiencia de conversión, alcanzando valores superiores al 98%, y por su capacidad para operar de forma estable bajo diferentes condiciones de carga y radiación.



Figura 10. SUN2000-(2KTL-6KTL)-L1. Fuente Ficha Técnica

#### 11.2.4 Sensor de Irradiancia Si-mV-85

Sensor de Irradiancia basado en una célula de silicio monocristalino, diseñada para mediciones de irradiancia en sistemas fotovoltaicos. Presenta una salida analógica ( $\sim 85$  mV a plena irradiancia) sin la necesidad de una alimentación externa, lo que facilita su instalación y operación. El sensor de Irradiancia fue usado como fuente de información para el presente análisis, calibrado a altas irradiancias ( $>800\text{W}/\text{m}^2$ ) para su correcto funcionamiento.



Figura 11. Sensor de Irradiancia Si-mV-85. Fuente Ficha Técnica

#### 11.2.5 Piranómetro MS-80M-L

El piranómetro utilizado en esta investigación es el MS-80M-L de marca EKO Instruments, de clase A según la norma ISO 9060, con respuesta espectral planta y alta velocidad de respuesta. Cuenta con un diseño compacto que incluye desecante interno, detector termopila aislado y difusor de cuarzo, que le aporta excelente inmunidad a errores por desplazamiento de temperatura, mínima dependencia térmica y alta linealidad.

El Piranómetro está calibrado bajo estándares ISO/EIC 17025, cuenta con una garantía y periodo de recalibración de 5 años, gracias a su estabilidad, precisión y facilidad de integración, es una herramienta ideal para estudios experimentales de irradiancia en instalaciones fotovoltaicas.



Figura 12. Piranómetro MS-80M-L. Fuente Ficha Técnica

### 11.2.6 MS-711 Espectroradiómetro

El MS-711 es un espectroradiómetro de rejilla de última generación, diseñado para medir irradiancia espectral en exteriores en el rango de 300 a 1100 nm (UV-Visible-NIR). Su núcleo detector está controlado térmicamente, lo que garantiza mediciones precisas incluso en condiciones de temperatura extremas (entre  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Este equipo ha sido calibrado con trazabilidad a estándares internacionales (NIST) y cuenta con un presupuesto de incertidumbre detallado, lo que asegura su precisión en investigaciones científicas. Su diseño óptico robusto y sin partes móviles protege contra vibraciones y facilita su uso en instalaciones permanentes o como referencia móvil.



Figura 13. MS-711 Espectroradiómetro. Fuente Ficha Técnica

### 11.2.7 Termocupla Tipo K Marca Giva

Sensor de temperatura formado por la unión de dos conductores metálicos, Chromel (aleación de níquel y cromo) para el electrodo positivo, y Alumel (aleación de níquel, aluminio y manganeso) para el electrodo negativo. Cuando la unión entre esos metales se somete a una diferencia de temperatura respecto a otra unión de referencia, se genera una tensión termoeléctrica proporcional a dicha diferencia de temperatura.



Figura 14. Termocupla Tipo K Marca Giva. Fuente Web Fabricante

### 11.3 Variables recolectadas

El sistema posee distintas fuentes de información, con el GL840-M Data Logger podemos capturar las señales de 36 variables que recolectan información de Irradiancia, Temperatura, Voltaje y Corriente; los 3 piranómetros nos brindan la irradiancia capturada por cada uno de ellos en sus diferentes posiciones, el Inversor nos permite conocer el Voltaje y corriente de cada String; el Espectroradiómetro nos brinda la información de Longitud de Onda e Irradiancia capturada por cada Espectro de luz capturada en sus diferentes posiciones. En la Tabla 2 tenemos un resumen con las variables capturadas, descripción de la variable, magnitud y unidad.

Tabla 2. Variables recolectadas por el sistema fotovoltaico en Santa María

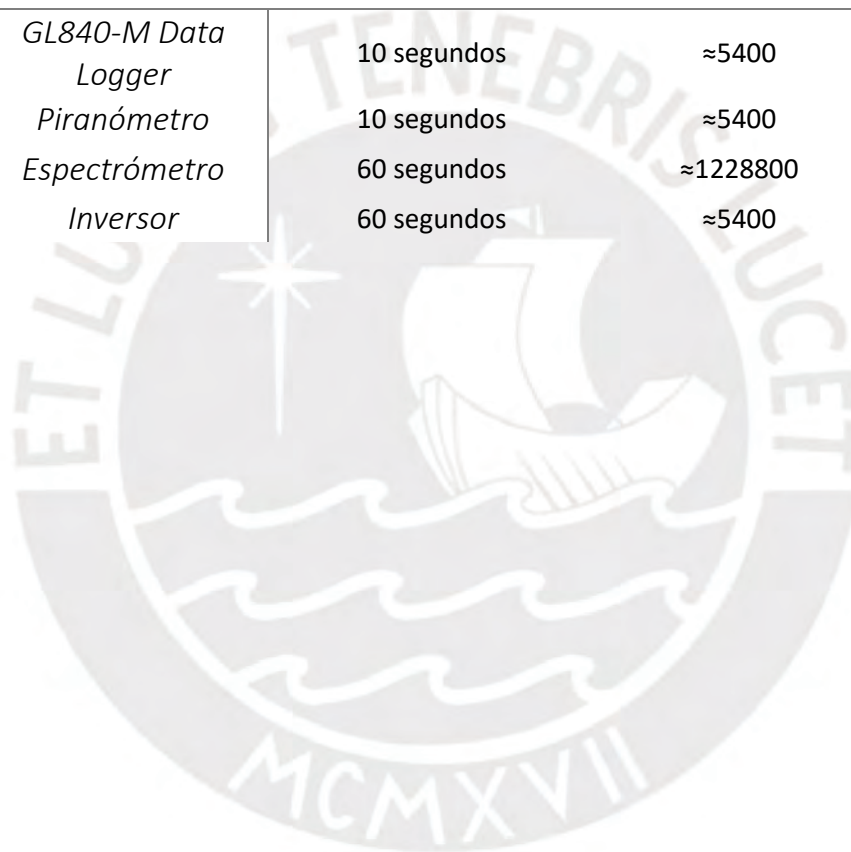
Fuente de Información	Magnitud	Variable	Descripción	Unidad
GL840-M Data Logger	Temperatura	TP1_C, TP2_C, TP3_C, TP4_C, TP5_C, TP6_C, TP7_C, TP8_C	Temperatura Central de bPV del String A (1-4) y Array B (5-8)	Celsius
		TP1_L, TP2_L, TP3_L, TP4_L, TP5_L, TP6_L, TP7_L, TP8_L	Temperatura Lateral de bPV del Array A (1-4) y Array B (5-8)	Celsius
	Irradiancia	CCal_1, CCal_2, CCal_3, CCal_4, CCal_5	Irradiancia capturada por Celda Calibrada del String A (1-5)	$W/m^2$
	Corriente	Cur-ASH, Cur-BSH	Corriente Array A y Array B	mA
	Voltaje	V_P1, V_P2, V_P3, V_P4, V_P5, V_P6, V_P7, V_P8	Voltaje de bPV del Array A (1-4) y Array B (5-8)	V
	Voltaje	V_B1, V_B2, V_B3, V_B4, V_B5	Voltaje de resistencia shunt conectada al array con cada Panel tapado Fotovoltaico Bifacial (1-5)– Luego se transforma en Irradiancia capturada.	mV
Piranómetro	Irradiancia	IRR_POA, IRR-TRASERA, IRR-GHI	Irradiancia capturada por cada piranómetro (POA, TRASERA Y GHI)	$W/m^2$
Inversor	Corriente	Cur_StringA_DC, Cur_StringB_DC, Cur_Output_AC	Corriente input del Array A y B recibido por el inversor, así como el Output del inversor a red eléctrica.	mA
	Voltaje	Vol_StringA_DC, Vol_StringB_DC, Vol_Output_AC	Voltaje input del Array A y B recibido por el inversor, así como el Output del inversor a red eléctrica.	V
Espectroradiómetro	Longitud de Onda	LO_Trasera, LO_POA	Longitud de Onda del espectro registrado en POA y Trasera	nm
	Irradiancia	ESP-IRR- TRASERA, ESP-IRR-POA	Irradiancia del espectro registrado en POA y Trasera	$W/m^2nm$

## 11.4 Captura de datos

Existen 4 fuentes de información que almacenan con una frecuencia establecida, todos los valores capturados, estas frecuencias varían según el tipo de fuente, capacidad de lectura y tipo de información capturada. Los valores son almacenados en documentos con el formato CSV y nombre correspondiente a cada día registrado con la terminación de la fuente de información.

Tabla 3. Frecuencia y Número de registros recolectados

<i>Fuente de Información</i>	<i>Frecuencia de captura de datos</i>	<i>Número de registros diarios</i>
<i>GL840-M Data Logger</i>	10 segundos	≈5400
<i>Piranómetro</i>	10 segundos	≈5400
<i>Espectrómetro</i>	60 segundos	≈1228800
<i>Inversor</i>	60 segundos	≈5400



## 11.5 Validación de Información

Los datos se grafican para poder verificar visualmente si existen anomalías con el día para poder considerarlo como “apto” para análisis y catalogarlo según el tipo de clima del día.

En las Fig.15, 16 y 17 mostramos un ejemplo del análisis que se realiza para verificar la información de días correctos, se muestra el ejemplo de algunas variables analizadas.

### Día Nublado:

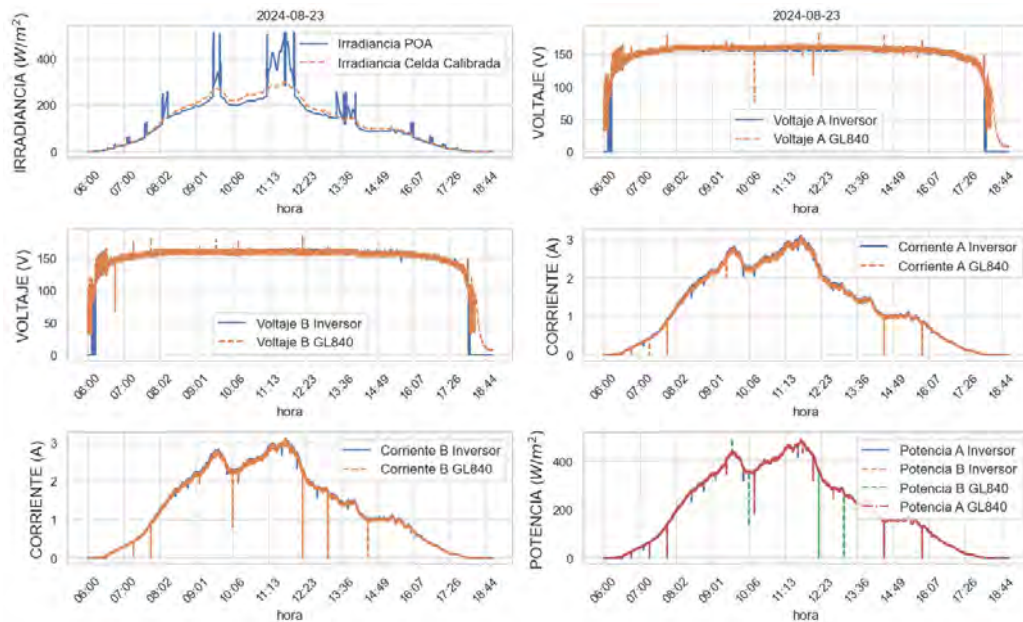


Figura 15. Análisis bivariado de variables en día nublado.

### Día Semi-Nublado:

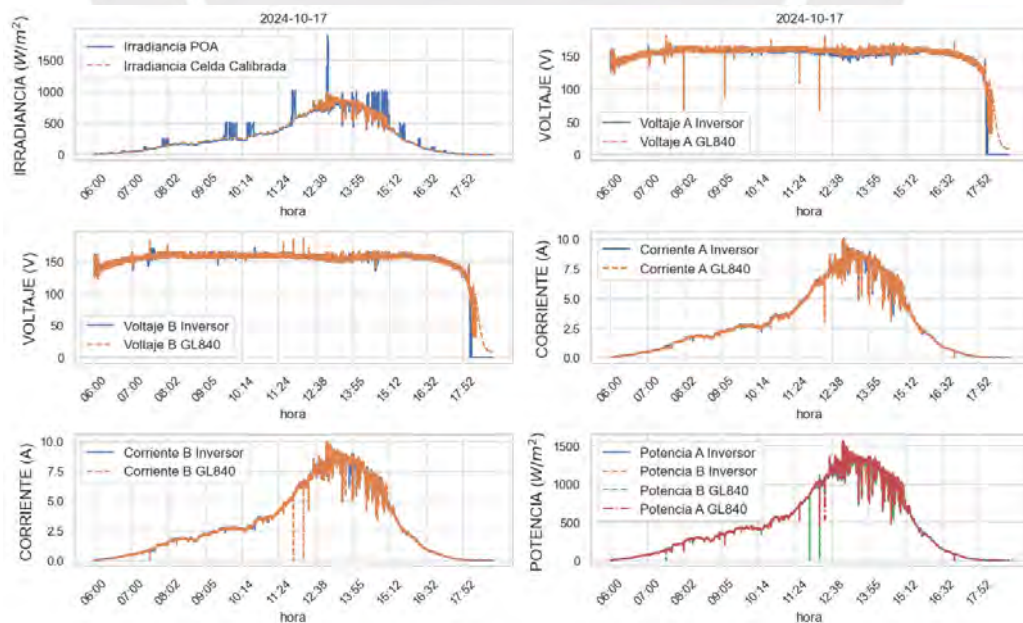


Figura 16. Análisis bivariado de variables en día semi-nublado.

**Día Soleado:**

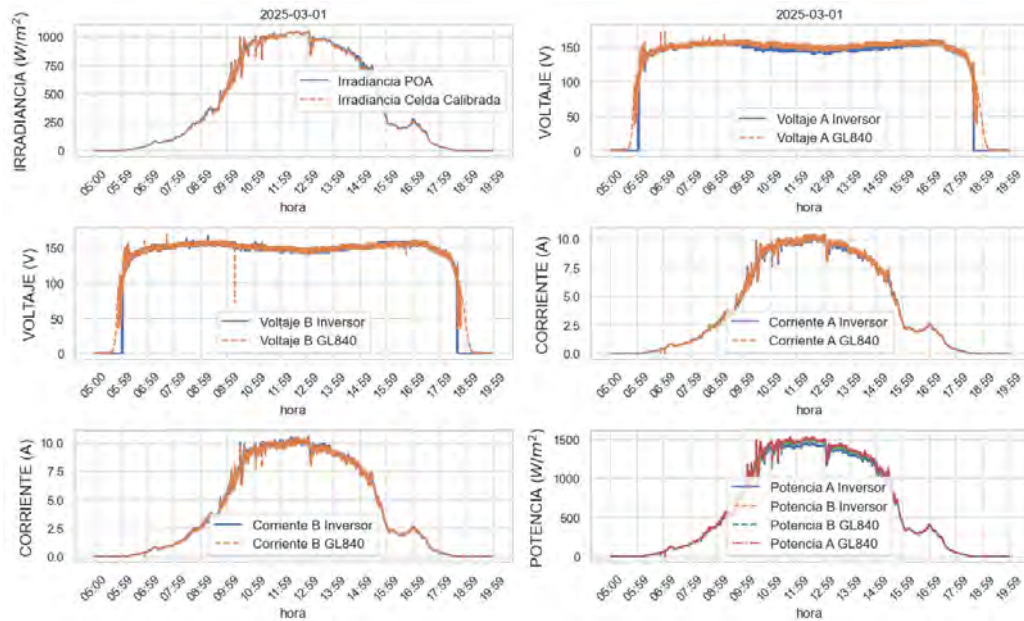


Figura 17. Análisis bivariado de variables en día soleado.

Otra técnica usada para la revisión de días “aptos” fue usar un diagrama de cajas en las irradiancias capturadas para poder diferenciar el comportamiento diario y encontrar días anómalos para una revisión más exhaustiva. Según la Fig. 18, 19 y 20, realizamos el ejemplo para los meses enero, febrero y marzo 2025.

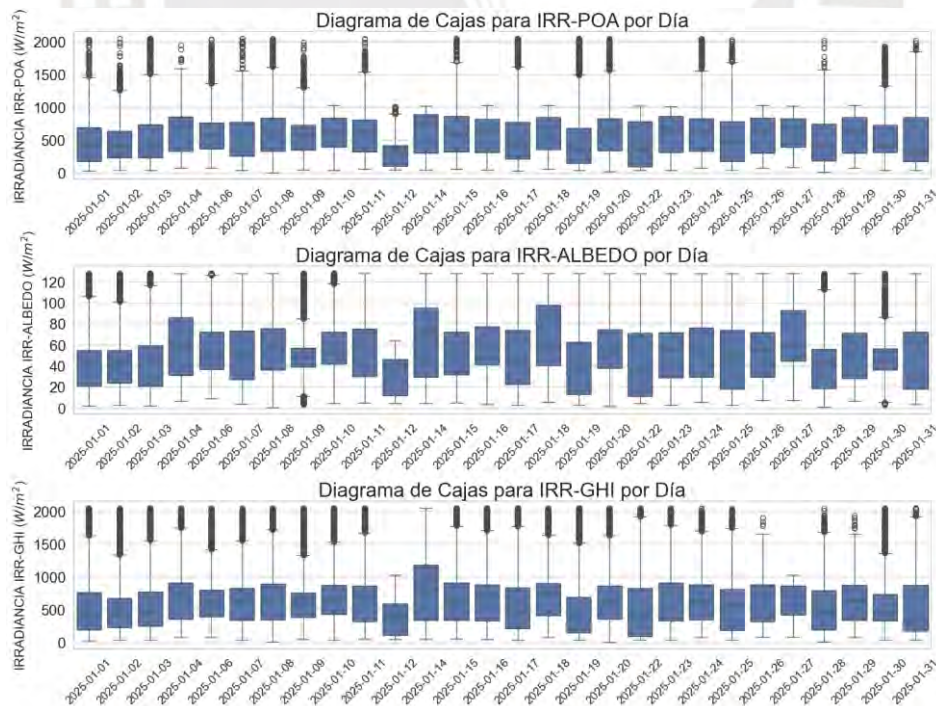


Figura 18. Análisis diario de irradiancia enero 2025.

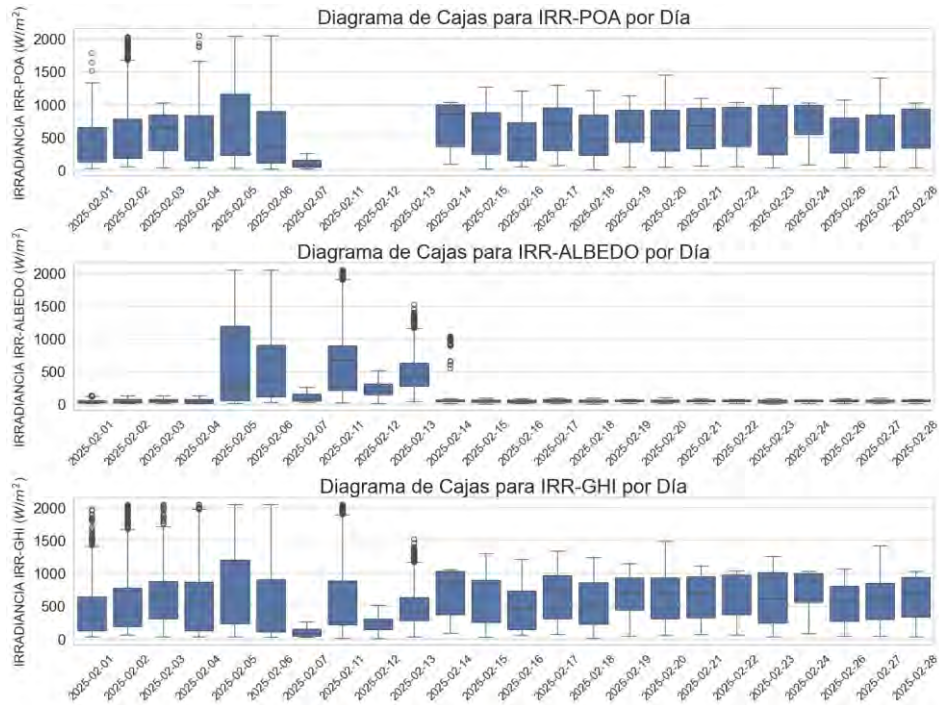


Figura 19. Análisis diario de irradiancia febrero 2025.

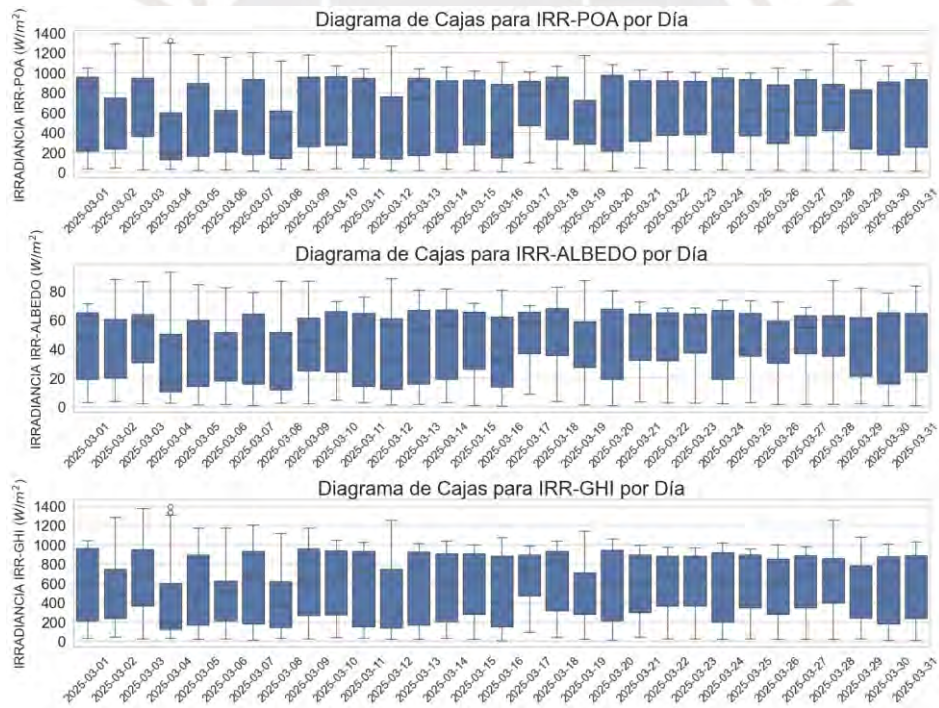


Figura 20. Análisis diario de irradiancia marzo 2025.

## 11.6 Filtrado y confiabilidad de datos

En las imágenes siguientes presentamos un semáforo de confiabilidad de datos analizados durante todo el periodo de análisis, se asume que todos los dispositivos son considerados CLASE A según la norma IEC 61724-1 debido a la alta precisión que se requiere para esta investigación, la definición de la escala de semáforo está explicada en la Tabla 4, es importante indicar que la presente investigación tuvo también un enfoque de calidad de información para futuras investigaciones con el laboratorio de Santa María.

Tabla 4. Semáforo de confiabilidad

TIPO DE DATO	DEFINICIÓN
Información no confiable	Información con errores de lectura y/o errores en interpretación de señal. El error debe ser validado y no posible de utilizar.
Información poco confiable	Información con errores de lectura y/o errores en interpretación de señal. El error debe ser validado y con posibilidad de recuperar la información correcta.
Información confiable	Información sin errores de lectura ni errores de interpretación de señal. Los datos deben ser validados.

Semáforo de confiabilidad de información - Piranómetro

1ra Semana Agosto 2024	1ra Semana Septiembre 2024	1ra Semana Octubre 2024	1ra Semana Noviembre 2024
2da Semana Agosto 2024	2da Semana Septiembre 2024	2da Semana Octubre 2024	2da Semana Noviembre 2024
3ra Semana Agosto 2024	3ra Semana Septiembre 2024	3ra Semana Octubre 2024	3ra Semana Noviembre 2024
4ta Semana Agosto 2024	4ta Semana Septiembre 2024	4ta Semana Octubre 2024	4ta Semana Noviembre 2024
1ra Semana Diciembre 2024	1ra Semana Enero 2025	1ra Semana Febrero 2025	1ra Semana Marzo 2025
2da Semana Diciembre 2024	2da Semana Enero 2025	2da Semana Febrero 2025	2da Semana Marzo 2025
3ra Semana Diciembre 2024	3ra Semana Enero 2025	3ra Semana Febrero 2025	3ra Semana Marzo 2025
4ta Semana Diciembre 2024	4ta Semana Enero 2025	4ta Semana Febrero 2025	4ta Semana Marzo 2025
1ra Semana Abril 2025	1ra Semana Mayo 2025	1ra Semana Junio 2025	1ra Semana Julio 2025
2da Semana Abril 2025	2da Semana Mayo 2025	2da Semana Junio 2025	2da Semana Julio 2025
3ra Semana Abril 2025	3ra Semana Mayo 2025	3ra Semana Junio 2025	3ra Semana Julio 2025
4ta Semana Abril 2025	4ta Semana Mayo 2025	4ta Semana Junio 2025	4ta Semana Julio 2025
1ra Semana Agosto 2025	1ra Semana Septiembre 2025		
2da Semana Agosto 2025	2da Semana Septiembre 2025		
3ra Semana Agosto 2025	3ra Semana Septiembre 2025		
4ta Semana Agosto 2025	4ta Semana Septiembre 2025		

● Información no confiable

● Información poco confiable (Días en específico)

● Información confiable

Figura 21. Semáforo de confiabilidad de información en Piranómetros

### Semáforo de confiabilidad de información - Paneles Tapados

1ra Semana Agosto 2024	1ra Semana Septiembre 2024	1ra Semana Octubre 2024	1ra Semana Noviembre 2024
2da Semana Agosto 2024	2da Semana Septiembre 2024	2da Semana Octubre 2024	2da Semana Noviembre 2024
3ra Semana Agosto 2024	3ra Semana Septiembre 2024	3ra Semana Octubre 2024	3ra Semana Noviembre 2024
4ta Semana Agosto 2024	4ta Semana Septiembre 2024	4ta Semana Octubre 2024	4ta Semana Noviembre 2024
1ra Semana Diciembre 2024	1ra Semana Enero 2025	1ra Semana Febrero 2025	1ra Semana Marzo 2025
2da Semana Diciembre 2024	2da Semana Enero 2025	2da Semana Febrero 2025	2da Semana Marzo 2025
3ra Semana Diciembre 2024	3ra Semana Enero 2025	3ra Semana Febrero 2025	3ra Semana Marzo 2025
4ta Semana Diciembre 2024	4ta Semana Enero 2025	4ta Semana Febrero 2025	4ta Semana Marzo 2025
1ra Semana Abril 2025	1ra Semana Mayo 2025	1ra Semana Junio 2025	1ra Semana Julio 2025
2da Semana Abril 2025	2da Semana Mayo 2025	2da Semana Junio 2025	2da Semana Julio 2025
3ra Semana Abril 2025	3ra Semana Mayo 2025	3ra Semana Junio 2025	3ra Semana Julio 2025
4ta Semana Abril 2025	4ta Semana Mayo 2025	4ta Semana Junio 2025	4ta Semana Julio 2025
1ra Semana Agosto 2025	1ra Semana Septiembre 2025	<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: red;">●</span> Información no confiable</li> <li><span style="color: yellow;">●</span> Información poco confiable (Días en específico)</li> <li><span style="color: green;">●</span> Información confiable</li> </ul>	
2da Semana Agosto 2025	2da Semana Septiembre 2025		
3ra Semana Agosto 2025	3ra Semana Septiembre 2025		
4ta Semana Agosto 2025	4ta Semana Septiembre 2025		

Figura 22. Semáforo de confiabilidad de información en Paneles Tapados

### Semáforo de confiabilidad de información - Celdas Calibradas

1ra Semana Agosto 2024	1ra Semana Septiembre 2024	1ra Semana Octubre 2024	1ra Semana Noviembre 2024
2da Semana Agosto 2024	2da Semana Septiembre 2024	2da Semana Octubre 2024	2da Semana Noviembre 2024
3ra Semana Agosto 2024	3ra Semana Septiembre 2024	3ra Semana Octubre 2024	3ra Semana Noviembre 2024
4ta Semana Agosto 2024	4ta Semana Septiembre 2024	4ta Semana Octubre 2024	4ta Semana Noviembre 2024
1ra Semana Diciembre 2024	1ra Semana Enero 2025	1ra Semana Febrero 2025	1ra Semana Marzo 2025
2da Semana Diciembre 2024	2da Semana Enero 2025	2da Semana Febrero 2025	2da Semana Marzo 2025
3ra Semana Diciembre 2024	3ra Semana Enero 2025	3ra Semana Febrero 2025	3ra Semana Marzo 2025
4ta Semana Diciembre 2024	4ta Semana Enero 2025	4ta Semana Febrero 2025	4ta Semana Marzo 2025
1ra Semana Abril 2025	1ra Semana Mayo 2025	1ra Semana Junio 2025	1ra Semana Julio 2025
2da Semana Abril 2025	2da Semana Mayo 2025	2da Semana Junio 2025	2da Semana Julio 2025
3ra Semana Abril 2025	3ra Semana Mayo 2025	3ra Semana Junio 2025	3ra Semana Julio 2025
4ta Semana Abril 2025	4ta Semana Mayo 2025	4ta Semana Junio 2025	4ta Semana Julio 2025
1ra Semana Agosto 2025	1ra Semana Septiembre 2025	<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: red;">●</span> Información no confiable</li> <li><span style="color: yellow;">●</span> Información poco confiable (Días en específico)</li> <li><span style="color: green;">●</span> Información confiable</li> </ul>	
2da Semana Agosto 2025	2da Semana Septiembre 2025		
3ra Semana Agosto 2025	3ra Semana Septiembre 2025		
4ta Semana Agosto 2025	4ta Semana Septiembre 2025		

Figura 23. Semáforo de confiabilidad de información en Celdas Calibradas Traseras

### Semáforo de confiabilidad de información - Celdas Calibradas Frontal

1ra Semana Agosto 2024	1ra Semana Septiembre 2024	1ra Semana Octubre 2024	1ra Semana Noviembre 2024
2da Semana Agosto 2024	2da Semana Septiembre 2024	2da Semana Octubre 2024	2da Semana Noviembre 2024
3ra Semana Agosto 2024	3ra Semana Septiembre 2024	3ra Semana Octubre 2024	3ra Semana Noviembre 2024
4ta Semana Agosto 2024	4ta Semana Septiembre 2024	4ta Semana Octubre 2024	4ta Semana Noviembre 2024
1ra Semana Diciembre 2024	1ra Semana Enero 2025	1ra Semana Febrero 2025	1ra Semana Marzo 2025
2da Semana Diciembre 2024	2da Semana Enero 2025	2da Semana Febrero 2025	2da Semana Marzo 2025
3ra Semana Diciembre 2024	3ra Semana Enero 2025	3ra Semana Febrero 2025	3ra Semana Marzo 2025
4ta Semana Diciembre 2024	4ta Semana Enero 2025	4ta Semana Febrero 2025	4ta Semana Marzo 2025
1ra Semana Abril 2025	1ra Semana Mayo 2025	1ra Semana Junio 2025	1ra Semana Julio 2025
2da Semana Abril 2025	2da Semana Mayo 2025	2da Semana Junio 2025	2da Semana Julio 2025
3ra Semana Abril 2025	3ra Semana Mayo 2025	3ra Semana Junio 2025	3ra Semana Julio 2025
4ta Semana Abril 2025	4ta Semana Mayo 2025	4ta Semana Junio 2025	4ta Semana Julio 2025
1ra Semana Agosto 2025	1ra Semana Septiembre 2025		
2da Semana Agosto 2025	2da Semana Septiembre 2025		
3ra Semana Agosto 2025	3ra Semana Septiembre 2025		
4ta Semana Agosto 2025	4ta Semana Septiembre 2025		

Figura 24. Semáforo de confiabilidad de información en Celda Calibrada Frontal

### Semáforo de confiabilidad de información - Temperatura

1ra Semana Agosto 2024	1ra Semana Septiembre 2024	1ra Semana Octubre 2024	1ra Semana Noviembre 2024
2da Semana Agosto 2024	2da Semana Septiembre 2024	2da Semana Octubre 2024	2da Semana Noviembre 2024
3ra Semana Agosto 2024	3ra Semana Septiembre 2024	3ra Semana Octubre 2024	3ra Semana Noviembre 2024
4ta Semana Agosto 2024	4ta Semana Septiembre 2024	4ta Semana Octubre 2024	4ta Semana Noviembre 2024
1ra Semana Diciembre 2024	1ra Semana Enero 2025	1ra Semana Febrero 2025	1ra Semana Marzo 2025
2da Semana Diciembre 2024	2da Semana Enero 2025	2da Semana Febrero 2025	2da Semana Marzo 2025
3ra Semana Diciembre 2024	3ra Semana Enero 2025	3ra Semana Febrero 2025	3ra Semana Marzo 2025
4ta Semana Diciembre 2024	4ta Semana Enero 2025	4ta Semana Febrero 2025	4ta Semana Marzo 2025
1ra Semana Abril 2025	1ra Semana Mayo 2025	1ra Semana Junio 2025	1ra Semana Julio 2025
2da Semana Abril 2025	2da Semana Mayo 2025	2da Semana Junio 2025	2da Semana Julio 2025
3ra Semana Abril 2025	3ra Semana Mayo 2025	3ra Semana Junio 2025	3ra Semana Julio 2025
4ta Semana Abril 2025	4ta Semana Mayo 2025	4ta Semana Junio 2025	4ta Semana Julio 2025
1ra Semana Agosto 2025	1ra Semana Septiembre 2025		
2da Semana Agosto 2025	2da Semana Septiembre 2025		
3ra Semana Agosto 2025	3ra Semana Septiembre 2025		
4ta Semana Agosto 2025	4ta Semana Septiembre 2025		

Figura 25. Semáforo de confiabilidad de información en Temperatura

## Semáforo de confiabilidad de información - Voltaje y Corriente Inversor

1ra Semana Agosto 2024	1ra Semana Septiembre 2024	1ra Semana Octubre 2024	1ra Semana Noviembre 2024
2da Semana Agosto 2024	2da Semana Septiembre 2024	2da Semana Octubre 2024	2da Semana Noviembre 2024
3ra Semana Agosto 2024	3ra Semana Septiembre 2024	3ra Semana Octubre 2024	3ra Semana Noviembre 2024
4ta Semana Agosto 2024	4ta Semana Septiembre 2024	4ta Semana Octubre 2024	4ta Semana Noviembre 2024
1ra Semana Diciembre 2024	1ra Semana Enero 2025	1ra Semana Febrero 2025	1ra Semana Marzo 2025
2da Semana Diciembre 2024	2da Semana Enero 2025	2da Semana Febrero 2025	2da Semana Marzo 2025
3ra Semana Diciembre 2024	3ra Semana Enero 2025	3ra Semana Febrero 2025	3ra Semana Marzo 2025
4ta Semana Diciembre 2024	4ta Semana Enero 2025	4ta Semana Febrero 2025	4ta Semana Marzo 2025
1ra Semana Abril 2025	1ra Semana Mayo 2025	1ra Semana Junio 2025	1ra Semana Julio 2025
2da Semana Abril 2025	2da Semana Mayo 2025	2da Semana Junio 2025	2da Semana Julio 2025
3ra Semana Abril 2025	3ra Semana Mayo 2025	3ra Semana Junio 2025	3ra Semana Julio 2025
4ta Semana Abril 2025	4ta Semana Mayo 2025	4ta Semana Junio 2025	4ta Semana Julio 2025
1ra Semana Agosto 2025	1ra Semana Septiembre 2025	<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: red;">●</span> Información no confiable</li> <li><span style="color: yellow;">●</span> Información poco confiable (Días en específico)</li> <li><span style="color: green;">●</span> Información confiable</li> </ul>	
2da Semana Agosto 2025	2da Semana Septiembre 2025		
3ra Semana Agosto 2025	3ra Semana Septiembre 2025		
4ta Semana Agosto 2025	4ta Semana Septiembre 2025		

Figura 26. Semáforo de confiabilidad de información en Inversor

## Semáforo de confiabilidad de información - Voltaje y Corriente GLM840

1ra Semana Agosto 2024	1ra Semana Septiembre 2024	1ra Semana Octubre 2024	1ra Semana Noviembre 2024
2da Semana Agosto 2024	2da Semana Septiembre 2024	2da Semana Octubre 2024	2da Semana Noviembre 2024
3ra Semana Agosto 2024	3ra Semana Septiembre 2024	3ra Semana Octubre 2024	3ra Semana Noviembre 2024
4ta Semana Agosto 2024	4ta Semana Septiembre 2024	4ta Semana Octubre 2024	4ta Semana Noviembre 2024
1ra Semana Diciembre 2024	1ra Semana Enero 2025	1ra Semana Febrero 2025	1ra Semana Marzo 2025
2da Semana Diciembre 2024	2da Semana Enero 2025	2da Semana Febrero 2025	2da Semana Marzo 2025
3ra Semana Diciembre 2024	3ra Semana Enero 2025	3ra Semana Febrero 2025	3ra Semana Marzo 2025
4ta Semana Diciembre 2024	4ta Semana Enero 2025	4ta Semana Febrero 2025	4ta Semana Marzo 2025
1ra Semana Abril 2025	1ra Semana Mayo 2025	1ra Semana Junio 2025	1ra Semana Julio 2025
2da Semana Abril 2025	2da Semana Mayo 2025	2da Semana Junio 2025	2da Semana Julio 2025
3ra Semana Abril 2025	3ra Semana Mayo 2025	3ra Semana Junio 2025	3ra Semana Julio 2025
4ta Semana Abril 2025	4ta Semana Mayo 2025	4ta Semana Junio 2025	4ta Semana Julio 2025
1ra Semana Agosto 2025	1ra Semana Septiembre 2025	<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: red;">●</span> Información no confiable</li> <li><span style="color: yellow;">●</span> Información poco confiable (Días en específico)</li> <li><span style="color: green;">●</span> Información confiable</li> </ul>	
2da Semana Agosto 2025	2da Semana Septiembre 2025		
3ra Semana Agosto 2025	3ra Semana Septiembre 2025		
4ta Semana Agosto 2025	4ta Semana Septiembre 2025		

Figura 27. Semáforo de confiabilidad de información en Voltaje y Corriente del GLM840

## 11.7 Software usado

Para la presente investigación se utilizaron los siguientes softwares para el procesamiento de datos e integración:

- Microsoft Excel
- Python
- Software del GL840

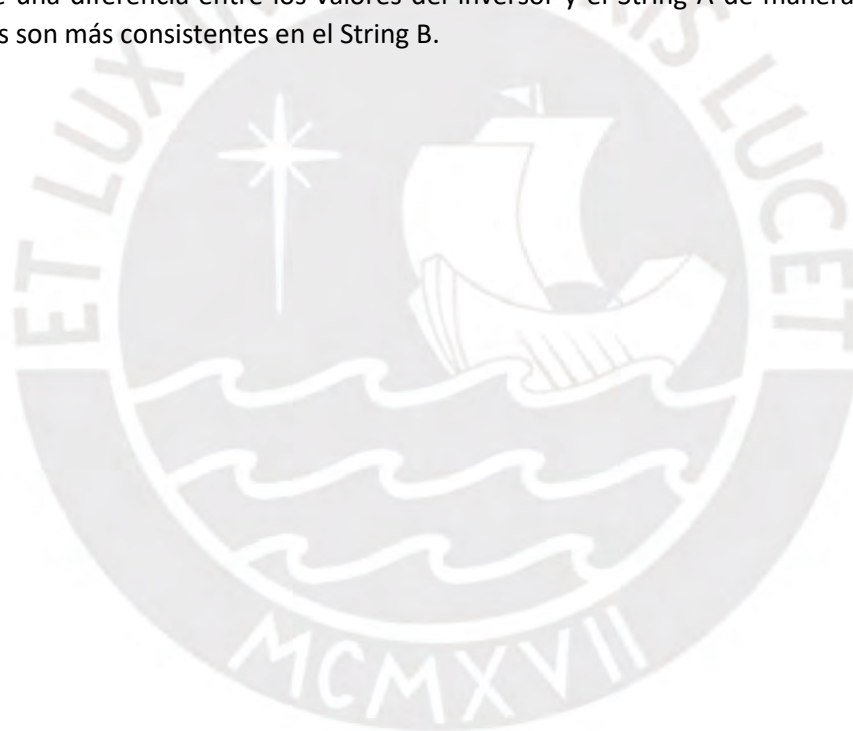


## CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

### 12. Análisis de información “atípica”

#### 12.1 Diferencias entre Potencia del Inversor y Potencia recopilada del GL840

Durante la validación de datos se revisaron diferencias entre la información de Corriente y Voltaje registradas por el GL840 – Data Logger y los datos input del Inversor, se hizo la validación durante diferentes días constatar que sea un error constante que requiere revisión. En la Fig. 28 podemos ver los datos de Corriente en diferentes días, se ve una diferencia entre los valores del inversor y el String A de manera constante, los datos son más consistentes en el String B. En la Fig. 30 podemos ver los datos de Voltaje en diferentes días, se ve una diferencia entre los valores del inversor y el String A de manera constante, los datos son más consistentes en el String B.



## Análisis de Corriente

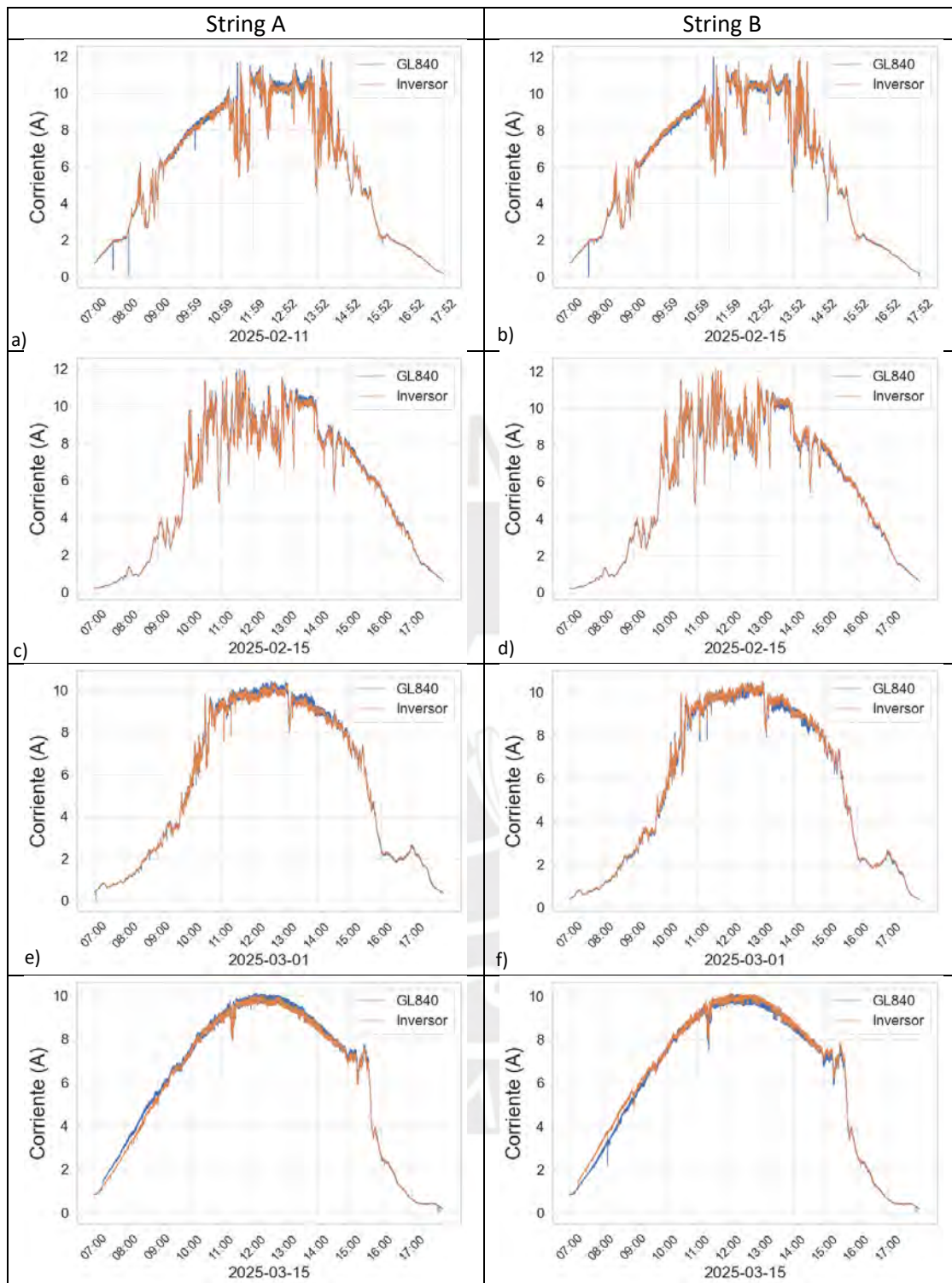


Figura 28. Análisis de corriente a) Corriente String A vs Inversor A 2025-02-11, b) Corriente String B vs Inversor B 2025-02-11, c) Corriente String A vs Inversor A 2025-02-15, d) Corriente String B vs Inversor B 2025-02-15, e) Corriente String A vs Inversor A 2025-03-01, f) Corriente String B vs Inversor B 2025-03-01, g) Corriente String A vs Inversor A 2025-03-15, h) Corriente String B vs Inversor B 2025-03-15.

En la Fig.29 se realizó una comparación porcentual para identificar el grado de error y tener futuras referencias luego de la corrección, se aplicó una media móvil con una ventana de 15 periodos para solucionar el problema de ruido o efecto “dientes de sierra”.

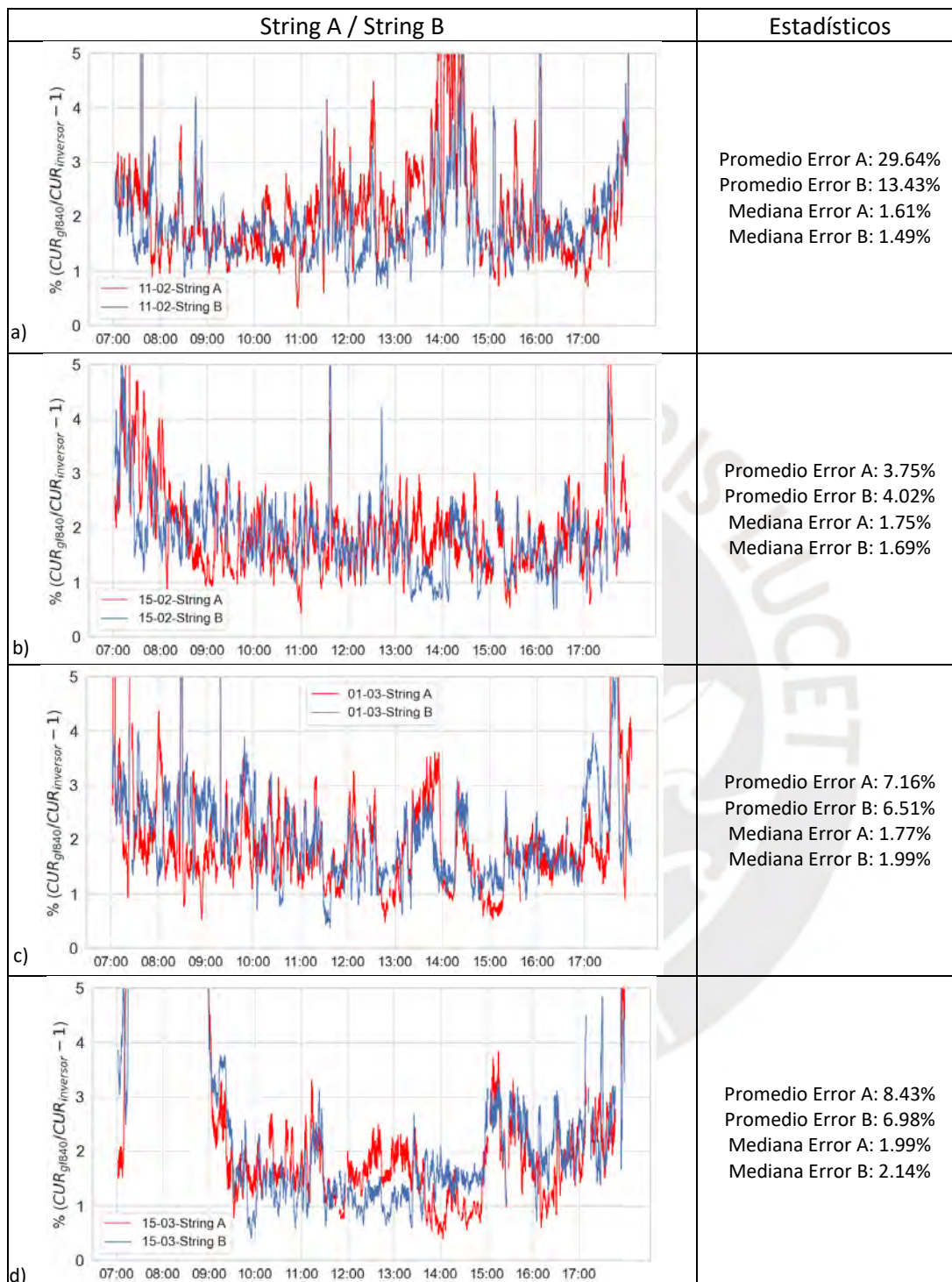


Figura 29. Diferencias de corriente entre Data Logger e Inversor. a) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-02-11, b) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-02-15, c) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-03-01, d) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-03-15

## Análisis de Voltaje

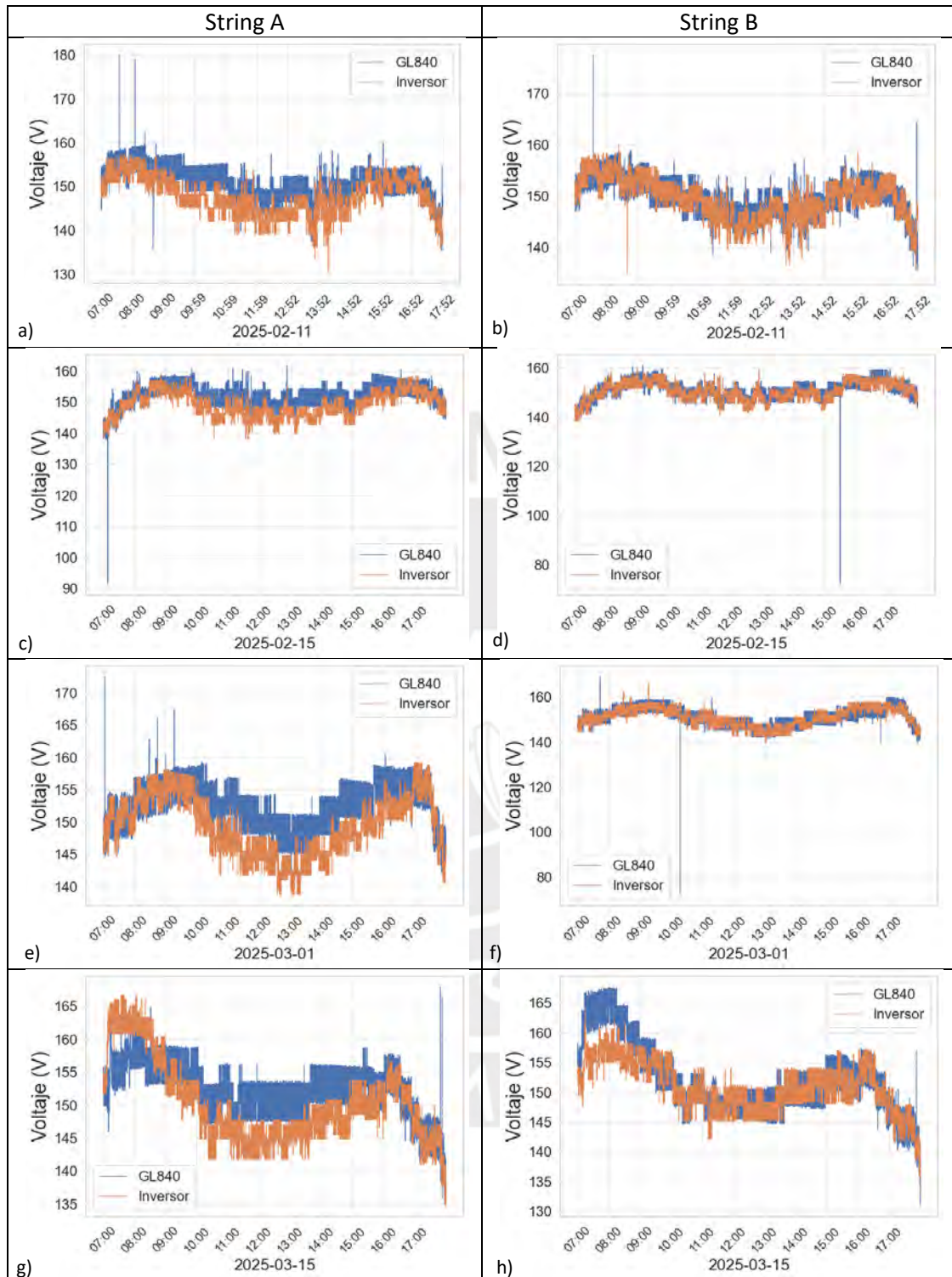


Figura 30. Análisis de voltaje. a) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-02-11, b) Voltaje String B vs Inversor B 2025-02-11, c) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-02-15, d) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-02-15, e) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-03-01, f) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-03-01, g) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-03-15, h) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-03-15.

En la Fig.31 se realizó una comparación porcentual para identificar el grado de error y tener futuras referencias luego de la corrección, se aplicó una media móvil con una ventana de 15 periodos para solucionar el problema de ruido o efecto “dientes de sierra”.

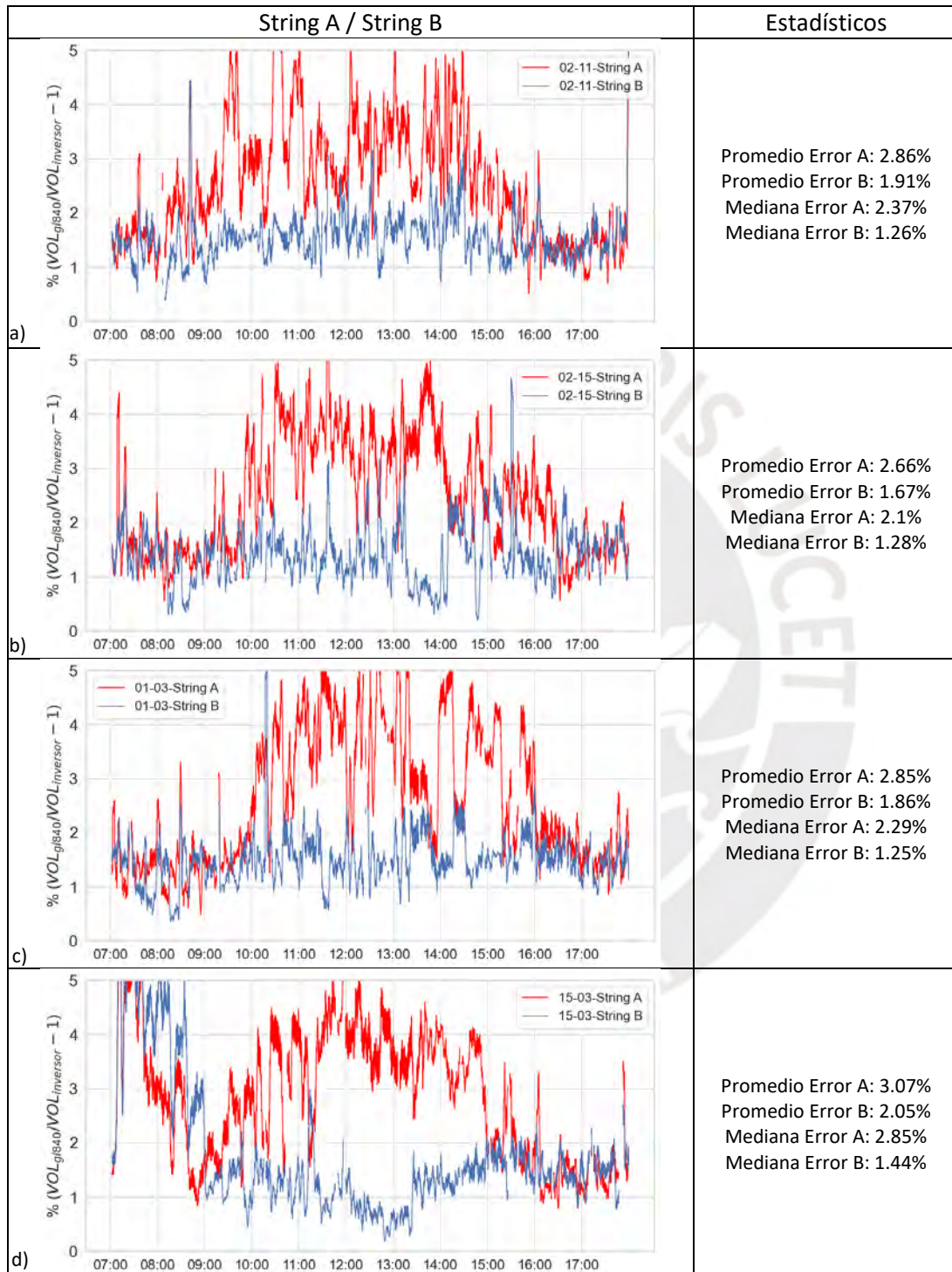
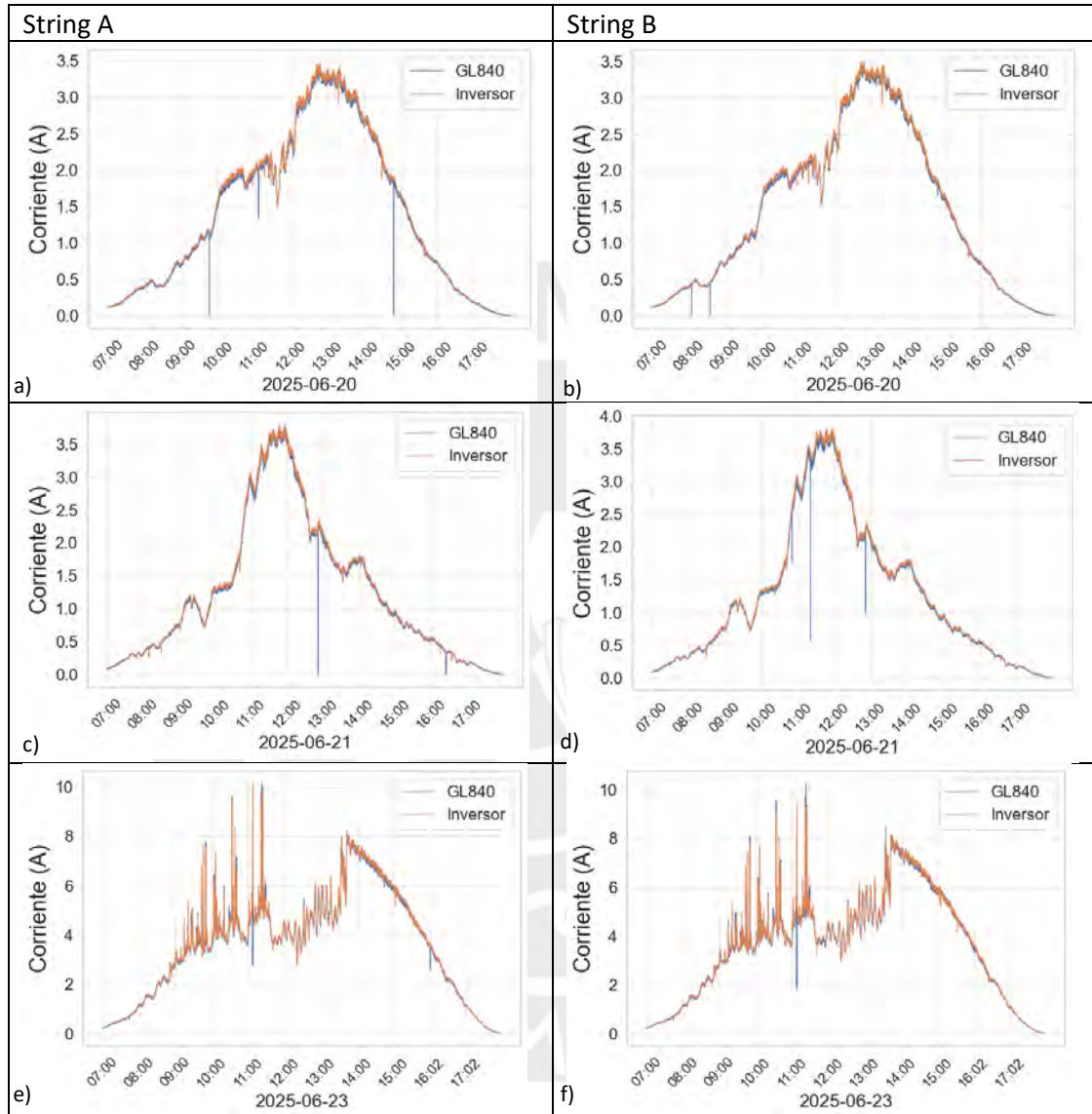


Figura 31. Diferencias de voltaje entre Data Logger e Inversor. a) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-02-11, b) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-02-15, c) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-03-01, d) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inversor String A y String B 2025-03-15

Al ver que los datos nos indicaban una diferencia notoria sobre variables que deberían tener valores casi idénticos, se procedió a verificar si las conexiones en el laboratorio estaban correctamente realizadas, se procedió a ajustar los conectores para evitar un aumento de resistencia eléctrica por mala conexión, las correcciones nos dieron los siguientes resultados.

#### Análisis de Corriente



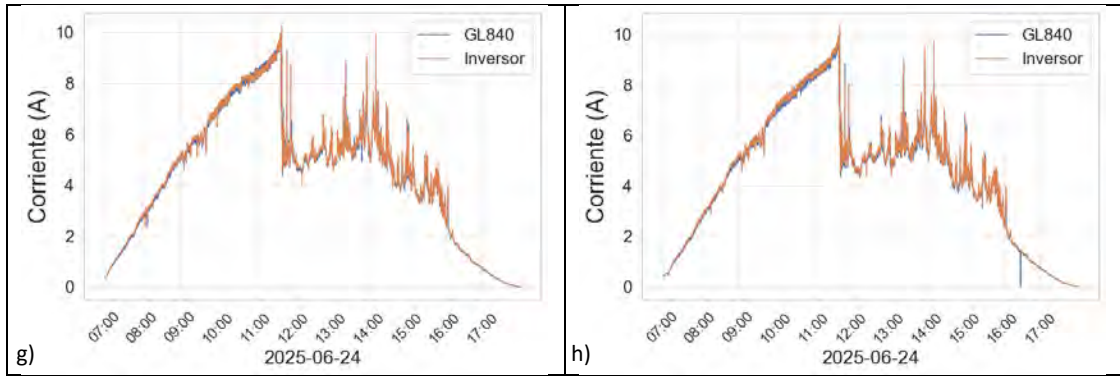


Figura 32. Análisis de corriente luego de corrección. a) Corriente String A vs Inversor A 2025-06-20, b) Corriente String B vs Inversor B 2025-06-20, c) Corriente String A vs Inversor A 2025-06-21, d) Corriente String B vs Inversor B 2025-06-21, e) Corriente String A vs Inversor A 2025-06-23, f) Corriente String B vs Inversor B 2025-06-23, g) Corriente String A vs Inversor A 2025-06-24, h) Corriente String B vs Inversor B 2025-06-24

Verificamos en la Fig.33 el porcentaje de error de las variables luego de la corrección para identificar la mejora que ya se evidencia en las gráficas previamente presentada.

String A / String B	Estadísticos
<p>a)</p>	<p>Promedio Error A: 2.78%                      Promedio Error B: 2.55%                      Mediana Error A: 1.91%                      Mediana Error B: 1.60%</p>
<p>b)</p>	<p>Promedio Error A: 16.52%                      Promedio Error B: 4.29%                      Mediana Error A: 2.51%                      Mediana Error B: 2.24%</p>
<p>c)</p>	<p>Promedio Error A: 2.39%                      Promedio Error B: 2.43%                      Mediana Error A: 1.41%                      Mediana Error B: 1.30%</p>

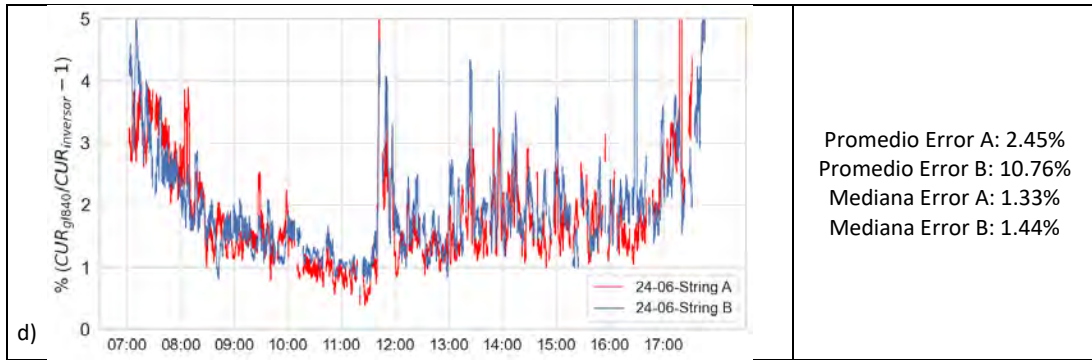
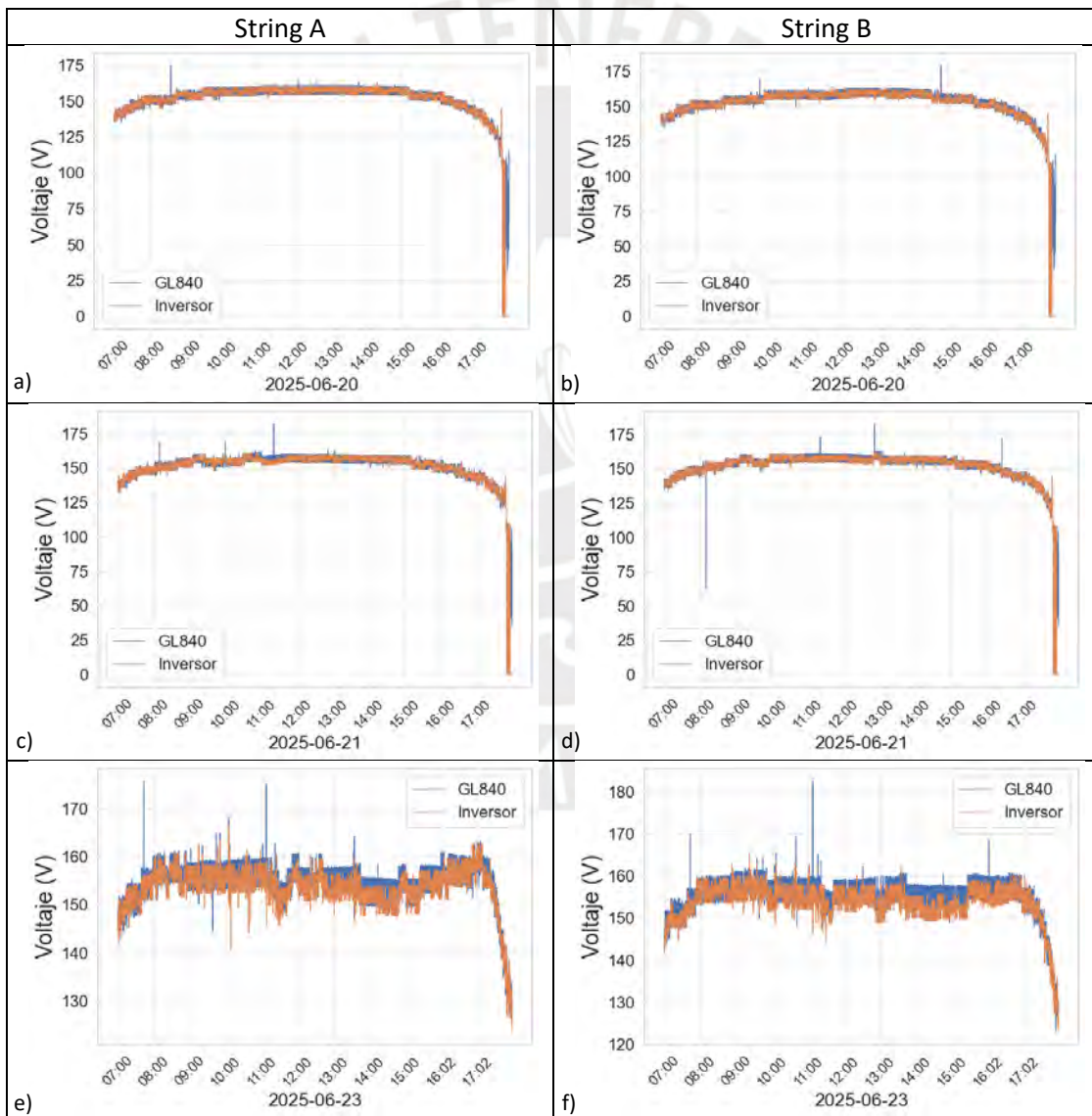


Figura 33. Diferencias de corriente entre Data Logger e Inversor luego de corrección. a) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-06-20, b) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-06-21, c) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-06-23, d) Ratio de diferencia de corrientes respecto a inversor String A y String B 2025-06-24

Análisis de Voltaje



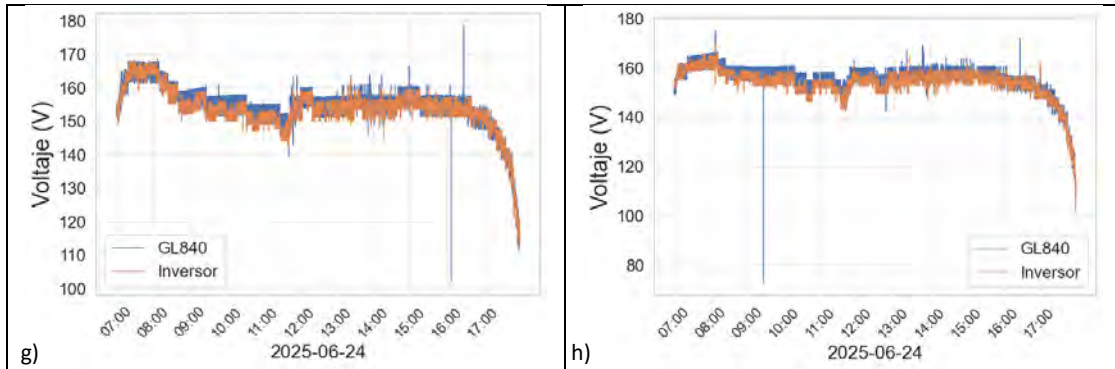
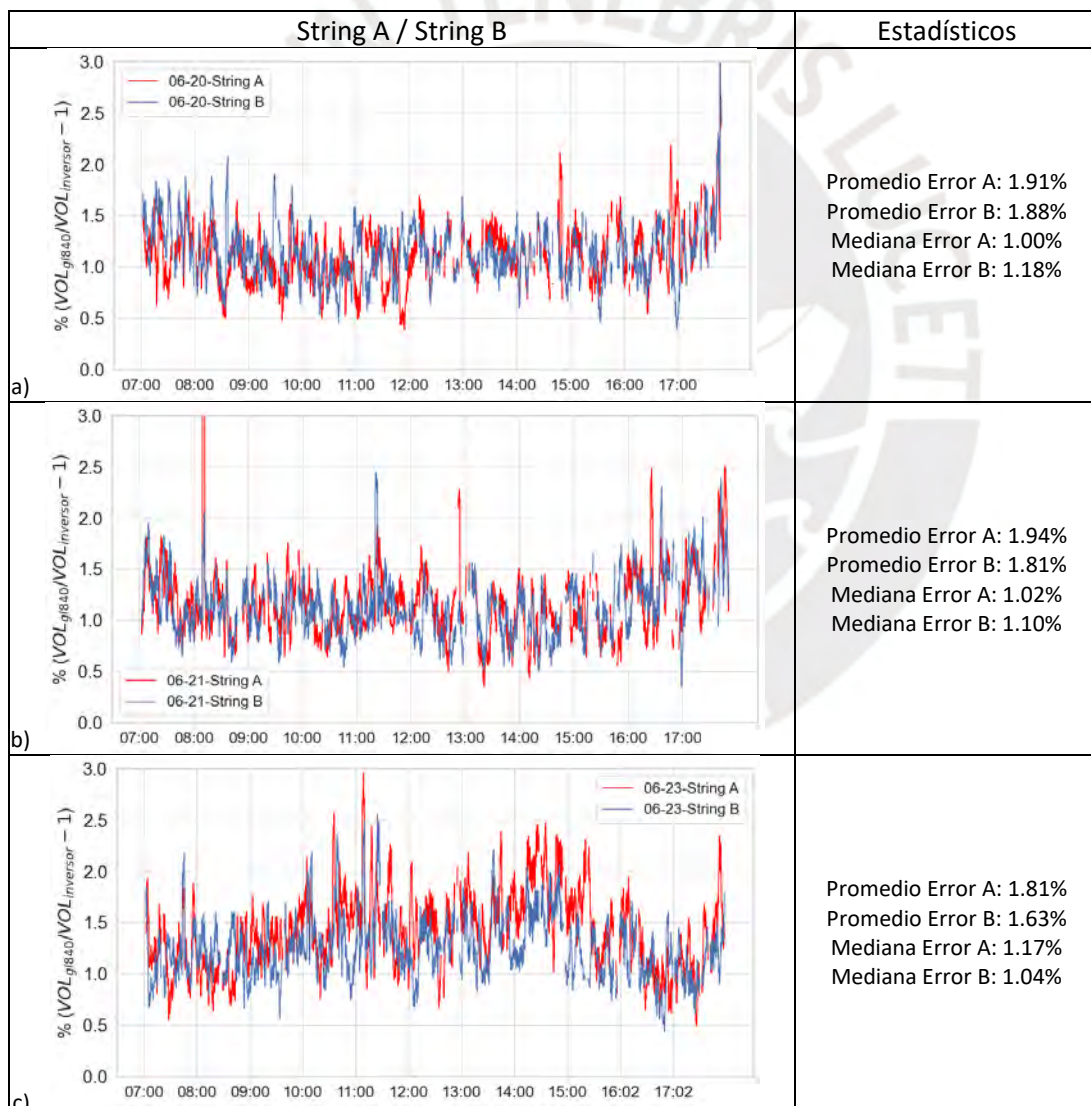


Figura 34. Análisis de corriente luego de corrección. a) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-06-20, b) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-06-20, c) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-06-21, d) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-06-21, e) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-06-23, f) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-06-23, g) Voltaje total String A vs Inversor A 2025-06-24, h) Voltaje total String B vs Inversor B 2025-06-24

Verificamos en la Fig.35 el porcentaje de error de las variables luego de la corrección para identificar la mejora que ya se evidencia en las gráficas previamente presentada.



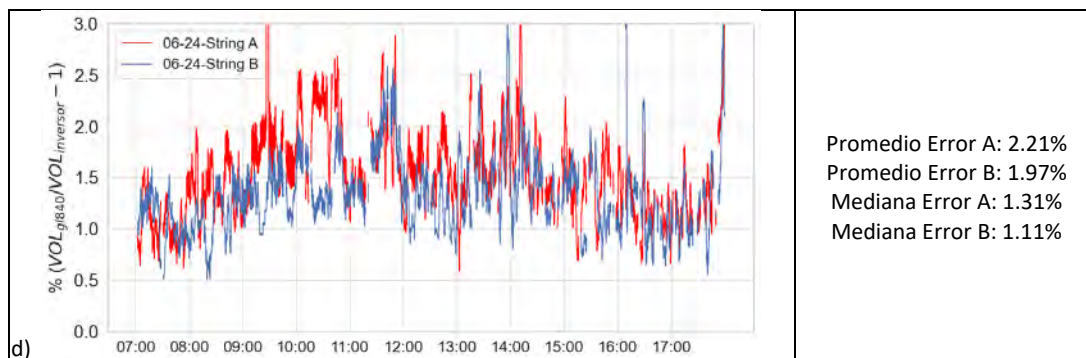


Figura 35. Diferencias de voltaje entre Data Logger e Inversor luego de corrección. a) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inductor String A y String B 2025-06-20, b) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inductor String A y String B 2025-06-21, c) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inductor String A y String B 2025-06-23, d) Ratio de diferencia de voltaje total respecto a inductor String A y String B 2025-06-24

En la Tabla 5 se muestran las mejoras respecto a los estadísticos analizados

Tabla 5. Resultados de corrección en Voltaje y Corriente por mala conexión

		Periodo	Promedio de valores analizados	Mediana de valores analizados	Mejora Promedio	Mejora Mediana
Corriente	String A	Pre - corrección	12.25%	1.78%	51%	-1%
		Post- corrección	6.03%	1.79%		
	String B	Pre - corrección	7.74%	1.83%	35%	10%
		Post - corrección	5.01%	1.65%		
Voltaje	String A	Pre - corrección	2.86%	2.40%	31%	53%
		Post - corrección	1.97%	1.13%		
	String B	Pre - corrección	1.87%	1.31%	3%	15%
		Post - corrección	1.82%	1.11%		

Se evidencia una mejora completa en los String A y B respecto a las diferencias encontradas entre el Inversor y los datos del GL840 – Data Logger.

Las diferencias observadas entre los valores medidos por el data logger y el inversor, una vez aplicados los filtros correspondientes, se atribuyen principalmente a la diferencia en los puntos eléctricos de medición. El data logger realiza la medición directa del generador fotovoltaico mediante una resistencia shunt, mientras que el inversor efectúa la medición internamente después de elementos como fusibles, filtros de entrada y circuitos de acondicionamiento, lo que introduce caídas adicionales de tensión y procesos de filtrado de señal. Adicionalmente, estas discrepancias se encuentran influenciadas por la incertidumbre inherente a cada equipo de medición. El error resultante se mantiene dentro de los rangos de tolerancia especificados por los fabricantes, por lo que no compromete la validez de los resultados obtenidos.

## 12.2 Diferencias de lectura para Piranómetro

El piranómetro nos brinda la medición realizada por un output con el formato **float32 (Formato de punto flotante de precisión simple)**, según indica en el manual (*EKO INSTRUMENTS CO.LTD, 2023*) con la estructura indica en la Fig.36.

A4-5. Data format

Table A4-4. Data format to use.

Format	Abstract
U16	Unsigned 16bit Integer
S16	Signed 16bit Integer
U32	Unsigned 32bit Integer
S32	Signed 32bit Integer
F32	IEEE754 32bit floating point format
Str	ASCII characters string

Figura 36. Formato de datos que envía el Piranómetro MS-80M-L . Fuente Manual de equipo

Al iniciar la Etapa I de la investigación, donde se necesitaba recolectar las fuentes de información de todos los sensores integrados en el Sistema Fotovoltaico, no se tuvo en consideración el uso de librerías ya creadas en Python que nos permitía poder leer estos datos rápidamente, lo que se hizo fue crear un código de programación propio siguiendo la normativa 754-2019 (IEEE Computer Society & Microprocessor Standards Committee, 2019), ocurrió un error en el orden de los bits recibidos generando un problema de lectura de los datos en ciertos puntos del día generando Artefactos que nos daban una mala lectura e interpretación de los datos, como se puede ver en la Fig. 37, hacemos un comparativo entre los valores registrados por el Piranómetro POA, Piranómetro GHI y la celda calibrada que mide la Irradiancia POA para poder evidenciar los efectos del error explicado, errores que no se presentan en la celda calibrada ya que el output de datos tiene otro formato.

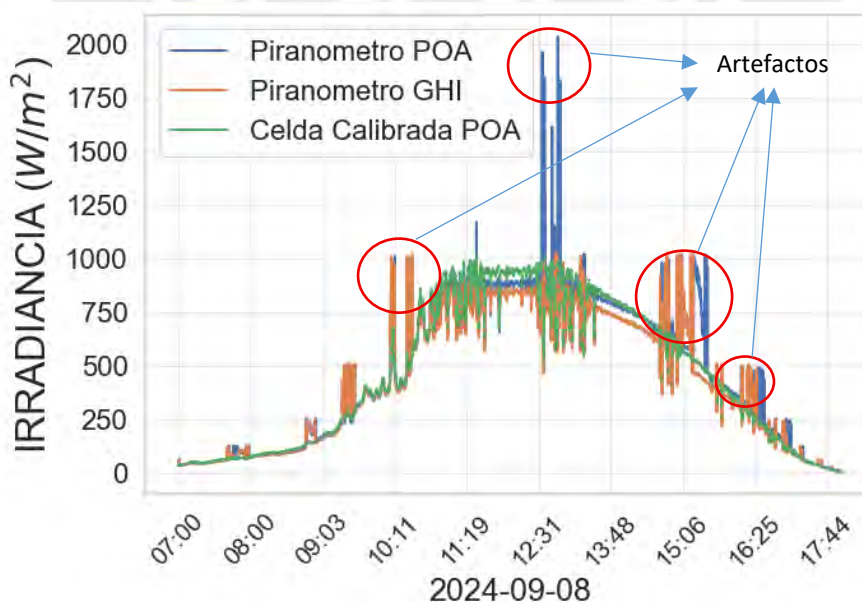


Figura 37 Irradiancia Frontal del día 08/09/2024

La corrección se dio por el uso de la librería en Python llamada Struct, gracias a esta librería ya no tenemos Artefactos en los datos, hasta el término de esta investigación se está trabajando en una manera de corregir los datos anteriores para poder recuperarlos y tener una fuente de información libre de errores en los Piranómetros. En la Fig. 38 podemos ver diferentes días de información sin la presencia de Artefactos.

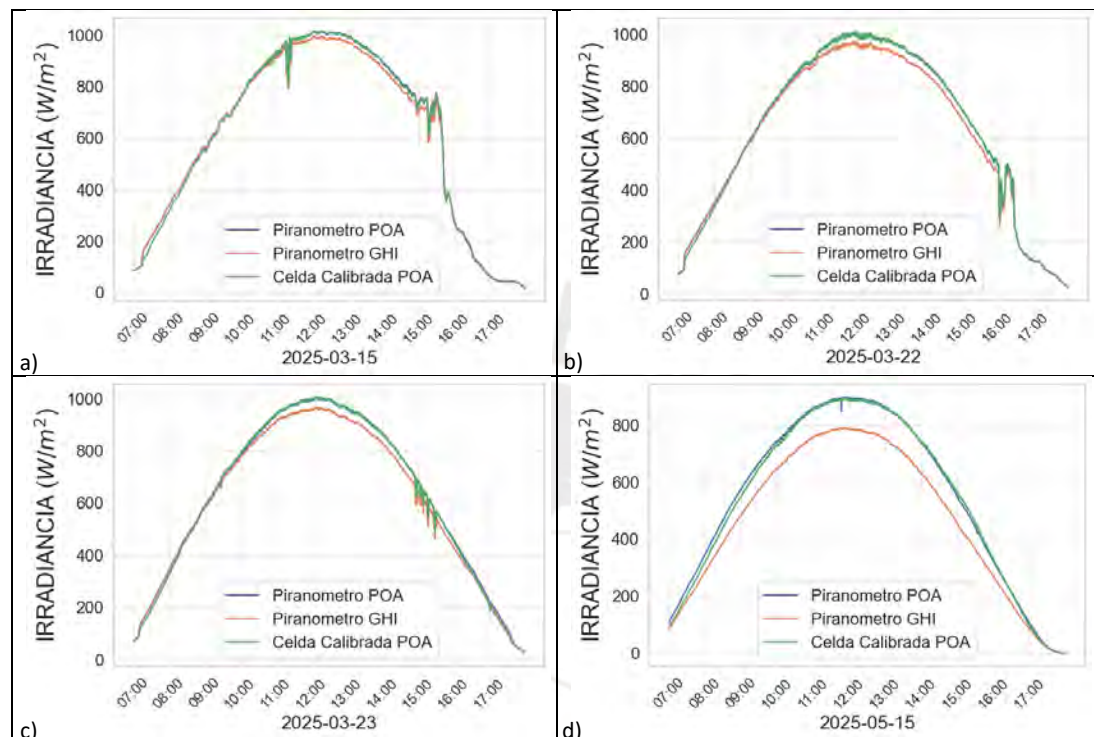


Figura 38 Irradiancia frontal posterior a la corrección de artefactos en datos del Piranómetro. a) Irradiancias de piranómetro POA, GHI y celda calibrada 2025-03-15, b) Irradiancias de piranómetro POA, GHI y celda calibrada 2025-03-22, c) Irradiancias de piranómetro POA, GHI y celda calibrada 2025-03-23, d) Irradiancias de piranómetro POA, GHI y celda calibrada 2025-05-15

### 12.3 Efecto de no linealidad en irradiancias bajas

Para el uso de las Celdas Calibradas y los bPV tapados como sensores de irradiancia trasera conectados a una resistencia Shunt, se usó un método de calibración outdoor indicado en la (ISO 9847:1992, 1992) que nos permitió medir el voltaje generado por estos equipos y calibrarlo según el valor de 3 Piranómetros ubicados en un mismo arreglo. Según la Fig.39 se ubicaron los paneles, piranómetros y celdas calibradas para el experimento.

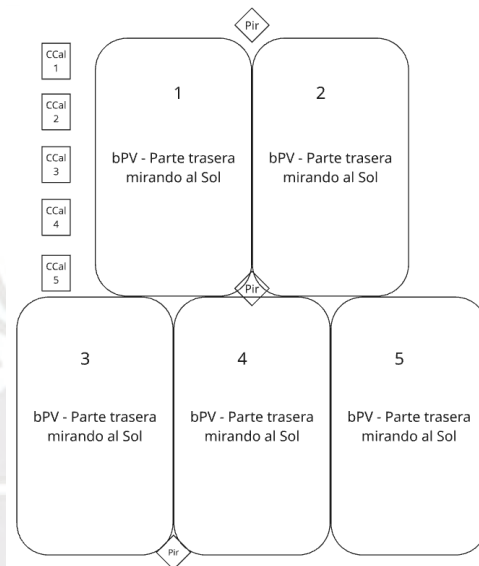


Figura 39. Esquema de calibración.

La metodología de calibración realizada el 14 de marzo del 2024 fue la siguiente:

- i. Los paneles fueron instalados con la parte trasera apuntando al sol en un ángulo de elevación de  $15^\circ$  durante 2 días (14 y 15 de marzo 2024), se realizaron mediciones desde las 9 hasta las 23 horas el primer día y desde las 11 hasta las 15 horas el segundo día.
- ii. Durante estos días se midió la irradiancia capturada por cada Piranómetro, el voltaje de cada Celda Calibrada y el voltaje de la resistencia Shunt conectada a los bPV tapados por cada minuto en las horas indicadas.
- iii. Los valores de voltaje capturado son comparados con el promedio de la irradiancia capturada por los piranómetros.

Se conoce que la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) tiene un comportamiento aproximadamente lineal con la irradiancia ( $G$ ) según la ecuación (1) donde  $I_{sc}(G, T)$  es la corriente de cortocircuito,  $I_{sc, stc}$  es la corriente de cortocircuito en STC,  $G$  es la irradiancia capturada,  $G_{stc}$  es la irradiancia en STC,  $\alpha_I$  es el coeficiente de temperatura en  $I_{sc}(G, T)$ ,  $T$  es la temperatura del Panel y  $T_{stc}$  la temperatura en STC.

$$I_{sc}(G, T) \approx I_{sc, stc} * \frac{G}{G_{stc}} * [1 + \alpha_I * (T - T_{stc})] \quad (1)$$

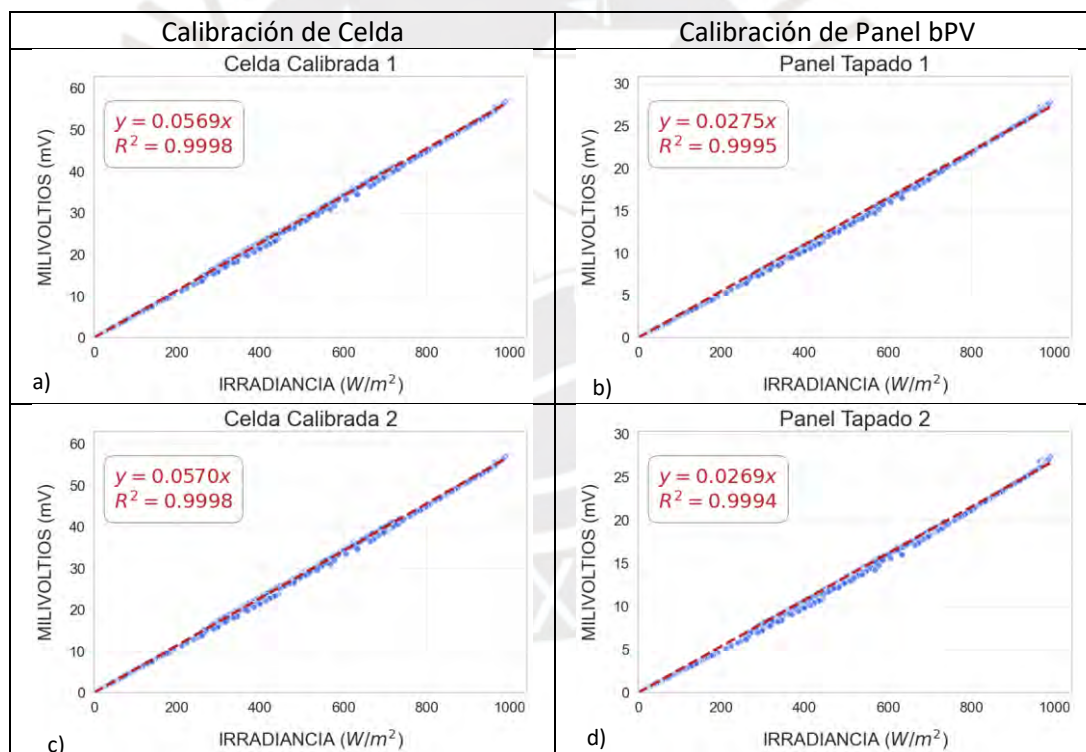
También conocemos que el voltaje de circuito abierto no presenta un comportamiento lineal con la irradiancia, sino logarítmico decreciente, sube rápido en irradiancias bajas y luego se aplana, según la ecuación (2) donde  $V_{OC}$  es el Voltaje de circuito abierto,  $n$  es el valor de idealidad,  $k$  es la constante de Boltzmann,  $T$  es la temperatura del panel,  $I_{SC}$  la corriente de cortocircuito en STC y  $I_0$  la corriente de saturación inversa.

$$V_{OC} \approx nkT * \ln \left( \frac{I_{SC}}{I_0} + 1 \right) \quad (2)$$

Cuando se utiliza una resistencia Shunt, no se mide una  $V_{OC}$  ya que se cumple la Ley de Ohm ( $V = I * R$ ), en este caso la corriente es aproximadamente lineal con la irradiancia y el voltaje de resistencia Shunt también será lineal con la irradiancia siempre y cuando se cumplan los siguientes requisitos:

- La resistencia se mantenga estable y sin calentamiento
- La tensión generada no esté cerca de  $V_{OC}$
- Se opere dentro de la región de cortocircuito

Los conceptos desarrollados anteriormente proporcionan el fundamento teórico que justifica el uso de una resistencia shunt como método para convertir un panel fotovoltaico en un sensor de irradiancia.



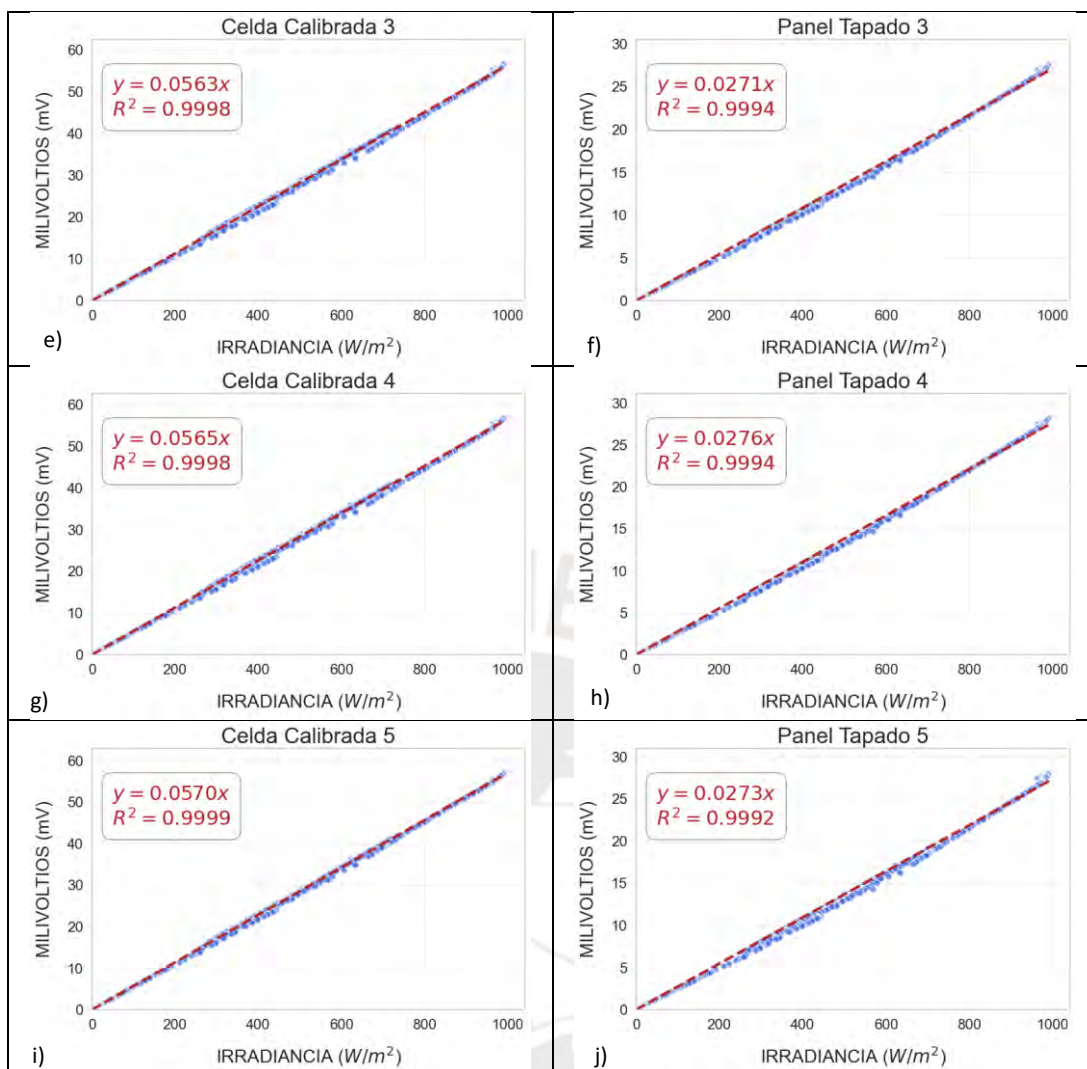


Figura 40. Calibración inicial de celdas y paneles. a) Calibración inicial celda calibrada 1, b) Calibración inicial panel tapado 1, c) Calibración inicial celda calibrada 2, d) Calibración inicial panel tapado 2, e) Calibración inicial celda calibrada 3, f) Calibración inicial panel tapado 3, g) Calibración inicial celda calibrada 4, h) Calibración inicial panel tapado 4, i) Calibración inicial celda calibrada 5, j) Calibración inicial panel tapado 5

Según las imágenes en la Fig.40 las Celdas y Paneles fueron calibrados en altas irradiancias, esta metodología es la común para cualquier tipo de sistema similar al nuestro.

En la Fig.41 se muestran los valores de irradiancia capturados por estos paneles en distintos días con diferentes climas, se nota una gran diferencia respecto al valor del Piranómetro, debido a esto se revisaron los valores de calibración iniciales para verificar el ajuste de la calibración en bajas irradiancias. Calculamos el MAPE, siguiendo la Ecuación (3)

$$MAPE = 100 \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{G_{avg,bPV} - G_{Pir}}{G_{avg,bPV}} \right| \quad (3)$$

Donde  $n$  corresponde al número total de mediciones de irradiancia registradas diariamente por cada Panel,  $G_{avg,bPV}$  representa la irradiancia promedio diaria obtenida de los cinco bPV tapados, y  $G_{Pir}$  es el valor de irradiancia registrado por el piranómetro.

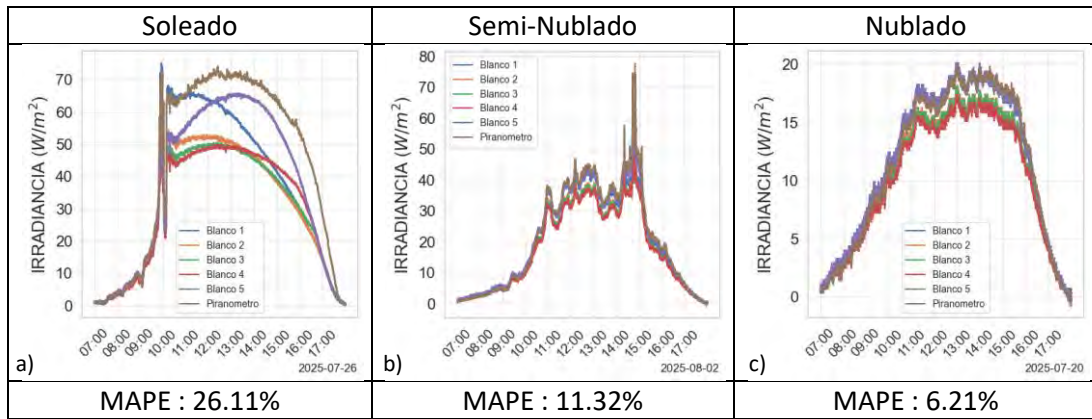
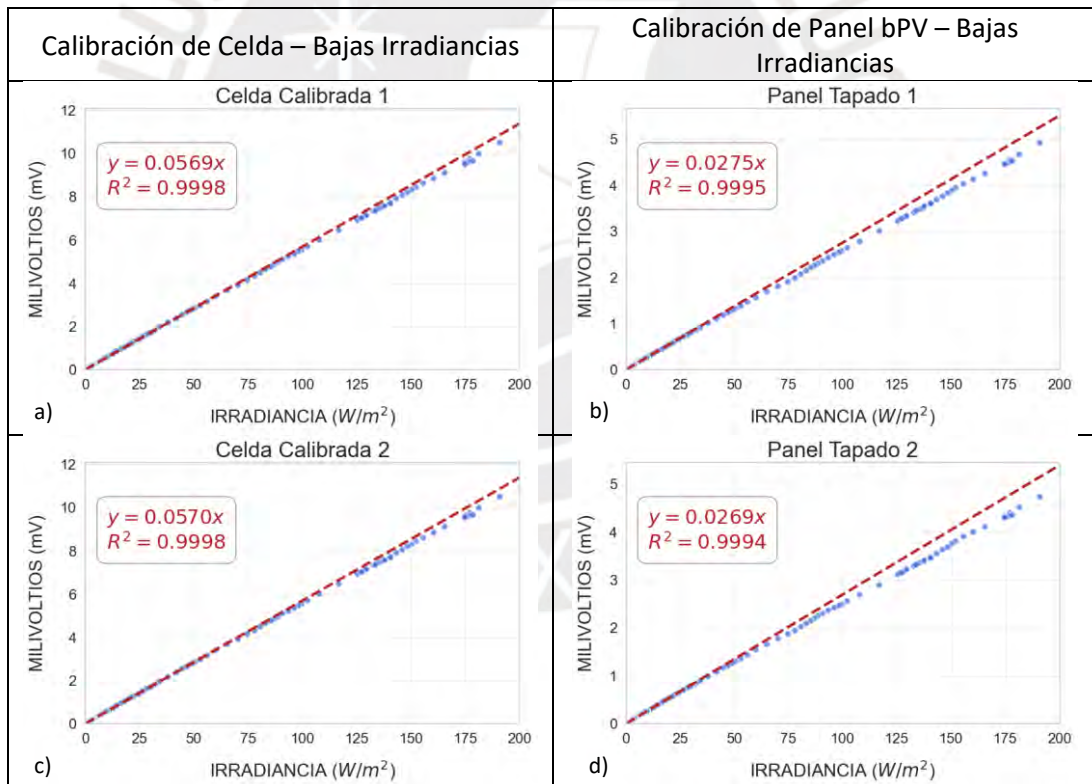


Figura 41. Irradiancia posterior por panel y piranómetro. a) Irradiancia trasera en paneles tapados 2025-07-26, b) Irradiancia trasera en paneles tapados 2025-08-02, c) Irradiancia trasera en paneles tapados 2025-07-20

En la Fig. 42 mostramos la calibración inicial de las Celdas y Paneles a bajas irradiancias para poder identificar la diferencia de ajuste en este rango. Claramente se nota una diferencia entre los valores capturados y el ajuste inicial realizado a altas irradiancias, esto indica que se deberá realizar un nuevo ajuste exclusivamente a estos valores registrados para poder tener valores reales en la investigación.



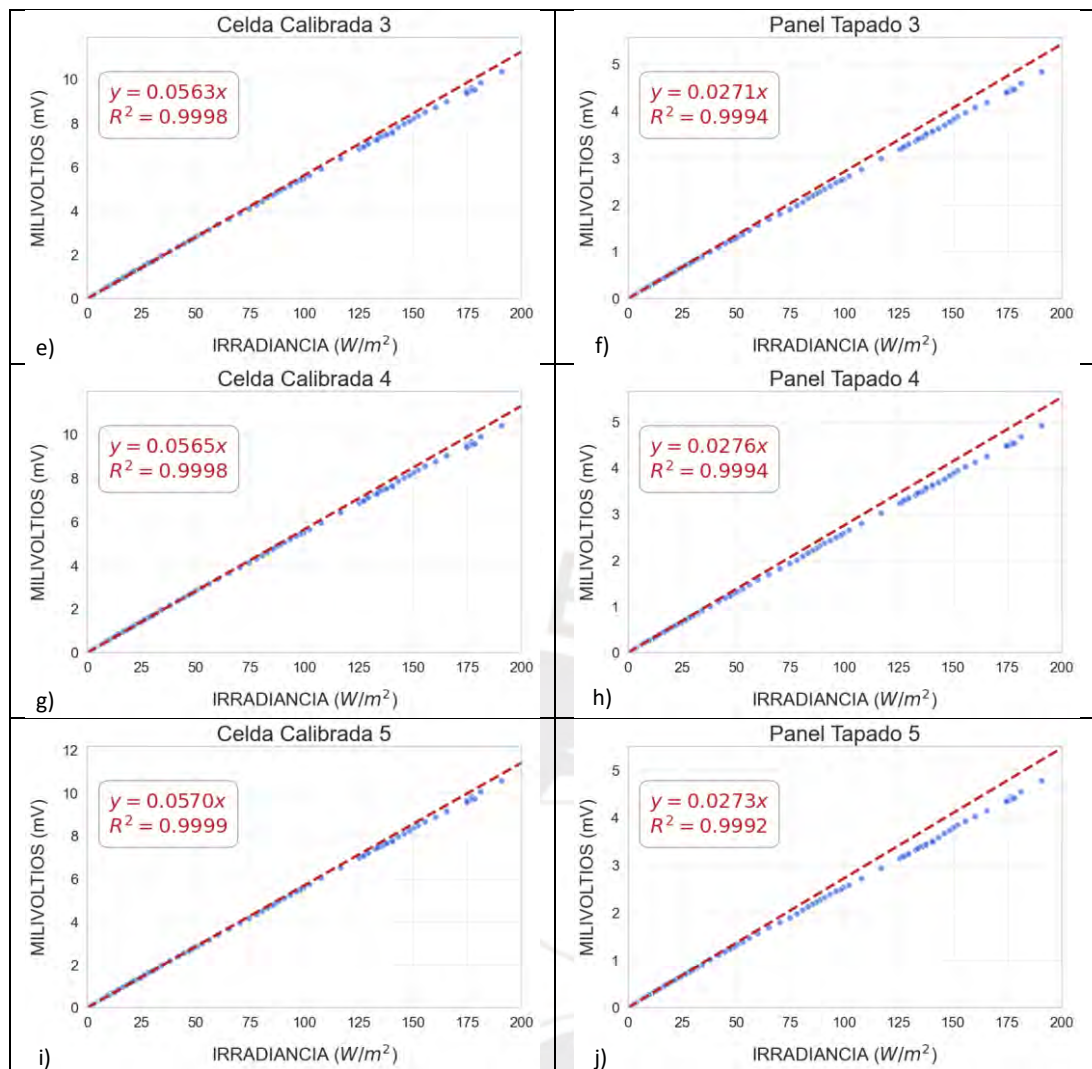
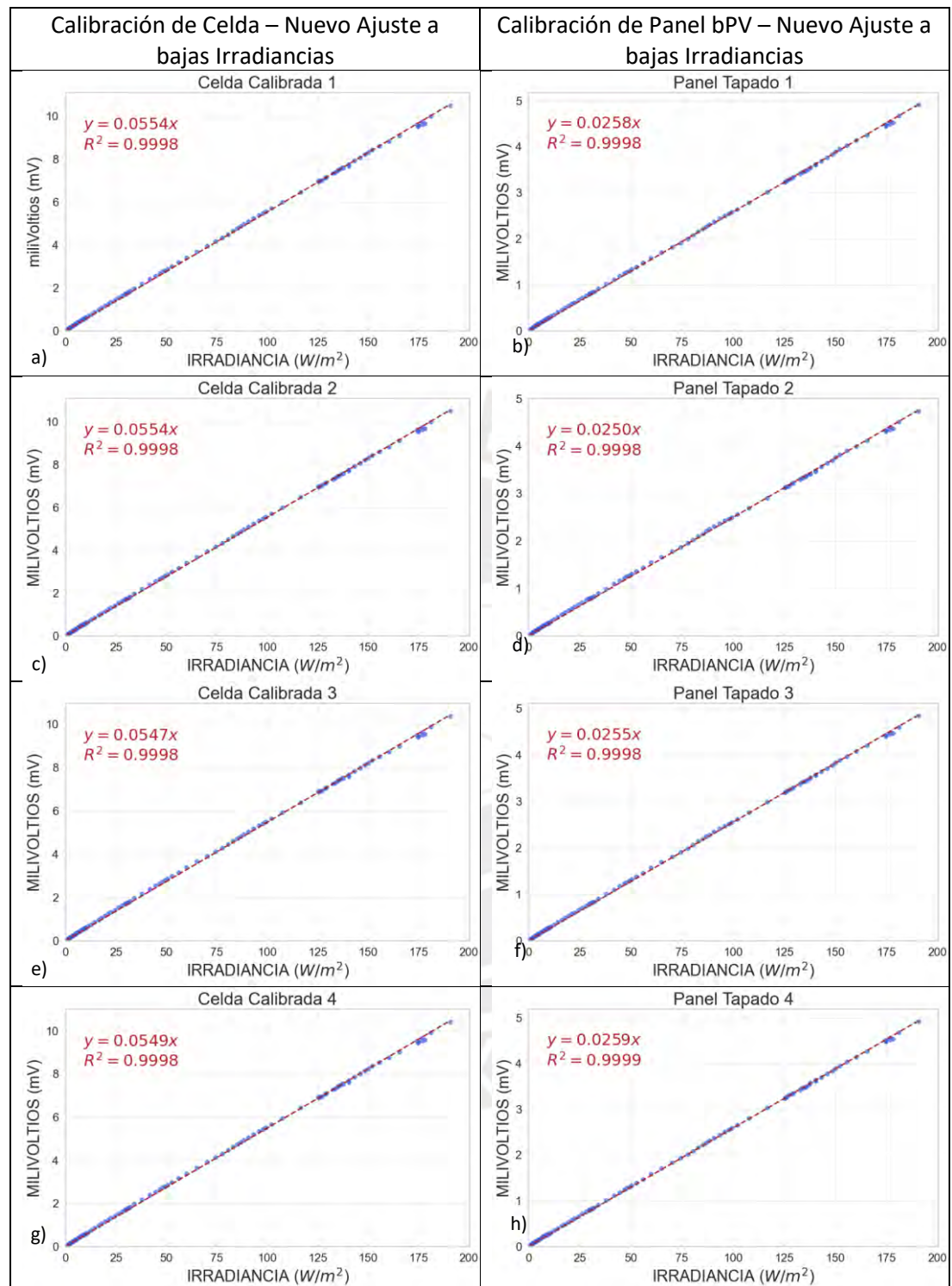


Figura 42. Calibración inicial de celdas y paneles acotado a menos de 200 W/m<sup>2</sup>. a) Calibración inicial celda calibrada 1 baja irradiancia, b) Calibración inicial panel tapado 1 baja irradiancia, c) Calibración inicial celda calibrada 2 baja irradiancia, d) Calibración inicial panel tapado 2 baja irradiancia, e) Calibración inicial celda calibrada 3 baja irradiancia, f) Calibración inicial panel tapado 3 baja irradiancia, g) Calibración inicial celda calibrada 4 baja irradiancia, h) Calibración inicial panel tapado 4 baja irradiancia, i) Calibración inicial celda calibrada 5 baja irradiancia, j) Calibración inicial panel tapado 5 baja irradiancia

MCMXVII

Para esta nueva calibración se eligió de los valores iniciales, únicamente a los datos de irradiancia menor a 200 W/m<sup>2</sup> y se procedió con el nuevo ajuste.



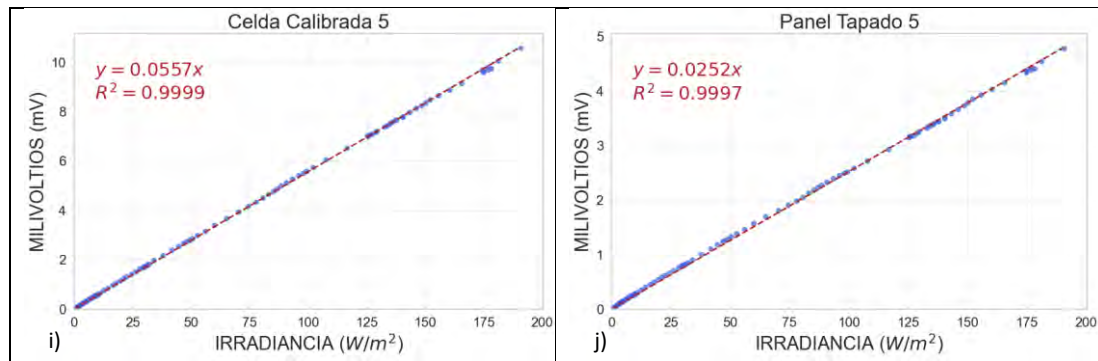


Figura 43. Recalibración de celdas y paneles a menos de 200 W/m<sup>2</sup>. a) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 1, b) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 1, c) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 2, d) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 2, e) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 3, f) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 3, g) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 4, h) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 4, i) Recalibración a bajas irradiancias celda calibrada 5, j) Recalibración a bajas irradiancias panel tapado 5

Una vez realizada la calibración de cada Celda Calibrada y bPV tapado, volvemos a calcular los valores de Irradiancia medidos los mismos días y constatar si los resultados están más cercanos a los valores del Piranómetro.

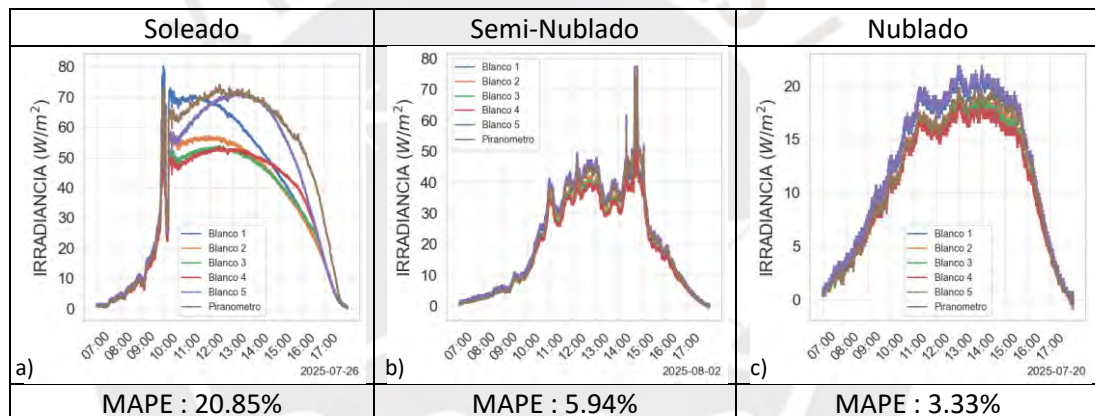


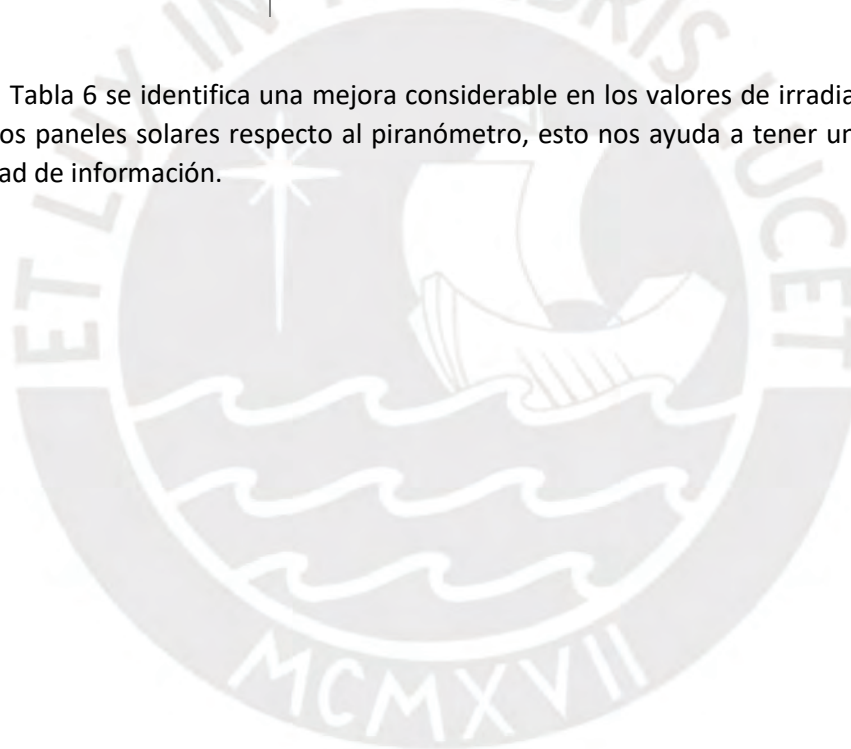
Figura 44. Irradiancia posterior por panel y piranómetro luego de recalibración. a) Irradiancia trasera en paneles tapados recalibrados 2025-07-26, b) Irradiancia trasera en paneles tapados recalibrados 2025-08-02, c) Irradiancia trasera en paneles tapados recalibrados 2025-07-20

En la Fig. 44 se verifica una mejora en los valores de MAPE respecto a los valores de calibración inicial.

*Tabla 6. Resultados de calibración a bajas irradiancias*

<b>DÍA DE ANÁLISIS</b>	<b>ETAPA</b>	<b>MAPE %</b>	<b>% REDUCCIÓN</b>
<b>DÍA SOLEADO</b>	Antes de Calibración	26.11	20.14
	Luego de Calibración	20.85	
<b>DÍA SEMI - NUBLADO</b>	Antes de Calibración	11.32	47.52
	Luego de Calibración	5.94	
<b>DÍA NUBLADO</b>	Antes de Calibración	6.21	46.37
	Luego de Calibración	3.33	

En la Tabla 6 se identifica una mejora considerable en los valores de irradiancia capturada por los paneles solares respecto al piranómetro, esto nos ayuda a tener una mejora en la calidad de información.



## 12.4 Efecto de inhomogeneidad

El efecto de Inhomogeneidad se refiere a la no uniformidad espacial o a la variabilidad en la distribución dentro de un sistema o de un parámetro físico. En esta investigación se observó un efecto significativo de inhomogeneidad en la irradiancia incidente, tanto verticalmente como lateralmente respecto al plano inclinado donde se instala, lo que generó disparidades espaciales en la captación de energía dentro de los String A y B, dependiendo de la posición de cada sensor o panel analizado. Para cuantificar la diferencia, se promedian los valores de los sensores o paneles analizados, y se compara contra el valor del Sensor o Panel, usando MAPE y MPE según la ecuación (4).

$$MPE_i = 100 \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \frac{G_{avg} - G_i}{G_{avg}} \quad (4)$$

Donde  $i$  denota la posición del sensor,  $n$  es el número total de mediciones de irradiancia registradas diariamente por sensor (5400),  $G_{avg}$  representa el promedio diario de irradiancia obtenido a partir de los cinco sensores posteriores, y  $G_n$  es el valor de irradiancia registrado por cada sensor individual. Tanto en el Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE, Mean Absolute Percentage Error) como en el Error Porcentual Medio (MPE, Mean Percentage Error), valores más cercanos a cero indican una menor desviación respecto a la referencia. En el caso del MPE, el signo también resulta significativo: un MPE positivo sugiere una subestimación, mientras que un valor negativo indica una sobreestimación en relación con el promedio de referencia.

Los sensores a analizar en el String A son CC1 (Celda Calibrada Izquierda), CC2(Celda Calibrada Inferior Derecha), CC3(Celda Calibrada Superior Derecha), CC4(Celda Calibrada Medio Derecha) y G\_PIR (Piranómetro Centro Derecha); los Paneles a analizar en el String B son Blanco 1 (Quinto panel contando desde la izquierda), Blanco 2 (Cuarto panel contando desde la izquierda), Blanco 3 (Tercero panel contando desde la izquierda), Blanco 4 (Segundo panel contando desde la izquierda), Blanco 5 (Primer panel contando desde la izquierda).

## 12.4.1 Efecto Inhomogeneidad Vertical respecto al plano del array

Procedemos a graficar 9 días con 3 tipos de climas (soleado, semi nublado, nublado) para analizar el comportamiento de las Celdas Calibradas ubicadas en la parte trasera del String A y se comparan con el piranómetro trasero ubicado en el String A.

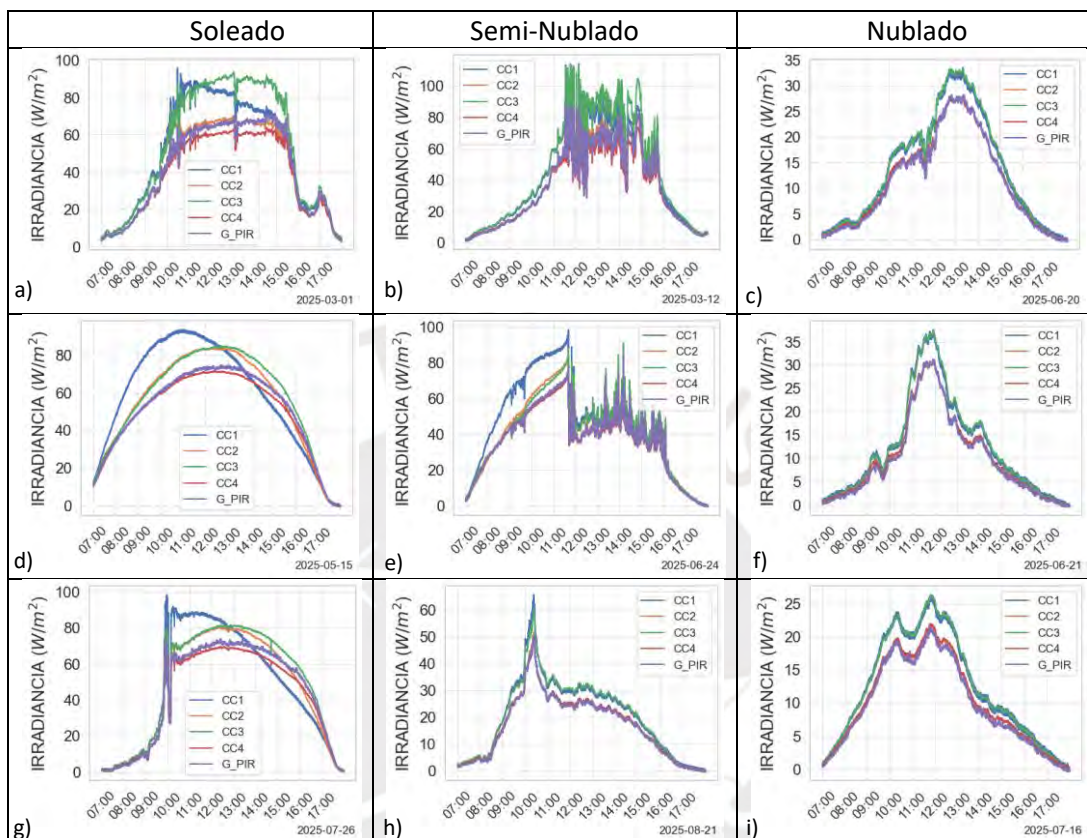


Figura 45. Comparación de irradiancia posterior capturada por cada sensor. a) Irradiancias medidas por celdas calibradas día soleado 2025-03-01, b) Irradiancias medidas por celdas calibradas día semi-nublado 2025-03-12, c) Irradiancias medidas por celdas calibradas día nublado 2025-06-20, d) Irradiancias medidas por celdas calibradas día soleado 2025-03-15, e) Irradiancias medidas por celdas calibradas día semi-nublado 2025-06-24, f) Irradiancias medidas por celdas calibradas día nublado 2025-06-21, g) Irradiancias medidas por celdas calibradas día soleado 2025-07-26, h) Irradiancias medidas por celdas calibradas día semi-nublado 2025-08-21, i) Irradiancias medidas por celdas calibradas día nublado 2025-07-16

Según las imágenes, se puede evidenciar un comportamiento muy diferenciado de las celdas CC3 y CC1 respecto al resto de sensores, esto evidencia el efecto de inhomogeneidad sobre sensores que se encuentran en posiciones similares a nivel horizontal pero diferentes en altura.

Calcularemos el MAPE y MPE para cuantificar las diferencias y notar el efecto por cada clima y sensor registrado.

Tabla 7. MAPE y MPE entre los sensores y el promedio de ellos en día soleado.

Día Soleado		CC1	CC2	CC3	CC4	$G_{PIR}$
MPE	01-03-2025	11.460	-8.647	19.975	-15.037	-7.75
	15-05-2025	8.163	1.977	5.343	-9.411	-6.073
	26-07-2025	2.773	1.231	7.675	-8.079	-3.600
	Promedio	7.465	-1.813	10.998	-10.842	-5.808
MAPE	01-03-2025	11.611	8.647	19.975	15.037	7.808
	15-05-2025	16.031	3.683	6.939	9.525	7.527
	26-07-2025	13.804	3.870	7.858	8.330	6.323
	Promedio	13.815	5.400	11.591	10.964	7.219

Tabla 8. MAPE y MPE entre los sensores y el promedio de ellos en día semi nublado.

Día Semi Nublado		CC1	CC2	CC3	CC4	$G_{PIR}$
MPE	12-03-2025	9.550	-7.138	18.358	-13.338	-7.432
	24-06-2025	15.203	-2.038	2.461	-8.993	-6.632
	21-08-2025	11.403	-7.771	11.720	-6.564	-8.787
	Promedio	12.052	-5.649	10.846	-9.632	-7.617
MAPE	12-03-2025	9.636	7.142	18.358	13.338	7.432
	24-06-2025	16.283	2.932	6.585	8.993	6.858
	21-08-2025	11.407	7.771	11.721	6.576	8.791
	Promedio	12.442	5.948	12.221	9.636	7.694

Tabla 9. MAPE y MPE entre los sensores y el promedio de ellos en día nublado.

Día Nublado		CC1	CC2	CC3	CC4	$G_{PIR}$
MPE	20-06-2025	10.136	-7.153	11.846	-6.379	-8.450
	21-06-2025	10.495	-6.389	11.780	-5.914	-9.971
	16-07-2025	11.113	-6.920	12.077	-5.552	-10.717
	Promedio	10.581	-6.821	11.901	-5.948	-9.713
MAPE	20-06-2025	10.142	7.156	11.846	6.386	8.450
	21-06-2025	10.502	6.395	11.780	5.925	9.973
	16-07-2025	11.113	6.922	12.077	5.556	10.720
	Promedio	10.586	6.824	11.901	5.956	9.714

Según los datos presentados, se evidencia una clara diferencia en los días Soleados y Semi Nublados del sensor CC2 respecto al resto de sensores analizados, esta diferencia no es tan clara en los días nublados donde la menor diferencia se da en el sensor CC4. Algo interesante en este análisis es la similitud que existen en los sensores CC1 y CC3, ambos sensores están ubicados en la parte superior trasera del String A, por lo que reciben similar irradiancia al estar alineados, pero existe un factor geométrico de incidencia de luz que no permite que ambos sensores reciban la misma cantidad de irradiancia posterior.

## 12.4.2 Efecto Inhomogeneidad Lateral respecto al plano del array

Procedemos a graficar 9 días con 3 tipos de climas (soleado, semi nublado, nublado) para analizar el comportamiento de los 5 Paneles Tapados, que llamaremos “Blanco”.

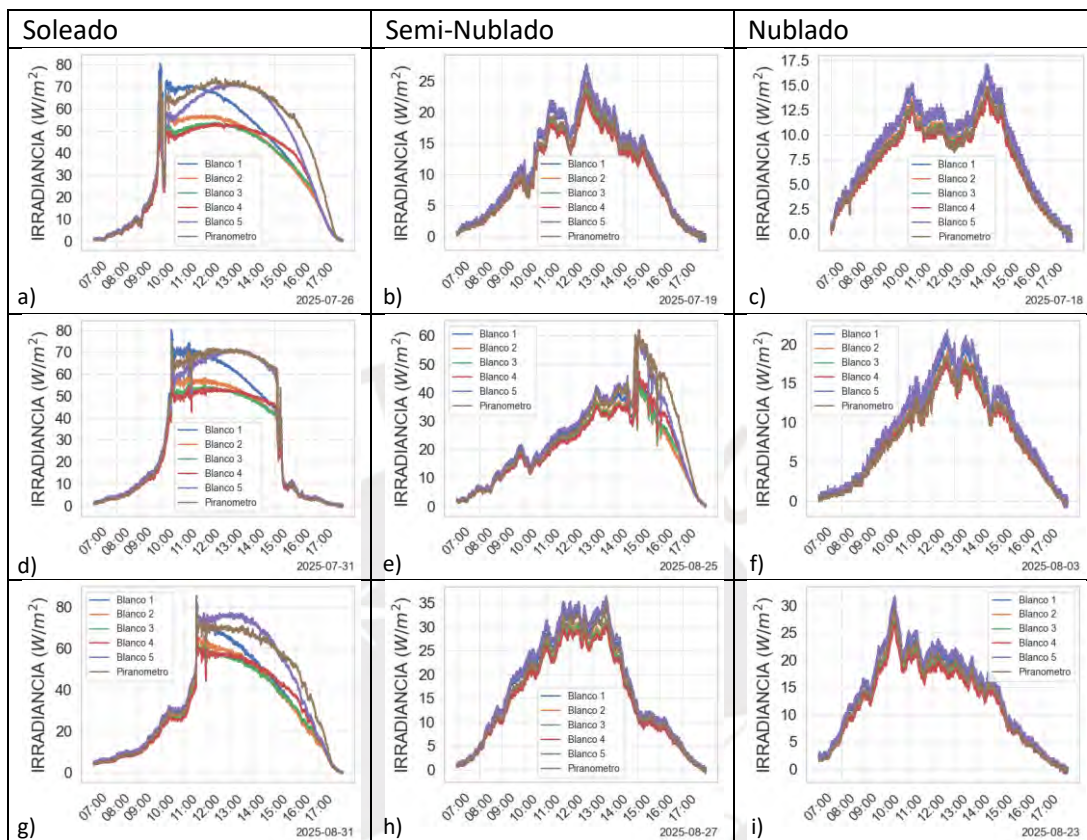


Figura 46. Comparación de irradiancia posterior capturada por cada panel tapado. a) Irradiancia medida por paneles tapados día soleado 2025-07-26, b) Irradiancia medida por paneles tapados día semi-nublado 2025-07-19, c) Irradiancia medida por paneles tapados día nublado 2025-07-18, d) Irradiancia medida por paneles tapados día soleado 2025-07-31, e) Irradiancia medida por paneles tapados día semi-nublado 2025-08-25, f) Irradiancia medida por paneles tapados día nublado 2025-08-03, g) Irradiancia medida por paneles tapados día soleado 2025-08-31, h) Irradiancia medida por paneles tapados día semi-nublado 2025-08-27, i) Irradiancia medida por paneles tapados día nublado 2025-08-23

Notamos que en los días soleados el efecto de inhomogeneidad es mucho más marcado que en el resto de días, calcularemos el MAPE y MPE para cuantificar las diferencias y notar el efecto por cada clima y panel registrado.

Tabla 10. MAPE y MPE entre los Paneles Tapados y el promedio de ellos en día soleado.

Día Soleado		Blanco 1	Blanco 2	Blanco 3	Blanco 4	Blanco 5
MPE	26-07-2025	7.551	-6.261	-9.659	-7.731	16.101
	31-07-2025	9.148	-5.686	-9.843	-9.683	16.064
	31-08-2025	1.127	-7.036	-8.712	-5.653	20.275
	Promedio	5.942	-6.327	-9.404	-7.689	17.48
MAPE	26-07-2025	11.143	6.436	9.814	9.432	16.274
	31-07-2025	10.185	5.738	9.859	9.706	16.089
	31-08-2025	6.286	7.048	8.798	7.428	20.281
	Promedio	9.204	6.407	9.49	8.855	17.548

Tabla 11. MAPE y MPE entre los Paneles Tapados y el promedio de ellos en día semi nublado.

Día Semi Nublado		Blanco 1	Blanco 2	Blanco 3	Blanco 4	Blanco 5
MPE	19-07-2025	6.080	-2.807	-5.188	-7.894	9.810
	25-08-2025	0.685	-5.788	-5.551	-4.002	14.657
	27-08-2025	5.403	-3.173	-4.883	-7.490	10.143
	Promedio	4.056	-3.922	-5.207	-6.462	11.536
MAPE	19-07-2025	6.132	2.999	5.237	7.977	9.918
	25-08-2025	5.737	5.811	5.732	6.258	14.660
	27-08-2025	5.436	3.243	4.901	7.517	10.172
	Promedio	5.768	4.017	5.29	7.25	11.583

Tabla 12. MAPE y MPE entre los Paneles Tapados y el promedio de ellos en día nublado.

Día Nublado		Blanco 1	Blanco 2	Blanco 3	Blanco 4	Blanco 5
MPE	18-07-2025	6.409	-2.982	-5.281	-7.873	9.728
	03-08-2025	5.672	-3.110	-5.285	-7.834	10.557
	23-08-2025	5.526	-3.441	-4.864	-7.68	10.467
	Promedio	5.869	-3.178	-5.143	-7.796	10.251
MAPE	18-07-2025	6.495	3.192	5.342	7.986	9.851
	03-08-2025	5.768	3.380	5.325	7.935	10.657
	23-08-2025	5.573	3.520	4.897	7.741	10.510
	Promedio	5.945	3.364	5.188	7.887	10.339

El efecto de Inhomogeneidad se nota más en los días Soleados, una de las hipótesis para describir este efecto es debido al ángulo de incidencia de la luz que rebota en el suelo en los días soleados. En la Fig.47 podemos ver una representación de la posible explicación al efecto, como en las mañanas el sol irradia con mayor intensidad, el Panel Tapado 5 recibe una mayor cantidad de Irradiancia respecto al resto de Paneles, el efecto se replica en el Panel Tapado 1 pero en menor intensidad por ser una hora donde el sol irradia en menor intensidad que en la mañana según los días analizados. En general, existen 2 grupos muy marcados, los paneles que están en los extremos y los paneles medios, este efecto debe ser estudiado con más profundidad para llegar a una conclusión.

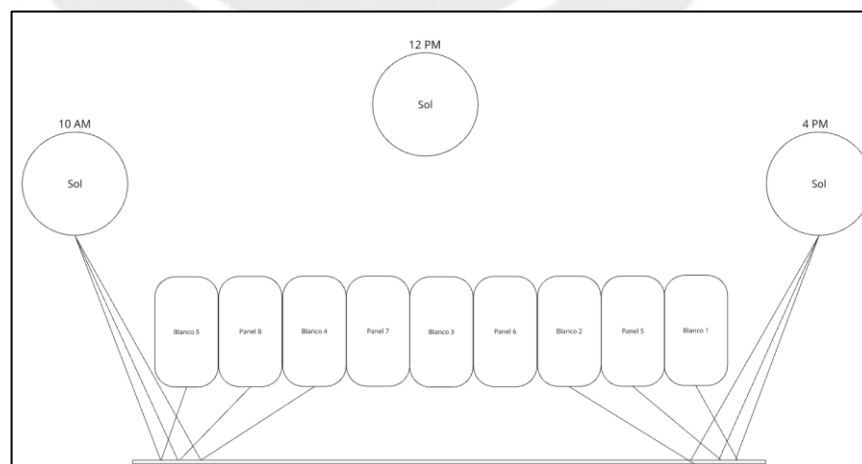


Figura 47. Esquema de hipótesis para explicación del efecto de inhomogeneidad lateral.

## 12.5 Cálculo del factor de bifacialidad

El Factor de Bifacialidad es un parámetro clave en los paneles solares Bifaciales, cuantifica la capacidad relativa de la cara trasera del módulo para generar energía en comparación con la cara frontal. Los Paneles Solares Bifaciales usados en esta investigación presentan, según el fabricante, un factor de bifacialidad de  $70 \pm 5\%$ , esto significa técnicamente que la corriente de cortocircuito generada por la cara trasera del panel y la corriente de cortocircuito generada por la cara frontal presentan una razón que oscila en el rango indicado. En esta investigación replicamos la metodología aplicada en el paper **“Evaluation of the bifaciality coefficient of bifacial photovoltaic modules under real operating conditions”** (Muñoz-Cerón et al., 2024), se requiere confirmar que el factor que se aplicará en la Ecuación de Osterwald es el correcto según condiciones reales de funcionamiento, por lo que analizaremos durante 10 días el comportamiento de 2 bPV del mismo modelo y tamaño que los existentes en el laboratorio de Santa María.

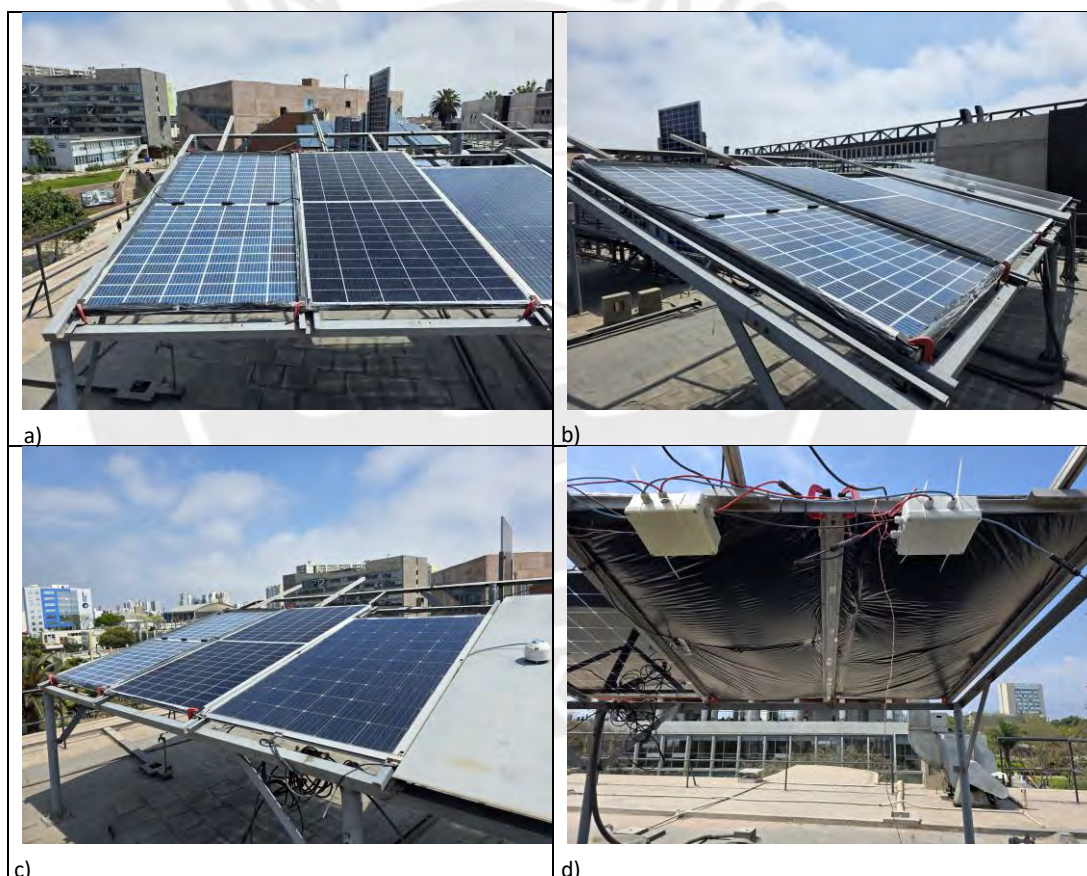


Figura 48. Arreglo de bPV para el cálculo del factor de bifacialidad en laboratorio de PUCP – San Miguel. a) Vista frontal arreglo bPV PUCP, b) Vista lateral izquierda arreglo bPV PUCP, c) Vista lateral derecha arreglo bPV PUCP, d) Vista trasera arreglo bPV PUCP

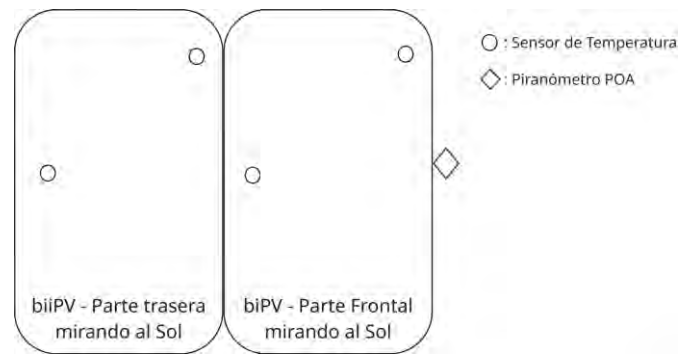
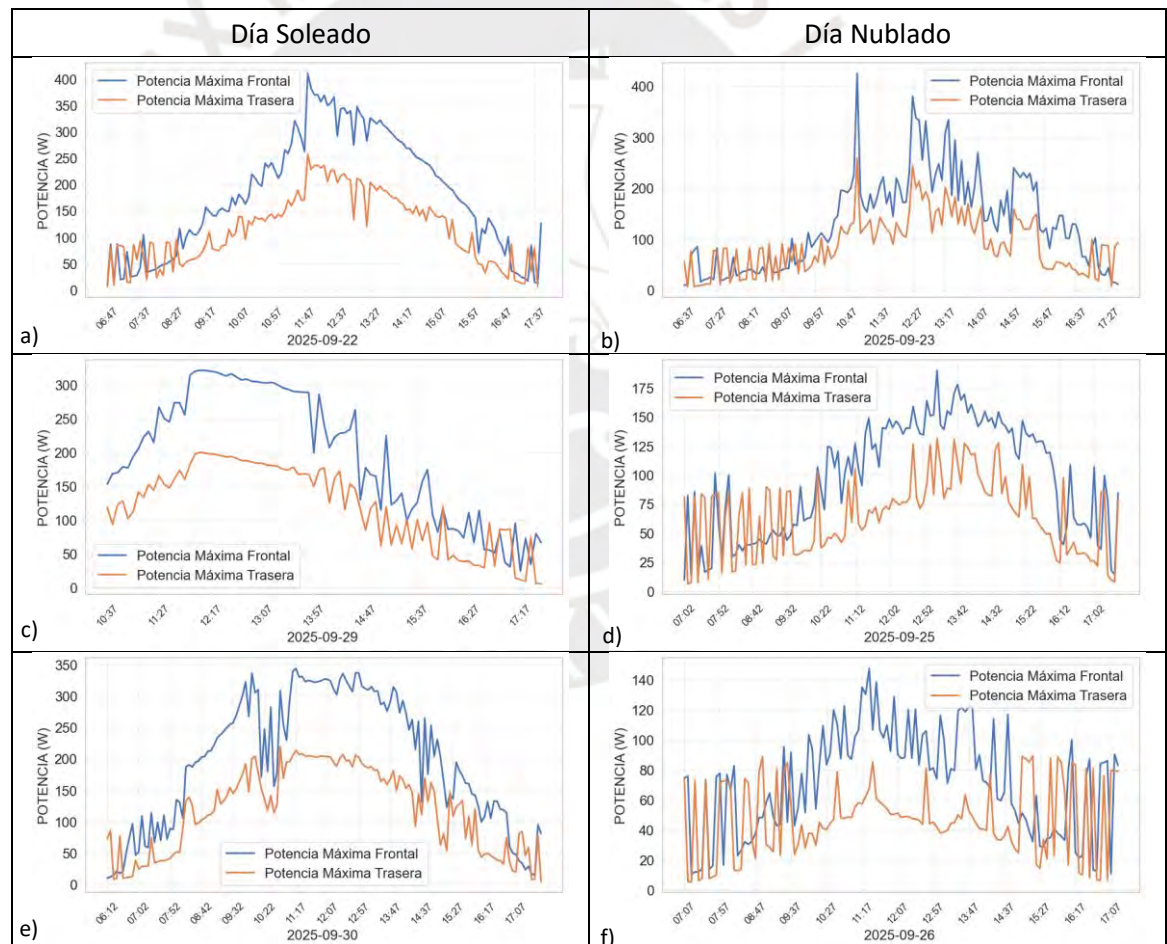


Figura 49. Esquema para la recolección de datos.

Los valores de Irradiancia del Piranómetro, Temperatura central y lateral, Corriente en máxima potencia, Voltaje en máxima potencia y Máxima Potencia son recopiladas cada 5 minutos entre las 9am a 6pm. En la Fig.50 se muestra la configuración que se usó para el experimento, 1 bPV con la parte frontal expuesta y la trasera totalmente tapada, 1 bPV con la parte trasera expuesta mirando frontalmente al sol y la parte frontal totalmente tapada; ambos Paneles son del mismo modelo y tamaño que los instalados en el laboratorio de Santa María.



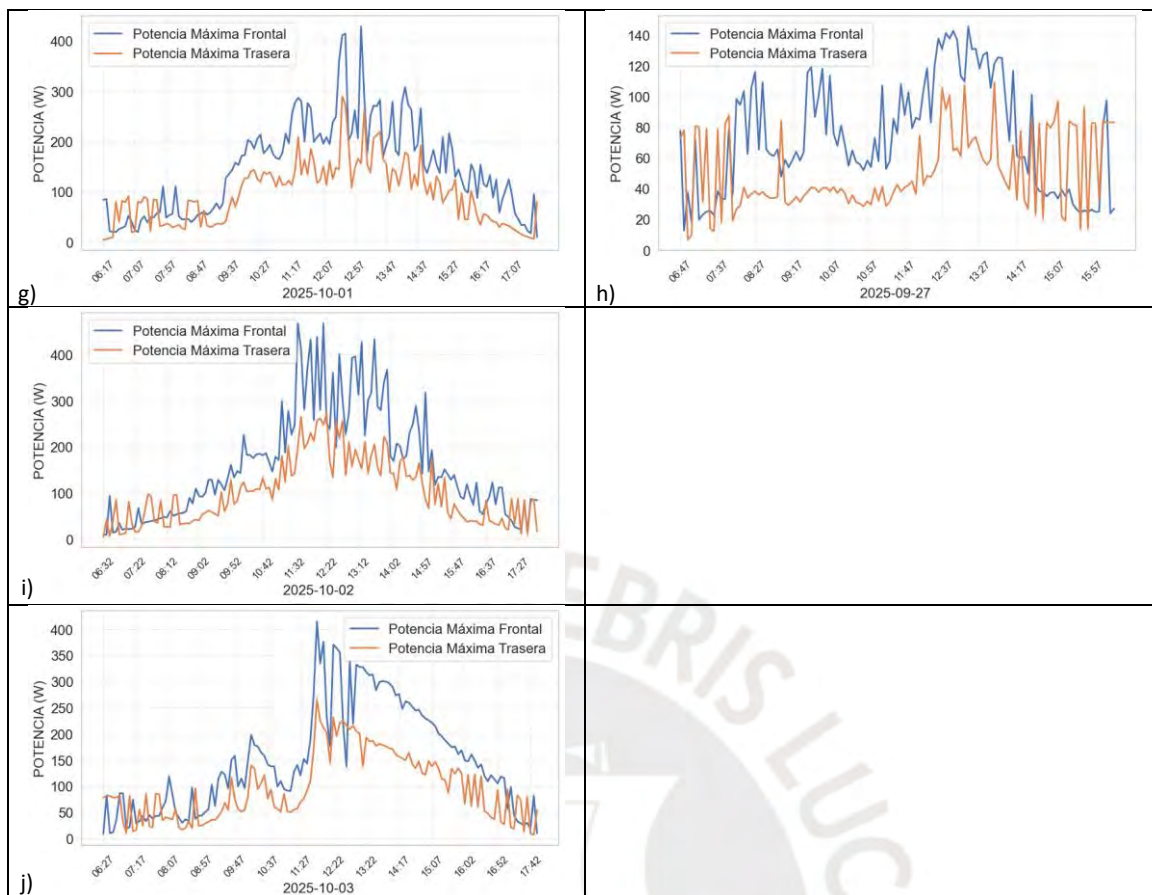


Figura 50. Días analizados para cálculo del factor de bifacialidad. a) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-09-22, b) Potencia frontal vs Potencia Trasera día nublado 2025-09-23, c) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-09-29, d) Potencia frontal vs Potencia Trasera día nublado 2025-09-25, e) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-09-30, f) Potencia frontal vs Potencia Trasera día nublado 2025-09-26, g) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-10-01, h) Potencia frontal vs Potencia Trasera día nublado 2025-09-27, i) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-10-02, j) Potencia frontal vs Potencia Trasera día soleado 2025-10-03

Para poder relacionar la Potencia operativa registrada con los valores de Irradiancia y Temperatura registrados podemos usar la Potencia Máxima en condiciones STC según la ecuación (6) (Angulo et al., 2022)

$$\frac{P_m}{(1+\gamma_{Pm}*(T_c-T_{SCT}))} = P_{m,STC} * \frac{G}{G_{STC}} \quad (5)$$

Donde  $P_m$  (W) es la Potencia Máxima registrada por el Panel,  $G$  ( $W/m^2$ ) es la irradiancia POA registrada por el Piranómetro y  $T_c$  es la temperatura del Panel ( $^{\circ}C$ ). El coeficiente de temperatura a máxima potencia  $\gamma_{Pm}$  ( $\% / ^{\circ}C$ ), tiene un valor de  $-0.35\%$  indicado por el fabricante en la ficha técnica del Panel.  $G_{STC}$  y  $T_{SCT}$  son la irradiancia y la temperatura de la celda utilizadas para indicar la potencia máxima del módulo en Condiciones de Prueba Estándar  $P_{m,STC}$ , donde  $G_{STC} = 1000 W/m^2$  y  $T_{SCT} = 25^{\circ}C$ .

En la ecuación planteada también se realizó una corrección de la temperatura según lo propuesto en (King et al., 2003)

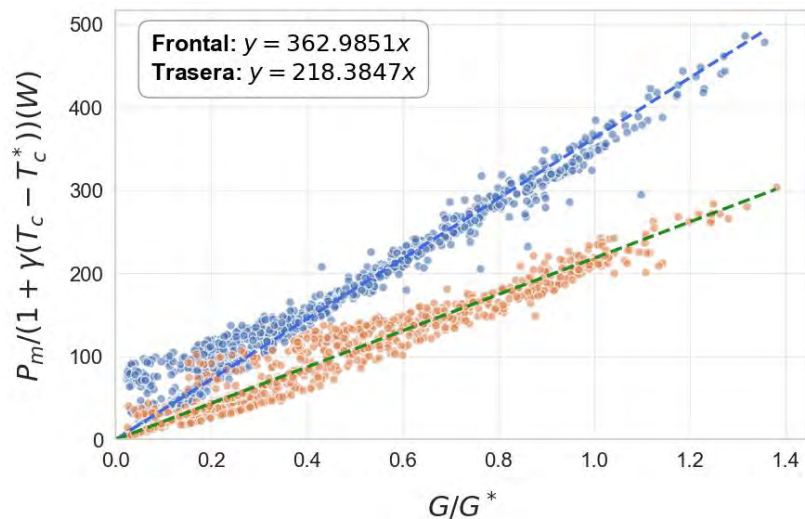


Figura 51. Potencia de Panel Frontal y Trasero para todos los días analizados.

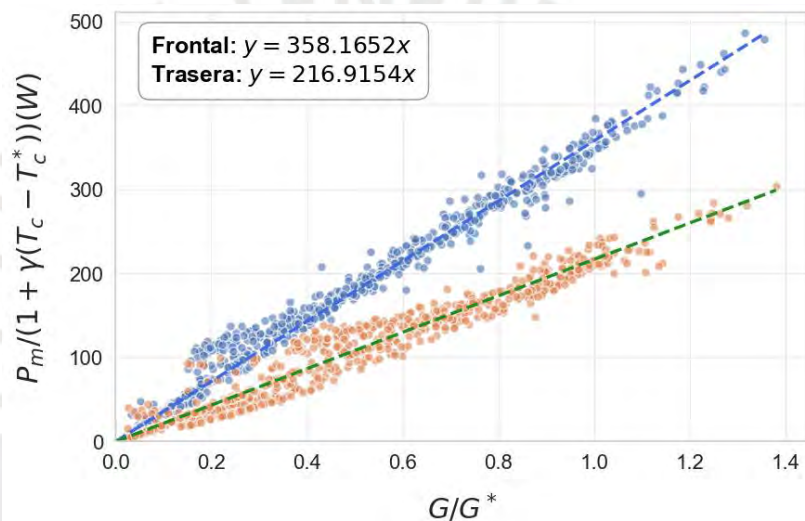


Figura 52. Potencia de Panel Frontal y Trasero para días soleados.

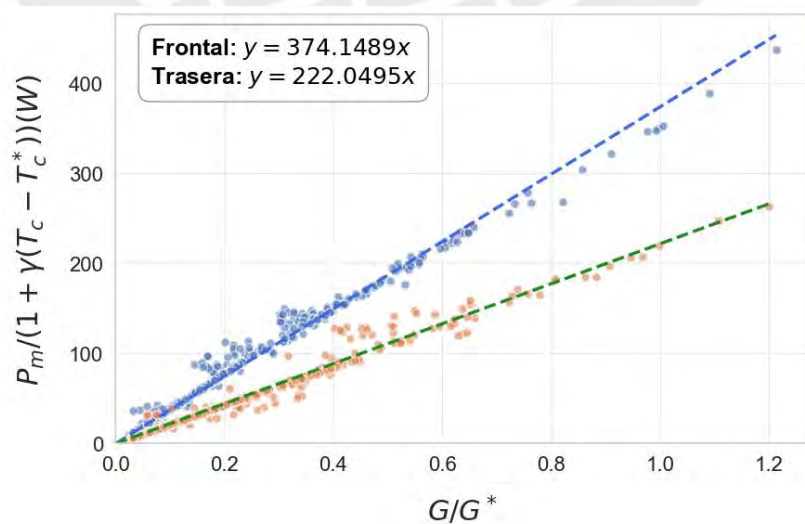


Figura 53 Potencia de Panel Frontal y Trasero para días nublados.

En las Fig.51, 52 y 53 podemos ver la relación de la Potencia corregida por Temperatura STC y la Irradiancia en STC, se evidencia un comportamiento diferenciado en el día nublado respecto al total. En la Tabla 13 podemos ver el resumen de parámetros encontrados y el factor de bifacialidad calculado.

Tabla 13. Resultados del primer análisis del coeficiente de bifacialidad

	Potencia Máxima (W) – Panel Frontal	Potencia Máxima (W) – Panel Trasero	Coeficiente de Bifacialidad en Potencia STC
Todos los días registrados	362.99	218.38	60.2%
Días Soleados	358.17	216.92	60.6%
Días Nublados	374.15	222.05	59.3%

Analizaremos también que tan constante es el Coeficiente de Bifacialidad durante las horas de mayor intensidad en la Irradiancia en el día (11am a 2pm), en la Fig.54 vemos que los valores oscilan en el coeficiente calculado previamente, en el ejercicio se quitaron los Outliers (Coeficiente >0.8 y Coeficiente <0.5) ya que su valor fue afectado por algún factor externo. En la Fig.55 vemos que los valores presentan mucha mayor variabilidad en días nublados, pero también oscilan en el coeficiente calculado.

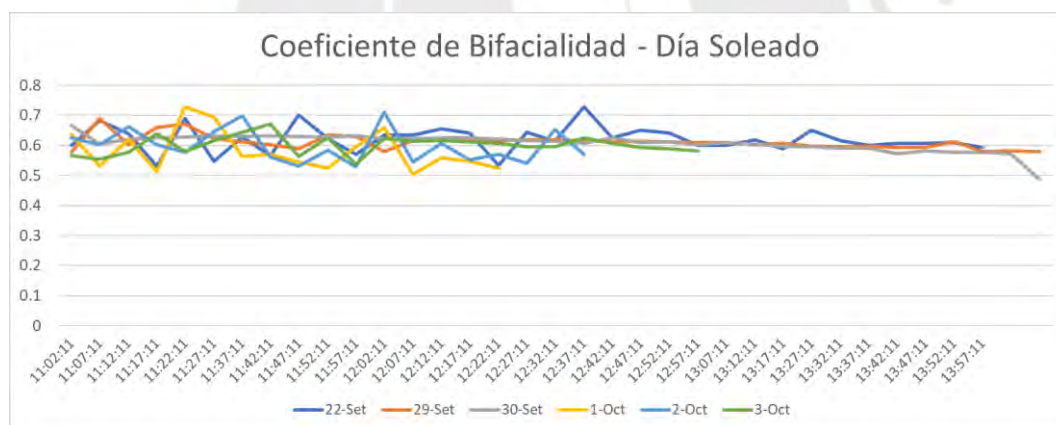


Figura 54. Variación del coeficiente de bifacialidad en días soleados.

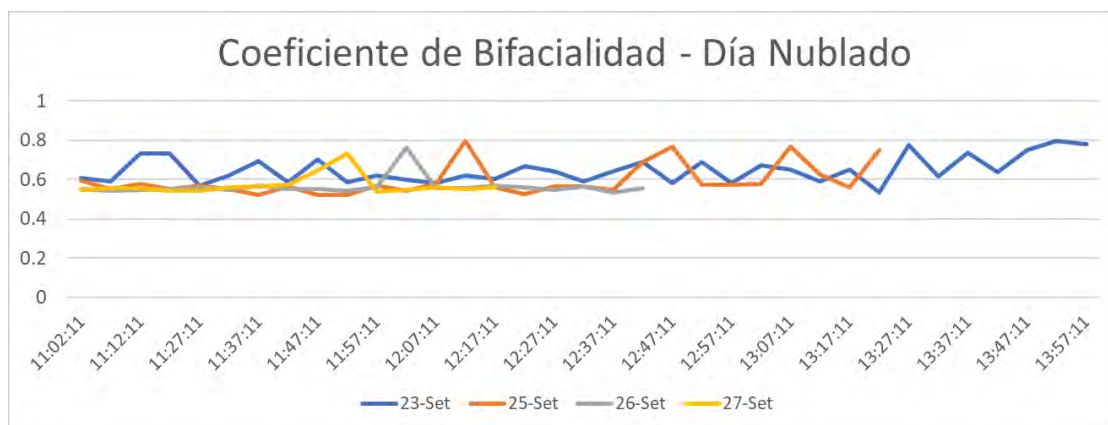


Figura 55. Variación del coeficiente de bifacialidad en días nublados.

Analizaremos la variabilidad del Coeficiente de Bifacialidad respecto al promedio de los valores y la mediana para poder identificar que tan diferente es el valor respecto al calculado previamente, así como encontrar el intervalo de confianza del coeficiente calculado.

Tabla 14. Resultados del análisis del coeficiente de bifacialidad y comparaciones

		Coeficiente de Bifacialidad en Potencia STC	Intervalo de confianza (95%)	Diferencia respecto al valor calculado	Diferencia respecto al valor de ficha técnica (70%)
<i>Media</i>	Todos los días registrados	60.6%	±0.68%	0.73%	13.43%
	Días Soleados	60.7%	±0.64%	0.23%	13.29%
	Días Nublados	60.4%	±1.47%	1.77%	13.71%
<i>Mediana</i>	Todos los días registrados	60.2%	±0.68%	0.06%	14.00%
	Días Soleados	60.8%	±0.64%	0.39%	13.14%
	Días Nublados	57.1%	±1.47%	3.79%	18.43%

Para la estimación de Potencia usando la Ecuación de Osterwald se usará el valor calculado en el presente análisis para cuantificar que tanto mejora el ajuste respecto al valor de ficha técnica.

## 12.6 Cálculo de curvas IV para potencia nominal

La Potencia Nominal, Potencia Pico o también llamada Potencia STC, es la potencia máxima eléctrica que el panel solar puede entregar bajo condiciones estándar de prueba STC. Para el caso de los bPV analizados en esta investigación, según ficha técnica tienen una Potencia Nominal de 405 W, esta potencia será analizada y comparada con la información recopilada de 15 diferentes curvas IV para corroborar que el dato del fabricante sea el correcto, dato relevante que se usará para la estimación de potencia posteriormente. En la Tabla 15 vemos la información a contrastar del fabricante.

Tabla 15. Parámetros del panel fotovoltaico bifacial según el fabricante

Parámetro	Valor de Ficha Técnica
$P_{MAX}$ (W)	405
Voltaje a Potencia Máxima $V_{mpp}$ (V)	41.1
Corriente a Potencia Máxima $I_{mpp}$ (A)	9.86

El paper “Puesta en marcha de un laboratorio para la caracterización de tecnologías fotovoltaicas a sol real bajo las condiciones climáticas de Lima” (Conde Mendoza et al., 2020) nos da una metodología que podemos usar en este tipo de análisis, extrapolaremos los valores encontrados en cada curva IV a valores STC para poder compararlos con los datos del fabricante. Una curva IV representa la relación entre la corriente que entrega un Panel Fotovoltaico y el voltaje a sus terminales bajo una irradiancia y temperatura determinada, esta curva describe el comportamiento eléctrico del panel y es fundamental para evaluar su rendimiento, eficiencia y pérdidas eléctricas.

Para esta investigación, se usó la información obtenida por el análisis de factor de bifacialidad, específicamente del Panel Frontal, donde se eligieron 15 curvas con irradiancias estables para analizar los valores y extrapolarlos a STC según las ecuaciones propuestas en (Anderson, 1996).

$$P_{m,STC} = \frac{G_{i,STC}}{G_i} * \frac{P_m}{[1 + \gamma(T_c - T_{STC})]} \quad (6)$$

$$I_{SC,STC} = \frac{G_{i,STC}}{G_i} * \frac{I_{SC}}{[1 + \alpha(T_c - T_{STC})]} \quad (7)$$

$$V_{OC,STC} = \frac{V_{OC}}{(1 + \beta(T_c - T_{STC}))} \quad (8)$$

Donde  $P_{m,STC}$ ,  $I_{SC,STC}$ ,  $V_{OC,STC}$  son los valores extrapolados de Potencia, Corriente y Voltaje en STC,  $G_{i,STC}$  y  $T_{STC}$  son las constantes en STC,  $\gamma$  es el coeficiente de temperatura a potencia máxima,  $\alpha$  es el coeficiente de temperatura de la corriente en corto circuito,  $\beta$  es el coeficiente de temperatura de voltaje en circuito abierto.

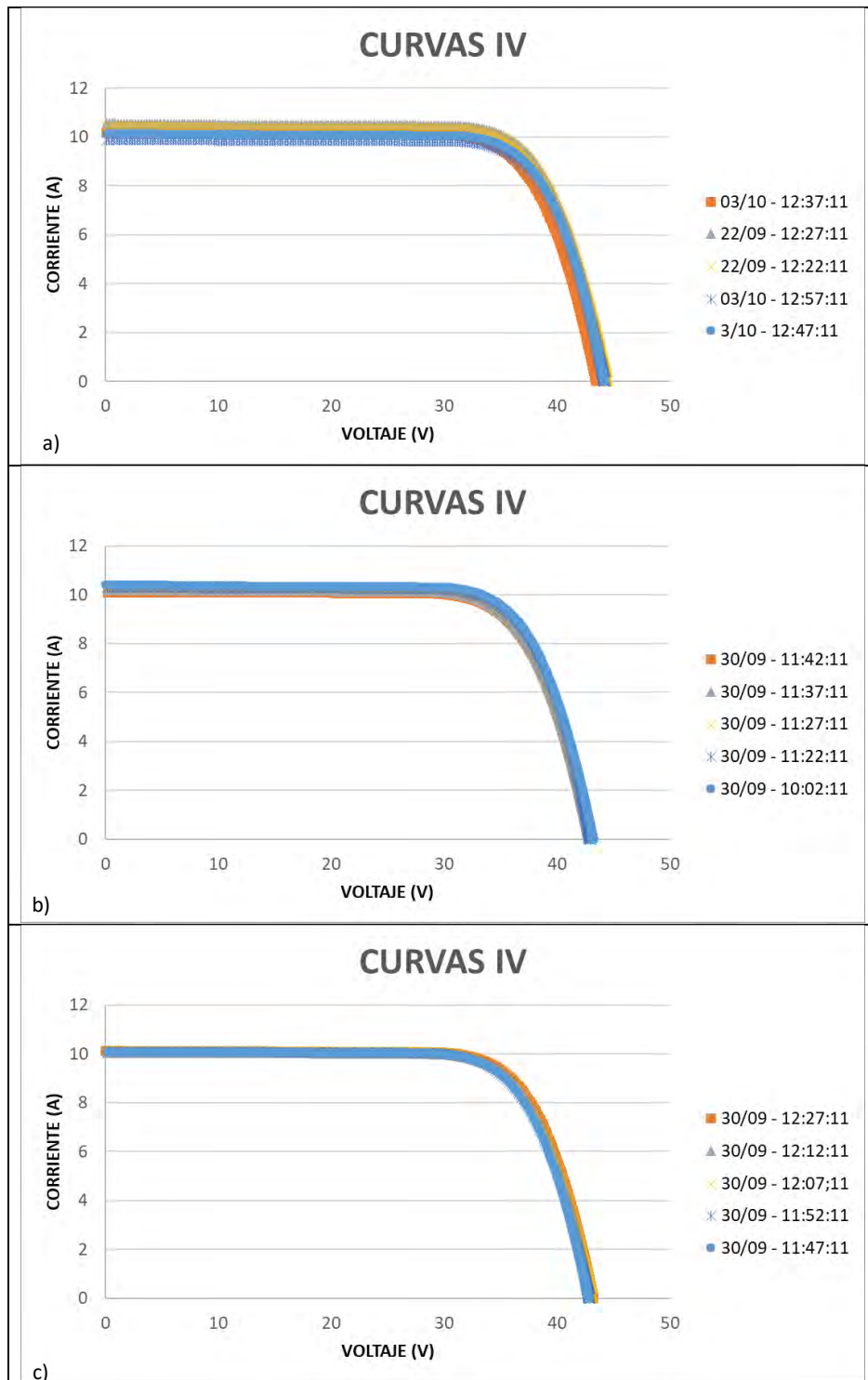


Figura 56. Curvas IV analizadas. a) Curvas IV muestra 1 al 5, b) Curvas IV muestra 6 al 10, c) Curvas IV muestra 11 al 15,

En la Fig.56 mostramos las 15 curvas analizadas, todas curvas sin signos de fallas o degradación en el panel. En la Fig. 57 podemos ver los distintos tipos de error en curvas IV.

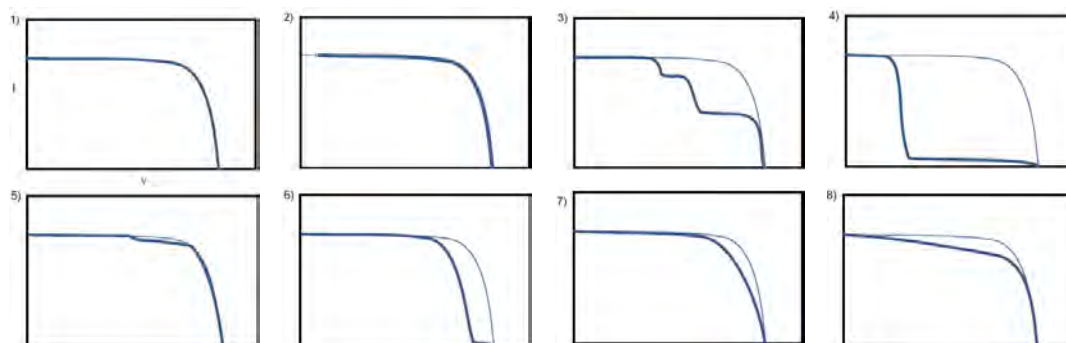


Figura 57. Tipos de curvas de módulos fotovoltaicos con falla. 1) Curva correcta 2) Curva no inicia en  $V=0$ , por efecto de compensación inversa, 3) Escalón por baja irradiancia o sombras parciales, 4) Sombreado mayor, 5) Pequeña sombra o irradiancia, suciedad en panel, 6) Uno o varios módulos con baja irradiancia, 7) Aumento de resistencia serie, degradación en interconexión 8) Baja resistencia paralela, diodo de derivación dañado, Imagen tomada de Manual de equipo Eko MP-11

En la Tabla 16, 17 y 18 mostramos un resumen de los valores transformados para poder encontrar la Potencia Nominal en exteriores para las 15 curvas IV.

Tabla 16. Resultados de análisis de curvas IV 1-5

Muestra	3/10 - 12:47:11	03/10 - 12:57:11	22/09 - 12:22:11	22/09 - 12:27:11	03/10 - 12:37:11
Potencia Máxima (W)	339.72	332.27	350.04	355.05	332.82
Potencia Max. STC (W)	360.37	365.01	378.96	381.42	367.08
Corriente MPP (A)	9.38	9.41	9.80	9.88	9.56
Voltaje MPP (V)	37.38	37.62	37.61	37.55	37.10
Radiación (Wh/m <sup>2</sup> )	1008.17	982.47	990.315	996.94	988.025
% Variación Irradiancia	0.06%	0.08%	0.12%	0.05%	0.62%
Voltaje OC (V)	46.33	46.64	46.65	46.64	46.20
Corriente SC (A)	9.99	9.99	10.43	10.51	10.21
Fill Factor	75.80%	75.95%	75.70%	75.67%	75.18%
Temperatura (°C)	43.56	45.99	44.22	43.94	48.53

Tabla 17. Resultados de análisis de curvas IV 6-10

Muestra	30/09 - 10:02:11	30/09 - 11:22:11	30/09 - 11:27:11	30/09 - 11:37:11	30/09 - 11:42:11
Potencia Máxima (W)	336.59	330.63	331.15	324.94	323.68
Potencia Max. STC (W)	366.81	365.58	362.86	363.50	363.48
Corriente MPP (A)	9.45	9.50	9.48	9.44	9.46
Voltaje MPP (V)	37.22	36.87	36.74	36.87	36.83
Radiación (Wh/m <sup>2</sup> )	1,016.70	1,006.41	1,010.82	994.74	988.06
% Variación Irradiancia	0.18%	0.04%	0.06%	0.11%	0.04%
Voltaje OC (V)	46.46	46.33	46.18	46.15	46.12
Corriente SC (A)	10.14	10.12	10.10	10.11	10.11
Fill Factor	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Temperatura (°C)	52.85	53.96	52.76	53.96	53.21

Tabla 18. Resultados de análisis de curvas IV 11-15

Muestra	30/09 - 11:47:11	30/09 - 11:52:11	30/09 - 12:07:11	30/09 - 12:12:11	30/09 - 12:27:11
Potencia Máxima (W)	321.78	322.94	326.67	324.29	327.08
Potencia Max. STC (W)	365.24	364.67	363.37	364.15	365.01
Corriente MPP (A)	9.46	9.47	9.45	9.43	9.46
Voltaje MPP (V)	36.92	36.86	36.95	37.10	37.05
Radiación (Wh/m2)	984.87	985.89	992.83	983.71	991.40
% Variación Irradiancia	0.02%	0.02%	0.05%	0.18%	0.00%
Voltaje OC (V)	46.24	46.20	46.21	46.24	46.37
Corriente SC (A)	10.12	10.12	10.09	10.10	10.09
Fill Factor	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Temperatura (°C)	55.13	54.07	52.00	52.06	52.47

En la Tabla 19 mostramos el promedio de valores encontrados con el intervalo de confianza para todos los parámetros calculados, se evidencia una diferencia alta en la potencia y voltaje, estos parámetros se usarán en la estimación de potencia.

Tabla 19. Resultados finales del cálculo de potencia nominal en escenario real

Parámetro	Valor de Ficha Técnica	Valor	Intervalo de Confianza (95%)	Diferencia Ficha Técnica
Potencia Nominal STC	405	366.50	±2.94	9.51%
Voltaje STC MPP	41.1	37.11	±0.15	9.70%
Corriente STC MPP	9.86	9.51	±0.07	3.57%
Voltaje STC OC	49.1	46.33	±0.09	5.64%
Corriente STC SC	10.37	10.15	±0.07	2.12%
Fill Factor	79.59%	75.05%	±0.24%	5.70%

### 13. Estimación de Potencia mediante el modelo empírico de Osterwald adaptado

La ecuación de Osterwald originalmente fue desarrollada para Paneles Fotovoltaicos Monofaciales, es un modelo de corrección empírica utilizado para normalizar la salida de potencia eléctrica en condiciones ambientales variables. (Angulo et al., 2022)

$$P_{Estimado} = P_M * \frac{G_i}{G_i^*} [1 + \gamma(T_c - T_c^*)] \quad (9)$$

Donde  $P_{Estimado}$  es la Potencia estimada según condiciones ambientales,  $P_M$  es la potencia nominal en condiciones estándar,  $G_i$  es la Irradiancia efectiva recibida en el Panel Monofacial ( $W/m^2$ ),  $G_i^*$  es la irradiancia en STC ( $1000 W/m^2$ ),  $T_c$  es la temperatura del Panel ( $^{\circ}C$ ),  $T_c^*$  es la temperatura en STC ( $25^{\circ}C$ ),  $\gamma$  es el coeficiente de temperatura de la potencia ( $\%/^{\circ}C$ ).

Con el objetivo de ampliar la aplicabilidad del modelo al caso bPV, se propone una adaptación que incorpora explícitamente el efecto combinado de la irradiancia frontal y trasera mediante una ecuación, donde la irradiancia efectiva utilizada se redefine como la suma de irradiancia frontal y una fracción de la irradiancia posterior, proporcional a la respuesta bifacial del módulo.

Esta modificación permite mantener la estructura original del modelo empírico, preservando su simplicidad, mientras se incorpora la nueva variable responsable del incremento de potencia en los bPV. Podemos definir a la nueva ecuación de la siguiente manera:

$$P_{bPV-Estimado} = P_M * \frac{G_{i-bifacial}}{G_i^*} [1 + \gamma(T_c - T_c^*)] \quad (10)$$

$$G_{i-bifacial} = G_{Frontal} + \beta * G_{Trasera} \quad (11)$$

Donde  $P_{bPV-Estimado}$  es la Potencia estimada según condiciones ambientales con el efecto de Bifacialidad ( $W$ ),  $G_{i-bifacial}$  es la Irradiancia efectiva en todo el panel ( $W/m^2$ ),  $\beta$  es el factor de bifacialidad,  $G_{Frontal}$  es la Irradiancia efectiva en la cara frontal del panel ( $W/m^2$ ),  $G_{Trasera}$  es la irradiancia efectiva en la cara trasera del panel ( $W/m^2$ ).

Para este análisis, realizaremos diferentes cálculos según los análisis previos estudiados en la presente investigación, compararemos la estimación según los datos del fabricante, indicados en la Tabla 20, por panel independiente durante diferentes días aleatorios como comprobación del método, con la estimación con los datos calculados previamente (Factor de Bifacialidad y Potencia nominal con nueva curva IV). Posteriormente realizaremos un análisis con todos los datos recopilados agrupados en estación Invierno (agosto 2024, septiembre 2024, junio 2025, Julio 2025 y agosto 2025) y estación Verano (octubre 2024, noviembre 2024, diciembre 2024, enero 2025, febrero 2025, marzo 2025, abril 2025, mayo 2025).

En la Tabla 20 definimos las métricas de evaluación de ajuste respecto a los valores reales.

Tabla 20. Definición de métricas para evaluación de la estimación

<b>Métrica</b>	<b>Nombre</b>	<b>Concepto</b>
RMSE	Raíz del Error Cuadrático Medio	Error promedio en las mismas unidades que la variable dependiente, el valor mientras más pequeño sea, es mejor.
$R^2$	Coefficiente de Determinación	Mide la proporción de variabilidad explicada por el modelo, presenta un rango entre 0 a 1, donde 1 es un ajuste perfecto y 0 el modelo no explica nada.

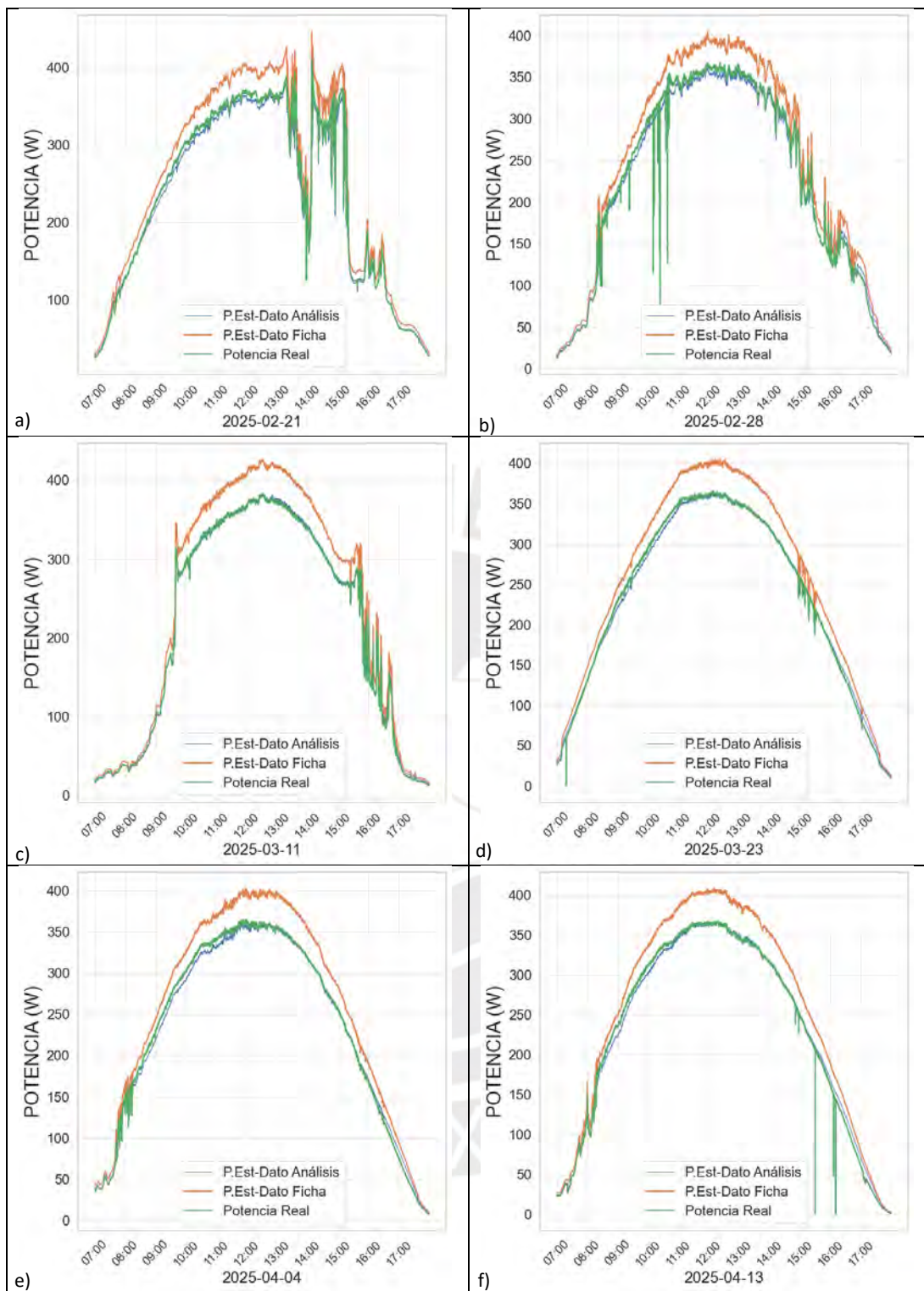
$$RMSE_i = \sqrt{MSE_i} \quad (12)$$

$$R_i^2 = 1 - \frac{\sum(Y_i - \hat{Y}_i)^2}{\sum(Y_i - \bar{Y}_i)^2} \quad (13)$$

La ecuación (12) nos permitirá comparar la precisión general de la Ecuación de Osterwald, se usará MAPE para evaluar el ajuste porcentual, la explicación del modelo la da la ecuación (13), MPE nos permite detectar el sesgo sistemático. En todas las ecuaciones  $Y_i$  indica el valor real de potencia,  $\hat{Y}_i$  indica el valor estimado de potencia según la Ecuación de Osterwald,  $\bar{Y}_i$  representa el promedio de potencias reales.

Se analizará cada Panel según el promedio de la temperatura central y lateral registrado en cada uno, comparando la Potencia Estimada según datos de Ficha técnica, Potencia Estimada según datos analizados en esta investigación y Potencia Real de cada panel. Para este análisis utilizaremos los valores del Piranómetro como valores de Irradiancia frontal y trasera capturada para las fechas posteriores al 13 de febrero 2025 debido al error en la lectura de datos del Piranómetro previos a esta fecha, para el resto de fechas se usarán los datos de las Celdas calibradas.

En la Fig. 58 y 59 se muestran diferentes días de análisis para comparar los valores estimados respecto a los valores reales.



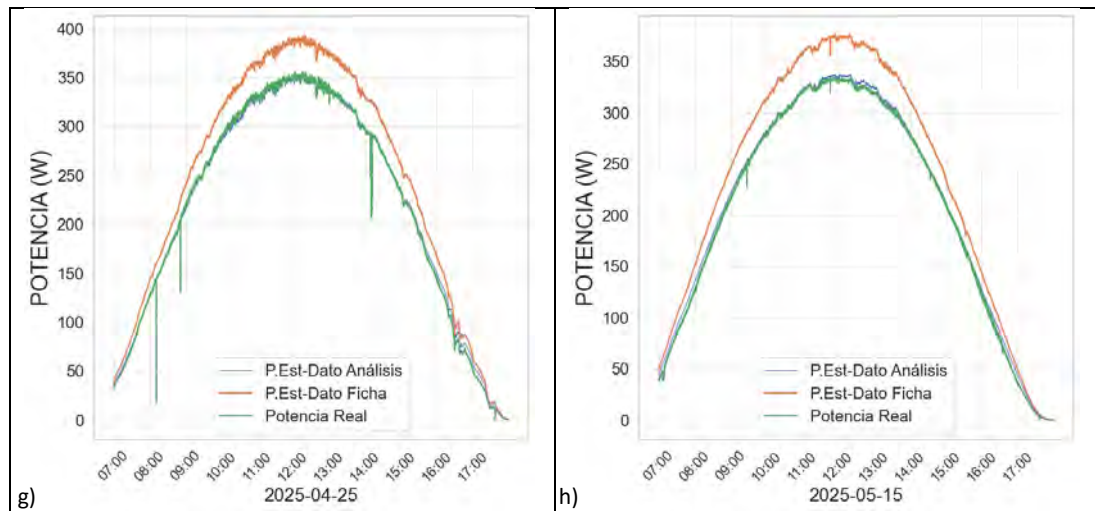
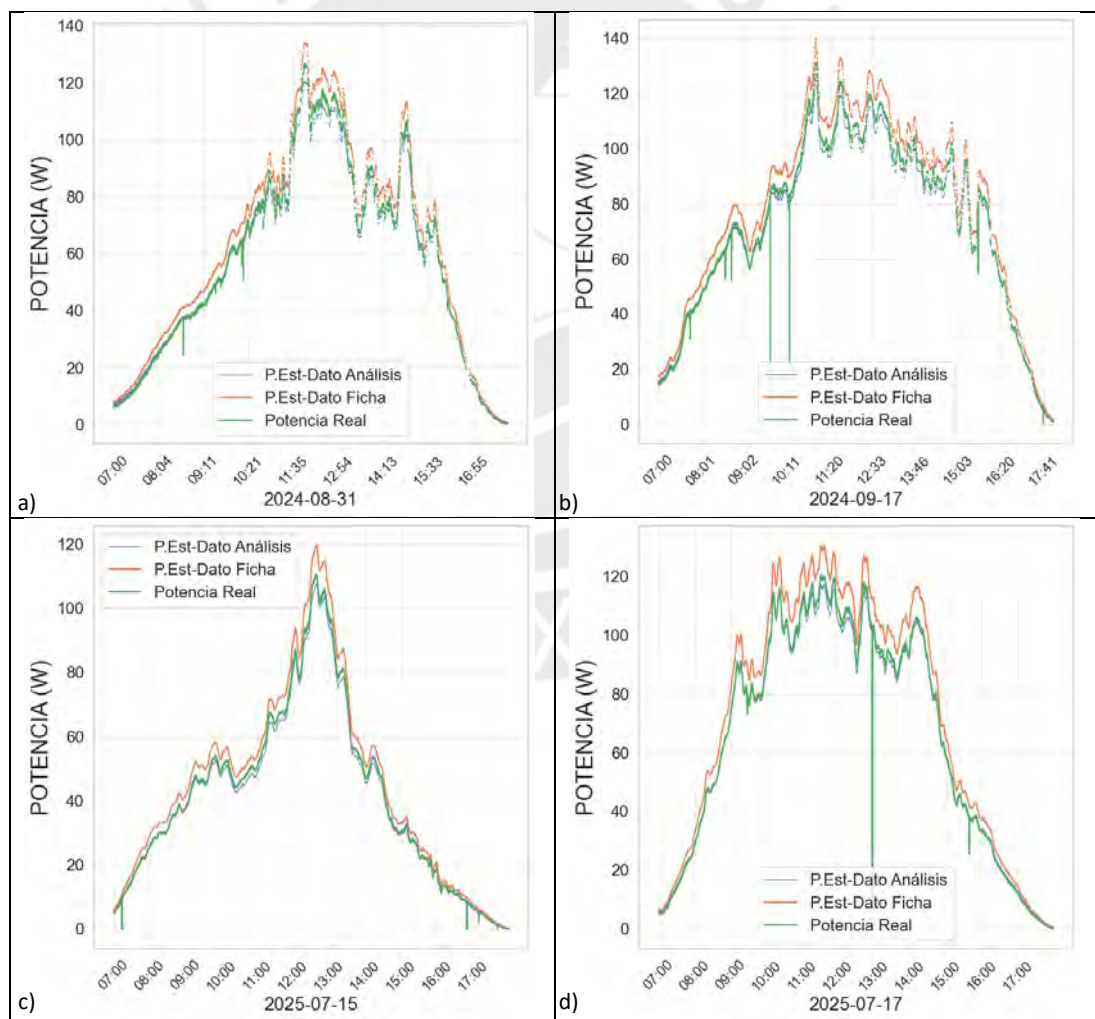


Figura 58 Potencias analizadas en verano. a) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-02-21, b) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-02-28, c) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-03-11, d) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-03-23, e) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-04-04, f) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-04-13, g) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-04-25, h) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-05-15



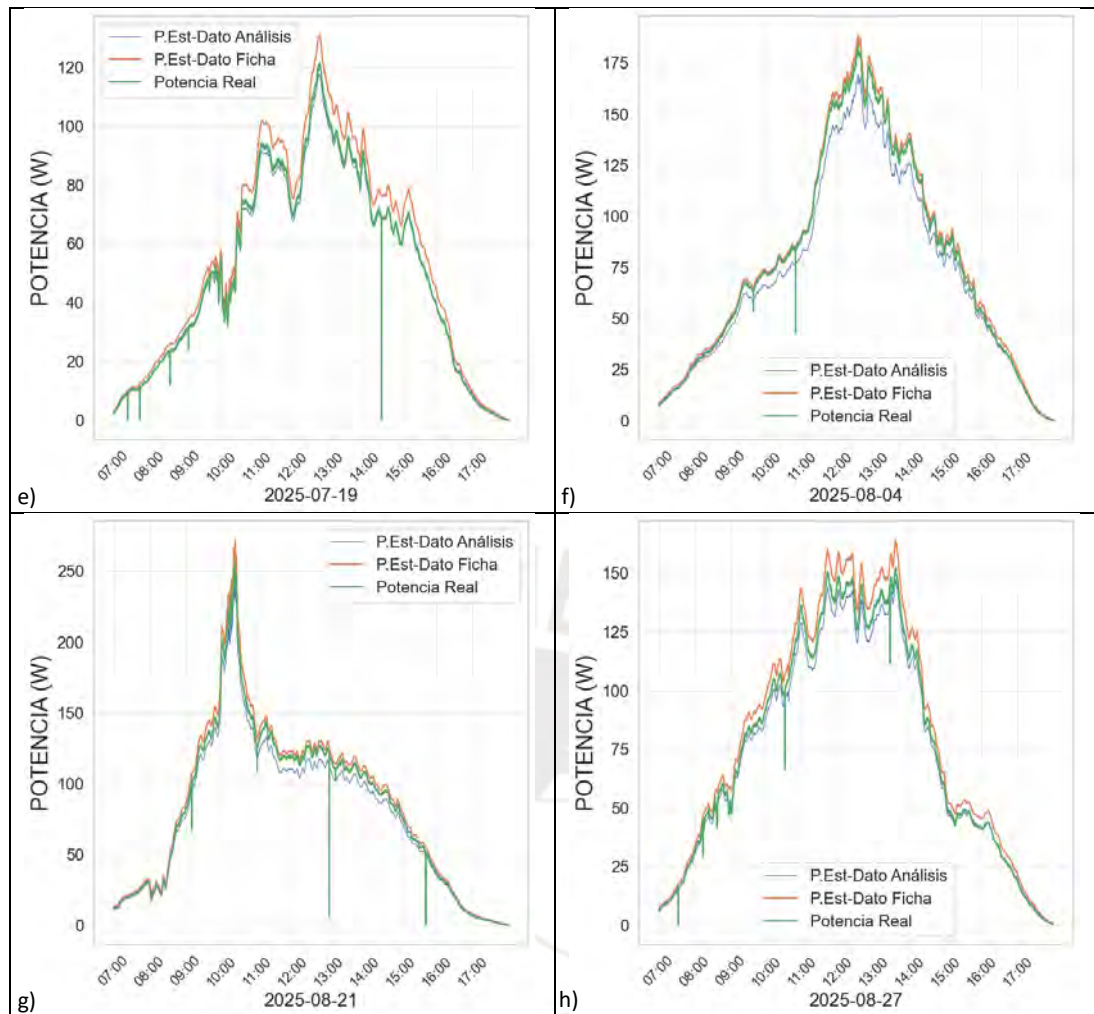


Figura 59. Potencias analizadas en invierno. a) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2024-08-31, b) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2024-09-17, c) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-07-15, d) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-07-17, e) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-07-19, f) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-08-04, g) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-08-21, h) Potencia estimada Ficha Técnica vs Datos Análisis vs Real 2025-08-27

Se nota claramente que el error de estimación es mucho mayor en los picos de los días nublados, vamos a cuantificar este error mes por mes para ver el efecto según el mes de análisis, también verificaremos los errores según las posiciones del bPV, paneles internos y paneles externos según la Fig.60

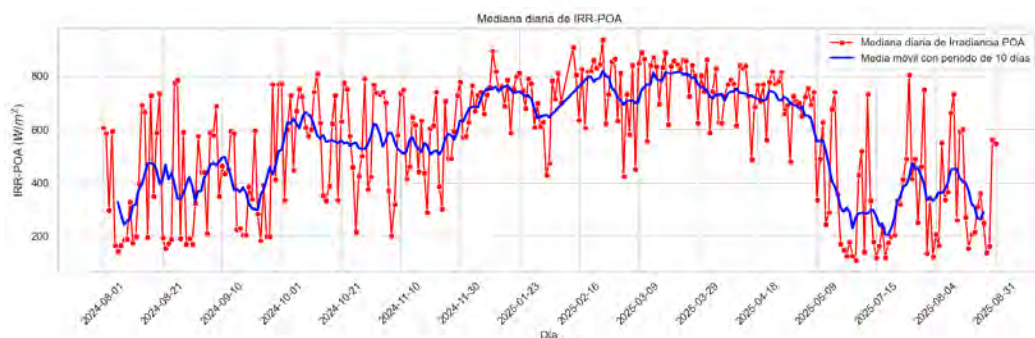


Figura 60. Irradiancia POA durante el periodo de análisis

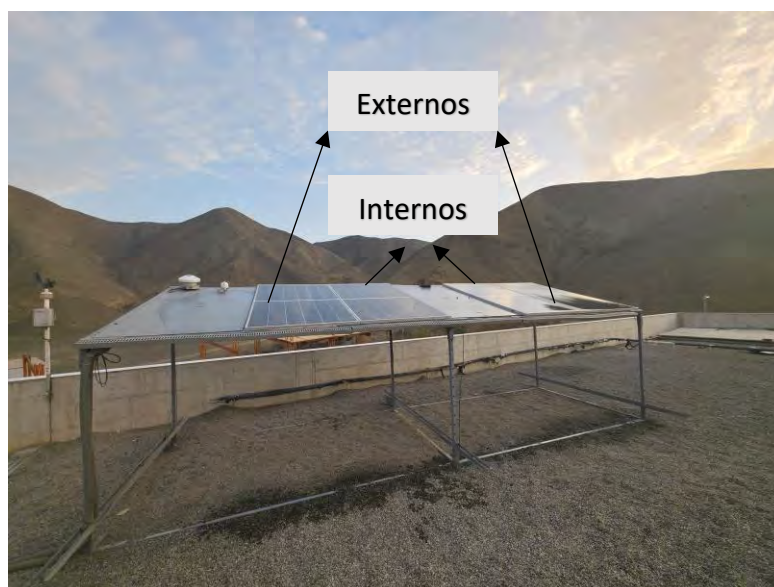


Figura 61 Definición de grupos de análisis.

En las Tablas 21, 22, 23 y 24 vemos las métricas usadas para comparar los resultados con información analizada en la presente investigación con los datos de la ficha técnica de cada panel, se identifica claramente una mejora en los resultados de estimación, tanto para climas soleados (verano) y climas nublados (invierno). Algo que también notamos es que el error durante los últimos meses de verano fue disminuyendo, mientras que en invierno los valores se mantuvieron similares. También evidenciamos que las estimaciones con la información del Panel Exterior con el Interior son muy similares, esto nos permite generalizar la estimación a cualquier tipo de panel indistintamente de la posición que tenga.

Tabla 21. MAPE del análisis de estimación de potencia

Parámetro	Estación	Mes	Dato Análisis / Panel Externo	Dato Análisis / Panel Interno	Información Ficha Técnica / Panel Externo	Información Ficha Técnica / Panel Interno
MAPE	Verano	10/24	5.192	5.301	6.190	6.069
		01/25	4.824	4.596	6.481	6.742
		02/25	4.218	3.797	7.715	8.187
		03/2025	2.424	2.176	9.299	9.607
		04/2025	2.340	2.138	10.213	10.520
	05/2025	1.618	1.617	12.075	12.344	
	Invierno	08/2024	4.620	4.710	7.182	7.085
		09/2024	4.440	4.533	7.178	7.077
		07/2025	2.966	2.933	9.332	9.368
		08/2025	4.002	3.979	8.258	8.289

Tabla 22. RMSE del análisis de estimación de potencia

Parámetro	Estación	Mes	Dato Análisis / Panel Externo	Dato Análisis / Panel Interno	Información Ficha Técnica / Panel Externo	Información Ficha Técnica / Panel Interno
RMSE	Verano	10/24	10.445	10.684	10.763	10.496
		01/25	11.247	10.762	13.394	13.940
		02/25	10.267	9.575	16.845	17.815
		03/2025	5.812	5.296	19.174	19.854
		04/2025	5.359	4.980	19.374	20.001
	05/2025	3.618	3.586	20.030	20.544	
	Invierno	08/2024	6.682	6.853	7.028	6.850
		09/2024	7.203	7.393	8.866	8.668
		07/2025	3.516	3.460	9.857	9.908
		08/2025	4.296	4.264	9.720	9.765

Tabla 23. R<sup>2</sup> del análisis de estimación de potencia

Parámetro	Estación	Mes	Dato Análisis / Panel Externo	Dato Análisis / Panel Interno	Información Ficha Técnica / Panel Externo	Información Ficha Técnica / Panel Interno
R <sup>2</sup>	Verano	10/24	0.992	0.992	0.991	0.992
		01/25	0.991	0.992	0.988	0.987
		02/25	0.989	0.990	0.974	0.972
		03/2025	0.998	0.998	0.981	0.979
		04/2025	0.998	0.998	0.978	0.977
	05/2025	0.999	0.999	0.971	0.969	
	Invierno	08/2024	0.994	0.993	0.989	0.989
		09/2024	0.994	0.994	0.990	0.990
		07/2025	0.998	0.998	0.984	0.984
		08/2025	0.995	0.995	0.984	0.984

Tabla 24. MPE del análisis de estimación de potencia

Parámetro	Estación	Mes	Dato Análisis / Panel Externo	Dato Análisis / Panel Interno	Información Ficha Técnica / Panel Externo	Información Ficha Técnica / Panel Interno
MPE	Verano	10/24	4.722	4.831	-6.058	-5.937
		01/25	4.388	4.154	-6.445	-6.706
		02/25	3.322	2.854	-7.593	-8.114
		03/2025	1.803	1.526	-9.255	-9.564
		04/2025	1.067	0.791	-10.152	-10.458
	05/2025	-0.547	-0.788	-12.006	-12.275	
	Invierno	08/2024	3.770	3.857	-7.160	-7.062
		09/2024	3.736	3.828	-7.166	-7.065
		07/2025	1.909	1.877	-9.198	-9.234
		08/2025	2.864	2.837	-8.167	-8.198

En la Fig.62 y 63 comparamos los datos estimados durante todo el periodo de análisis para evidenciar el comportamiento cíclico que obtenemos con la ecuación de Osterwald adaptada a bPV.

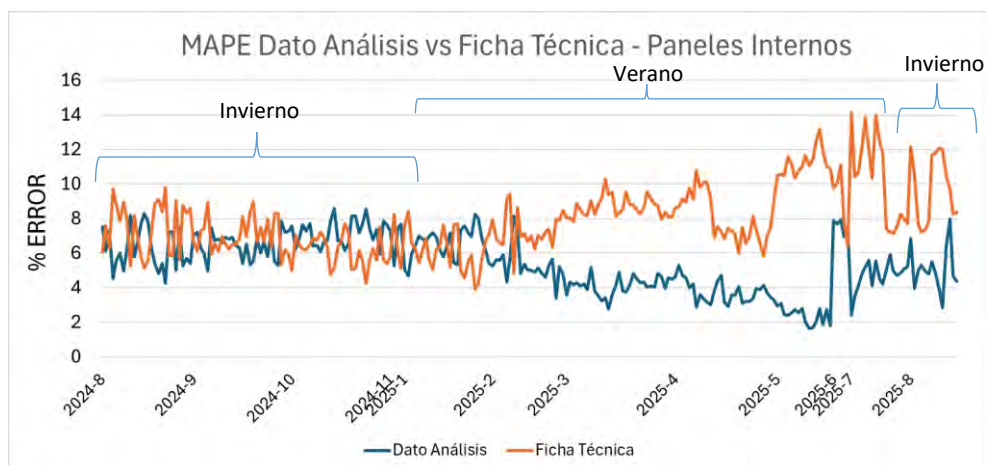


Figura 62. Porcentaje de error de estimación según periodo de evaluación – Paneles Externos.

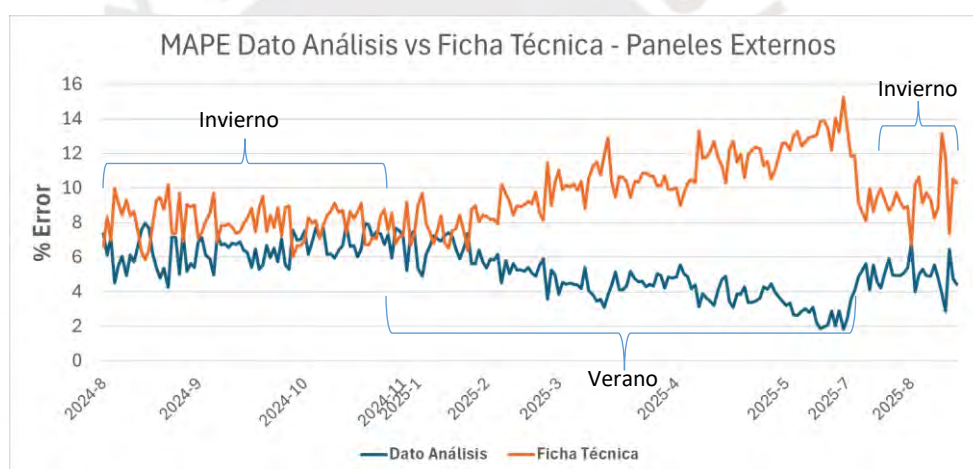


Figura 63. Porcentaje de error de estimación según periodo de evaluación – Paneles Internos.

En la Tabla 25 mostramos un resumen de los valores obtenidos para poder realizar comparaciones con otras metodologías en futuras investigaciones.

Tabla 25. Resultados finales del análisis de estimación de potencia

Estación	MAPE	RSME	$R^2$	MPE
Verano	3.353	7.636	0.995	2.344
Invierno	4.023	5.458	0.995	3.085
Anual	3.621	6.765	0.995	2.640

## 14. Conclusiones

La presente investigación se desarrolló como una trayectoria de aprendizaje técnico y experimental de 13 meses (agosto 2024 a septiembre 2025), orientada a perfeccionar la estimación de potencia en sistemas fotovoltaicos bifaciales (bPV) operando en condiciones exteriores no controladas. El camino recorrido para llegar a estos resultados se resume en los siguientes hitos:

1. **Depuración y Calidad de la Información:** El proceso inició con la implementación de un sistema de 13 paneles en el laboratorio de Santa María. Durante esta etapa, se enfrentaron desafíos críticos de adquisición de datos, tales como la presencia de artefactos en la lectura de los piranómetros causados por errores de interpretación binaria, y diferencias de corriente y voltaje por resistencias eléctricas en malas conexiones. La resolución de estas anomalías mediante herramientas de programación y ajustes físicos permitió elevar la confiabilidad de la información a estándares de Clase A.
2. **Caracterización Experimental:** Al constatar que los datos reales no siempre coincidían con las expectativas del fabricante, se realizaron pruebas específicas para determinar parámetros propios en campo. A través del análisis de 15 curvas I-V y pruebas de bifacialidad, se determinó que la potencia nominal real y el coeficiente de bifacialidad diferían en un 9.51% y 13.43%, respectivamente, de los valores de ficha técnica.
3. **Adaptación y Validación del Modelo:** Con estos parámetros reales, se procedió a la implementación de una adaptación de la Ecuación de Osterwald. Esta modificación integró la irradiancia posterior de manera proporcional a la respuesta bifacial del módulo, permitiendo comparar el desempeño del modelo utilizando tanto los datos del fabricante como los valores experimentales obtenidos durante la investigación.

Como resultado de este proceso integrador, se derivan las siguientes conclusiones:

- **Precisión del Modelo Adaptado:** La ecuación de Osterwald adaptada a bPV demostró ser un estimador altamente confiable al alcanzar un error promedio de 3.62% utilizando valores experimentales. Esto confirma que el modelo es apto para evaluar la generación de sistemas bifaciales en climas variables.
- **Brecha entre Fabricante y Realidad:** Se identificaron discrepancias significativas entre los parámetros de ficha técnica y los calculados en condiciones reales. El uso de parámetros obtenidos en campo es fundamental para reducir la incertidumbre en el dimensionamiento de proyectos fotovoltaicos.
- **Impacto de la Sobreestimación:** Se comprobó que emplear los parámetros del fabricante en el modelo de Osterwald conduce a una sobreestimación de la potencia del 8.46%. Esta diferencia es crítica, ya que puede resultar en proyecciones energéticas poco realistas y un diseño inadecuado del sistema.
- **Valor del Monitoreo Continuo:** La mejora progresiva en la calidad de los datos evidenció que el seguimiento constante y la corrección oportuna de fallos (como el efecto de histéresis o errores de lectura) son indispensables para garantizar la integridad científica de la información recopilada.

## 15. Recomendaciones para trabajos futuros

La ejecución de esta investigación ha permitido identificar que el rendimiento de los sistemas bifaciales no depende únicamente de la tecnología del panel, sino de la interacción dinámica entre el entorno, la precisión de la instrumentación y la arquitectura del sistema de adquisición de datos. A partir de los desafíos operativos registrados en la bitácora de este estudio, tales como la gestión de artefactos digitales, el mantenimiento físico de conexiones y la calibración en rangos de baja irradiancia, se proponen las siguientes recomendaciones para dar continuidad a esta línea de investigación y fortalecer la precisión de los modelos predictivos:

- Durante el desarrollo de esta investigación, se presentaron diferentes escenarios donde se tuvo que ejecutar diferentes arreglos al Sistema Fotovoltaico debido a problemas de instalación, lectura de datos, etc. En la Tabla 26 presentamos una bitácora de los problemas que se tuvieron y como fueron solucionados.



Tabla 26. Bitácora de ocurrencias durante el desarrollo de la investigación

<i>Ocurrencia</i>	<i>Explicación</i>	<i>Fecha</i>	<i>Solución</i>	<i>Tipo de Error</i>
<i>Error en lectura de Piranómetro</i>	El piranómetro envía como lectura un archivo de formato float32, inicialmente se creó un código de programación propio para la lectura de este archivo, pero hubo un error en el orden de los dígitos binarios que generó artefactos en la lectura.	14/02/2025	Se usa actualmente la librería <b>Struc</b> de Python que interpreta este formato sin problemas, solucionando los artefactos anteriores. Esta solución solo es desde la detección del error en adelante, se sigue buscando una forma de recuperar la información anterior.	Sistemático
<i>Diferencia entre Potencia registrada en Data Logger e Inversor</i>	Se identificaron diferencias entre las lecturas registradas directamente en el Data Logger por los bPV y la recibida por el inversor.	30/05/2025	Se hizo un ajuste de las conexiones, cambio de conectores y mantenimiento al tablero de control, es recomendable siempre dar un mantenimiento al menos trimestral para tener datos exactos.	Sistemático
<i>Cobertura en Paneles tapados</i>	Se encontraron diferencias entre los valores de irradiancia registrados en los Paneles Tapados usados como sensores de irradiancia con los datos registrados por el piranómetro.	11/07/2025	Se instalaron planchas de fibrocemento con el área exacta de cada panel a cubrir, con esta solución las diferencias se solucionaron.	Sistemático
<i>Calibración de Paneles tapados en bajas irradiancias</i>	Se encontró un efecto de histéresis a bajas irradiancias (menores a $200 \text{ W/m}^2$ ), este efecto generaba una mala calibración de los paneles tapado ya que estos trabajan en bajas irradiancias y con irradiancias difusas.	11/07/2025	Se recalibraron los paneles tapados a bajas irradiancias con los datos iniciales de calibración, las diferencias se redujeron.	Sistemático
<i>Cambio de lugar de Piranómetros</i>	Los datos del piranómetro posterior mostraban una diferencia con la irradiancia registrada por los paneles tapados.	30/05/2025	Se movió el piranómetro GHI a la parte trasera del String B para poder comparar sobre un mismo escenario.	Aleatorio

- **Robustecimiento de la Caracterización Experimental:** Se recomienda extender el periodo de muestreo para el cálculo del factor de bifacialidad, asegurando una mayor cantidad de días con irradiancia alta y baja variabilidad de ruido para reducir la incertidumbre estadística en el modelo de Osterwald.
- **Integración de Variables Meteorológicas Avanzadas:** Para futuros modelamientos, se sugiere incorporar datos de velocidad y dirección del viento, así como temperatura ambiental provenientes de la estación meteorológica local. Esto permitiría transicionar de modelos puramente empíricos a modelos físico-estadísticos más precisos.
- **Diagnóstico Preventivo mediante Electroluminiscencia:** Es fundamental complementar la caracterización eléctrica con pruebas de electroluminiscencia. Esto permitirá descartar defectos de fabricación imperceptibles (microfisuras) o degradación inducida por potencial (PID) que podrían distorsionar los valores reales de potencia y las curvas I-V recolectadas.
- **Sistemas de Alerta y Monitoreo Inteligente:** Se recomienda el desarrollo de un algoritmo de alerta temprana basado en técnicas de detección de anomalías. Dicho sistema debería ser capaz de identificar en tiempo real cambios drásticos en la señal de los sensores o discrepancias entre el inversor y el data logger, evitando la pérdida de integridad en series temporales extensas.
- **Modelamiento Espacial del Albedo e Inhomogeneidad:** Debido a que se detectaron efectos de inhomogeneidad vertical y lateral significativos en los días soleados, se recomienda realizar estudios de distribución espacial de irradiancia trasera con mayor resolución de sensores. Esto permitiría desarrollar factores de corrección geométricos que optimicen la estimación de potencia según la posición del panel en el arreglo.
- **Protocolos de Recalibración Periódica:** Los sensores utilizados en el presente estudio presentan incertidumbres de medición propias de su clase y proceso de calibración. El piranómetro MS-80M-L, clasificado como Clase A según la norma ISO 9060:2018, posee una incertidumbre de calibración inferior al 0.7 %, mientras que las celdas solares calibradas tipo Si-mV-85 presentan una incertidumbre típica del orden de  $\pm 1.2$  %. Estas incertidumbres introducen errores sistemáticos y aleatorios en la medición de irradiancia, los cuales se propagan directamente en la estimación de potencia, afectando métricas de evaluación como el MAPE y el RMSE. En particular, variaciones en la medición de irradiancia pueden amplificar las diferencias entre los valores estimados y los valores reales de potencia, incrementando los errores estadísticos asociados al modelo. No obstante, dado que las incertidumbres de los sensores empleados se encuentran dentro de rangos aceptables para estudios experimentales en sistemas fotovoltaicos, su impacto se considera mínimo con la dispersión observada en los resultados. Aun así, se recomienda el seguimiento periódico de la calibración de los sensores y el control continuo de la calidad de los datos, a fin de minimizar la influencia de la incertidumbre de medición en futuros análisis y mejorar la confiabilidad de las métricas de desempeño del modelo.

- Análisis Espectral y Energía Promedio del Fotón (APE):** Se sugiere profundizar en el uso del espectrorradiómetro para calcular el factor de desajuste espectral (spectral mismatch factor) y el APE tanto en la cara frontal como trasera. Esto es crítico para entender cómo las variaciones en el espectro solar de Lima afectan la eficiencia de conversión en paneles PERC frente a otras tecnologías.

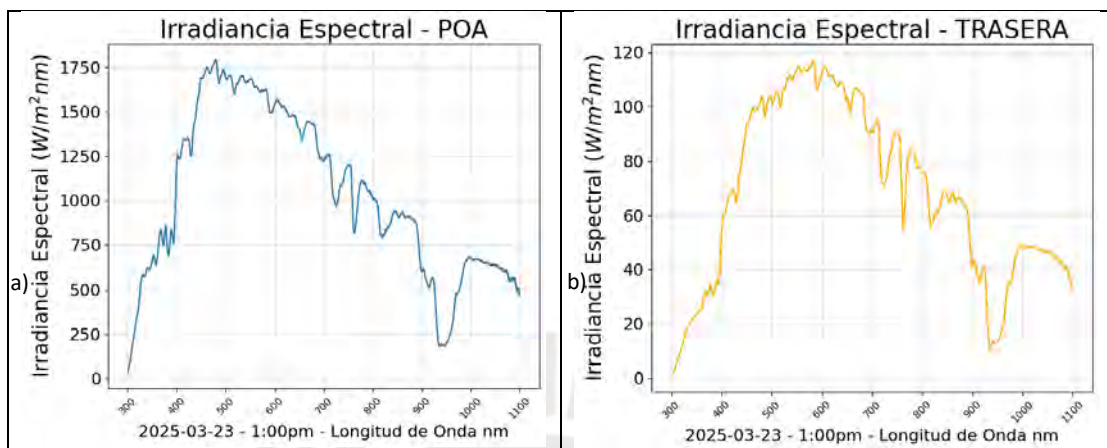


Figura 64 Irradiancia espectral en Irradiancia POA y Trasera. a) Irradiancia espectral POA, a) Irradiancia espectral TRASERA



## 16. Referencias bibliográficas

- Al-Masri, H. M. K., Dawagreh, O. M., & Magableh, S. K. (2023). Realistic performance evaluation and optimal energy management of a large-scale bifacial photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*, 286. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117057>
- Anderson, A. J. (1996). *Photovoltaic Translation Equations: A New Approach; Final Subcontract Report*.
- Angulo, J. R., Calsi, B. X., Conde, L. A., Guerra, J. A., Muñoz, E., de la Casa, J., & Töfflinger, J. A. (2022). Estimation of the effective nominal power of a photovoltaic generator under non-ideal operating conditions. *Solar Energy*, 231, 784–792. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.12.015>
- Belsky, A. A., Ngyen, V. T., Sheikhi, M. H., & Starshaia, V. V. (2025). Analysis of specifications of bifacial photovoltaic panels. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 224). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116092>
- Brecl, K., Cerón, E. M., de la Casa Higuera, J., & Topič, M. (2026). Is an exact backside irradiance modelling essential for bifacial PV systems? *Renewable Energy*, 256. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.123942>
- Conde Mendoza, L. A., Montes Romero, J., Carhuavilca Vela, A. M., Perich Ibañez, R. A., Guerra Torres, J. A., Sevillano Bendezú, M. A., Calsi Silva, B. X., Angulo Abanto, J. R., De la Casa Higuera, J., & Palomino Töfflinger, J. A. (2020). Puesta en marcha de un laboratorio para la caracterización de tecnologías fotovoltaicas a sol real bajo las condiciones climáticas de Lima. *TECNIA*, 30(1), 80–89. <https://doi.org/10.21754/tecnia.v30i1.835>
- Dirección General de Electricidad. (2025). *Principales Indicadores del Sector Eléctrico a Nivel Nacional - Enero 2025*.
- Ego Aguirre, M. M. (2023). Energy demand and the role of hydrocarbons in Peru. In *Social Sciences and Humanities Open* (Vol. 8, Number 1). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ssaho.2023.100519>
- EKO INSTRUMENTS CO.LTD. (2023). *Manual de uso Piranómetro MS-80 V.8.0 - ISO9060:2018 Class A*.
- Garrod, A., & Ghosh, A. (2023). A review of bifacial solar photovoltaic applications. *Frontiers in Energy*, 17(6), 704–726. <https://doi.org/10.1007/s11708-023-0903-7>
- Global Electricity Review 2025*. (2025).
- Global Energy Review 2025*. (n.d.). Retrieved [www.iea.org](http://www.iea.org)
- Gu, W., Ma, T., Ahmed, S., Zhang, Y., & Peng, J. (2020). A comprehensive review and outlook of bifacial photovoltaic (bPV) technology. In *Energy Conversion and Management* (Vol. 223). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113283>
- Guillemoles, J.-F., Kirchartz, T., Cahen, D., & Rau, U. (2018). *S-Q Guide for the Perplexed Solar Energy Conversion and the Shockley-Queisser Model, a Guide for the Perplexed*. <https://doi.org/10.1038/s41566-019-0479-2>

- Gulkowski, S. (2023). Modeling and Experimental Studies of the Photovoltaic System Performance in Climate Conditions of Poland. *Energies*, 16(20). <https://doi.org/10.3390/en16207017>
- Hidalgo-Peña, J., Garcia-Calabres, A., Moreno-Buesa, S., Muñoz-Ceron, E., Aguilera, J., & De La Casa, J. (2024). Software Application for Monitoring a Bifacial Photovoltaic Technology Laboratory. *16th Congreso de Tecnología, Aprendizaje y Enseñanza de La Electrónica, TAAE 2024*. <https://doi.org/10.1109/TAAE59541.2024.10604948>
- IEEE Computer Society, & Microprocessor Standards Committee. (2019). *754-2019 - IEEE Standard for Floating-Point Arithmetic*. IEEE.
- ISO 9847:1992. (1992). <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/f2e54974-8680-48f7-8bc8->
- Jiang, Q., Song, Z., Bramante, R. C., Ndione, P. F., Tirawat, R., Berry, J. J., Yan, Y., & Zhu, K. (2023). Highly efficient bifacial single-junction perovskite solar cells. *Joule*, 7(7), 1543–1555. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.001>
- King, D. L., Boyson, W. E., & Kratochvil, J. A. (2003). *PHOTOVOLTAIC ARRAY PERFORMANCE MODEL*.
- Lorenzo, E. (2021). On the historical origins of bifacial PV modelling. In *Solar Energy* (Vol. 218, pp. 587–595). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.03.006>
- Maniscalco, M. P., Longo, S., Miccichè, G., Cellura, M., & Ferraro, M. (2024). A Critical Review of the Environmental Performance of Bifacial Photovoltaic Panels. In *Energies* (Vol. 17, Number 1). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). <https://doi.org/10.3390/en17010226>
- Mayer, M. J., & Gróf, G. (2021). Extensive comparison of physical models for photovoltaic power forecasting. *Applied Energy*, 283. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116239>
- Minai, A. F., Usmani, T., Alotaibi, M. A., Malik, H., & Nassar, M. E. (2022). Performance Analysis and Comparative Study of a 467.2 kWp Grid-Interactive SPV System: A Case Study. *Energies*, 15(3). <https://doi.org/10.3390/en15031107>
- Modis, T. (2021). *Forecasting the Mix of World Energy Needs by mid-21 st Century*. <http://www.growth-dynamics.com>
- Muñoz-Cerón, E., Moreno-Buesa, S., Leloux, J., Aguilera, J., & Moser, D. (2024). Evaluation of the bifaciality coefficient of bifacial photovoltaic modules under real operating conditions. *Journal of Cleaner Production*, 434. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139807>
- Ramos, C., Arturo, A., Nieto, N., & Maria, P. (2024). *Diseño de un sistema fotovoltaico de 200W con seguimiento solar de dos ejes para maximizar la eficiencia energética* Item Type info:eu-repo/semantics/bachelorThesis. <http://hdl.handle.net/10757/674823>
- Riedel-Lyngskær, N., & Andersen, N. L. (2025). Rear irradiance monitoring on tracked bifacial photovoltaic systems. *Solar Energy*, 298. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2025.113679>
- Santos, L. de O., AlSkaif, T., Barroso, G. C., & Carvalho, P. C. M. de. (2024). Photovoltaic power estimation and forecast models integrating physics and machine learning: A review on hybrid techniques. In *Solar Energy* (Vol. 284). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.113044>

- Sevillano-Bendezú, M. A., Pleshcheva, V., Calsi, B., Conde, L. A., Montes-Romero, J., Aguilera, J., de la Casa, J., & Töfflinger, J. A. (2024). Assessing the accuracy of analytical methods for extracting parameters of different PV module technologies under clear and cloudy sky conditions. *Energy Reports*, *12*, 4279–4293. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.10.002>
- Thopil, G. A., Sachse, C. E., Lalk, J., & Thopil, M. S. (2020). Techno-economic performance comparison of crystalline and thin film PV panels under varying meteorological conditions: A high solar resource southern hemisphere case. *Applied Energy*, *275*.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115041>
- Zubair, M., & Abbas, G. (2025). Optimization of bifacial PV panels in a residential sector for maximum economic benefits based on load profile. *Energy Reports*, *13*, 5252–5265.  
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2025.04.062>

