

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**“INFLUENCIA DE LA ACUMULACIÓN DE POLVO EN LA
GENERACIÓN DE POTENCIA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS”**

AUTORES: Bach. ARTEAGA ROSAS HILMA MARIEL

Bach. UCAÑAN GILL LUIS FERNANDO

ASESOR: Dr. DENIS JAVIER ARANGURÍ CAYETANO

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

Nuevo Chimbote, Perú

2021

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisado y desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la Universidad Nacional del Santa (R: D: N° 471-2002-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

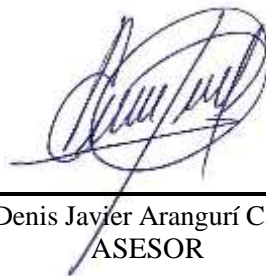
**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGIA**

**“INFLUENCIA DE LA ACUMULACIÓN DE POLVO EN LA
GENERACIÓN DE POTENCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS”**

TESISTAS:

BACHILLER: HILMA MARIEL ARTEAGA ROSAS

BACHILLER: LUIS FERNANDO UCAÑAN GILL



Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano
ASESOR



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

E.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO

El presente jurado evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al reglamento General para obtener el grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D N°492-2017-CU-R-UNS); titulado:

“INFLUENCIA DE LA ACUMULACIÓN DE POLVO EN LA GENERACIÓN DE POTENCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS”

Autores:

Bachiller UCAÑAN GILL, Luis Fernando

Bachiller ARTEAGA ROSAS, Hilma Mariel

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador.

Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara.
PRESIDENTE

M.Sc. Hugo R. Calderón Torres
SECRETARIO

Dr. Denis J. Aranguri Cayetano
INTEGRANTE



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los quince días del mes de febrero del año dos mil veintidós, siendo las nueve horas de la mañana, se reunieron en forma virtual a través de la aplicación zoom, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N°540-2021-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Dr. GILMER JUAN LUJAN GUEVARA : PRESIDENTE
- M.Sc. HUGO ROLANDO CALDERON TORRES : SECRETARIO
- Dr. DENIS JAVIER ARANGURI CAYETANO : INTEGRANTE

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "INFLUENCIA DE LA ACUMULACIÓN DE POLVO EN LA GENERACIÓN DE POTENCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS" elaborado por la Bachiller de Ingeniería en Energía: LUIS FERNANDO UCAÑAN GILL con código de matrícula N° 0201511055, teniendo como asesor al docente Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano, según Resolución Decanal N° 240-2021-UNS-FI, de fecha 13 de mayo del 2021.

Terminada la sustentación de la Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
LUIS FERNANDO UCAÑAN GILL	DIECISIETE (17)	MUY BUENO

Siendo las diez horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara
PRESIDENTE


M.Sc. Hugo R. Calderón Torres
SECRETARIO


Dr. Denis J. Aranguri Cayetano
INTEGRANTE



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los quince días del mes de febrero del año dos mil veintidós, siendo las nueve horas de la mañana, se reunieron en forma virtual a través de la aplicación zoom, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N°540-2021-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Dr. GILMER JUAN LUJAN GUEVARA : PRESIDENTE
- M.Sc. HUGO ROLANDO CALDERON TORRES : SECRETARIO
- Dr. DENIS JAVIER ARANGURI CAYETANO : INTEGRANTE

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "INFLUENCIA DE LA ACUMULACIÓN DE POLVO EN LA GENERACIÓN DE POTENCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS" elaborado por la Bachiller de Ingeniería en Energía: HILMA MARIEL ARTEAGA ROSAS con código de matrícula N° 0201511048, teniendo como asesor al docente Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano, según Resolución Decanal N° 240-2021-UNS-FI, de fecha 13 de mayo del 2021.

Terminada la sustentación de la Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
HILMA MARIEL ARTEAGA ROSAS	DIECISIETE (17)	MOY BUENO

Siendo las diez horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.

Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara
PRESIDENTE

M.Sc. Hugo R. Calderón Torres
SECRETARIO

Dr. Denis J. Aranguri Cayetano
INTEGRANTE

DEDICATORIA

*A mis padres **Miguel y Maribel***

por estar siempre apoyándome

para seguir adelante, brindándome

valores y educación para lograr

cada meta trazada.

Hilma Mariel Arteaga Rosas

*A mi madre **Luisa***

*y hermanos **Héctor, José y Rosario,***

por su apoyo, aliento,

ejemplo y dedicación.

Luis Fernando Ucañan Gill.

AGRADECIMIENTO

A nuestra prestigiosa Alma Mater, Universidad Nacional del Santa, por habernos acogido durante estos años de estudio en nuestra formación personal y profesional, en donde quedan recuerdos de una etapa maravillosa en nuestra vida profesional, donde pusimos nuestros deseos de superación para el logro de nuestros objetivos y recompensa en cada uno de los esfuerzos, realizándonos como profesionales de Ingeniería en Energía.

A los docentes de la Escuela Académica Profesional de Ingeniería en Energía por la calidad de enseñanza en educación recibida durante los años de formación profesional, por los sabios consejos, experiencias y apoyo incondicional.

A nuestro asesor, Denis Javier Arangurí Cayetano, por sus aportes valiosos, apoyo y tiempo incondicional, que fue esencial para el inicio, desarrollo y culminación del presente estudio.

RESUMEN

Este informe de tesis, presenta el estudio de cómo influye la acumulación de partículas de polvo en la generación de potencia de módulos fotovoltaicos. Para ello se calcularon las pérdidas de potencia eléctrica nominal y el rendimiento, asimismo, se demostró el tiempo adecuado de limpieza de los módulos fotovoltaicos.

El presente estudio consta de cuatro capítulos, en el primer capítulo se recopiló investigaciones relacionadas al presente estudio, por consiguiente, se formuló y se justificó la importancia del problema. Por otra parte, en el segundo capítulo se recopilaron los conceptos teóricos para la consolidación de nuestro estudio. Asimismo, en el tercer capítulo se describió el método, procedimiento y enfoque, y finalmente, en el cuarto capítulo, se mostraron los resultados obtenidos de la investigación.

Al analizar la influencia del incremento de acumulación de partículas de polvo en las pérdidas de potencia eléctrica nominal, se concluyó que, mientras aumentó la acumulación de partículas de polvo de $0.3\mu\text{m}$ y $2.5\mu\text{m}$ disminuyó la potencia generada de los módulos fotovoltaicos. Al cabo de tres meses de operación se experimentó una pérdida de potencia eléctrica nominal y rendimiento de 17.91W y 3.27% respectivamente. Por tal motivo, en este estudio se infiere que, el tiempo adecuado de limpieza de los módulos fotovoltaicos debe realizarse cada tres meses.

Palabras Clave: Acumulación de Partículas de Polvo, Pérdidas de Potencia Eléctrica Nominal, Módulo Fotovoltaico.

ABSTRACT

This thesis report presents the study of how the accumulation of dust particles influences power generated from photovoltaic modules. For this, the nominal electrical power losses and the performance were calculated, as well as the adequate cleaning time of the photovoltaic modules.

This study consists of four chapters, in the first chapter, research related to this study is collected, therefore, the importance of the problem is formulated and justified. On the other hand, the second chapter compiles the theoretical concepts for the consolidation of our study. Likewise, in the third chapter the method, procedure and approach of the investigation are described, and finally, in the fourth chapter, the results obtained from the investigation are shown.

When analyzing the influence of the increased accumulation of dust particles on the nominal electrical power losses, it was concluded that, while the accumulation of dust particles of $0.3\mu\text{m}$ and $2.5\mu\text{m}$ increases, the power generated by the photovoltaic modules decreases. After three months of operation, there was a loss of nominal electrical power and performance of 17.91W and 3.27% respectively. For this reason, in this study it is inferred that the adequate cleaning time of the photovoltaic modules must be carried out every three months.

Key Words: Accumulation of Dust Particles, Nominal Electric Power Losses,

Photovoltaic Module

ÍNDICE

RESUMEN	iii
ABSTRACT	iv
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES	2
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	5
1.2.1. Objetivo General	5
1.2.2. Objetivos Específicos.....	5
1.3. HIPÓTESIS.....	5
1.4. JUSTIFICACION Y LIMITACIONES DEL TRABAJO	6
1.4.1. Justificación.....	6
1.4.2. Limitaciones del Trabajo	6
CAPÍTULO II.....	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1. RADIACIÓN SOLAR.....	8
2.1.1. Tipos de Radiación	8
2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	9
2.2.1. Módulos Fotovoltaicos.....	9
2.3. FACTOR DE ENSUCIAMIENTO	18
2.4. PRUEBA ESTADISTICA.....	21
2.4.1. Prueba de Hipótesis.....	22
2.4.2. Pruebas Paramétricas	22
2.4.3. Pruebas No Paramétricas.....	23
2.4.4. Prueba de Normalidad	24
2.4.5. Prueba de Kruskal-Wallis.....	24
CAPÍTULO III	26
MATERIALES Y MÉTODOS	26
3.1. MATERIALES Y EQUIPOS.....	27
3.2. MÉTODO(S) DE LA INVESTIGACIÓN	27
3.3. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN.....	27
3.4. PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	28
3.5. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	33
3.6. TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	35
3.7. TÉCNICAS DE PROCEDIMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS ...	36

CAPITULO IV	38
DISCUSIONES Y RESULTADOS	38
4.1. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	39
4.2. RESULTADOS PRELIMINARES	39
4.2.1. Primer día de Medición	39
4.2.2. Día Soleado	40
4.2.3. Día parcialmente nublado	42
4.2.4. Día Nublado	43
4.3. RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	45
4.3.1. Análisis desde 6 mayo hasta 23 de julio	45
4.3.2. Análisis desde el 3 agosto hasta el 1 de setiembre	46
4.3.3. Análisis desde 13 setiembre hasta el 13 de octubre	48
4.4. RESULTADOS DEL RENDIMIENTO DEL MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ... 50	
4.4.2. Análisis desde el 3 agosto hasta 1 de setiembre	52
4.4.3. Análisis desde 13 de setiembre hasta 13 de octubre	53
4.5. ANÁLISIS DE LA ACUMULACIÓN POLVO EN RELACIÓN CON LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA	56
4.5.1. Análisis desde el 6 de mayo hasta el 23 julio	56
4.5.2. Análisis desde el 3 de agosto hasta el 1 de setiembre	59
4.5.3. Análisis desde el 13 de setiembre hasta el 13 de octubre	61
4.6. PROPUESTA DE MANTENIBILIDAD	64
4.7. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS RESULTADOS	65
CONCLUSIONES	69
RECOMENDACIONES	70
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de materiales para la fabricación de módulos fotovoltaicos.	11
Tabla 2: Ventajas y Desventajas de las pruebas paramétricas	23
Tabla 3: Ventajas y Desventajas de las pruebas no paramétricas.....	24
Tabla 4: Especificaciones Técnicas de los Módulos Fotovoltaicos.....	33
Tabla 5: Cuadro de Operacionalización de Nuestras Variables	35
Tabla 6: Técnicas de Procedimiento y Análisis de los Resultados.....	36
Tabla 7: Matriz de Consistencia	37
Tabla 8: Rendimiento del 6 de mayo hasta 23 de julio	51
Tabla 9: Rendimiento del 3 de agosto hasta 1 de setiembre	52
Tabla 10: Rendimiento del 13 de setiembre al 13 de octubre.	53
Tabla 11: Resultados obtenidos en el primer periodo.....	57
Tabla 12:Resultados obtenidos en el segundo periodo.	59
Tabla 13: Resultados obtenidos en el tercer periodo.	63
Tabla 14: Resultados de Pérdidas de Potencia y Rendimiento.....	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Componentes de la radiación solar terrestre.....	9
Figura 2: Composición de la celda fotovoltaica	12
Figura 3: Flujo de Electrones de una Célula Solar	13
Figura 4: Representación del ángulo Azimut	15
Figura 5: Representación del ángulo de inclinación.	15
Figura 6: Curva característica de la corriente y voltaje.	18
Figura 7: Mapa Mundial Niveles de Concentración, Partículas en el Ambiente ($\mu\text{g}/\text{m}^2$). 19	
Figura 8: Causas de Acumulación de polvo	21
Figura 9: Procedimiento de la Investigación.	28
Figura 10: La vivienda en la Urbanización los Héroes, Nuevo Chimbote.....	29
Figura 11: Medición de Inclinación de los Módulos Fotovoltaicos.	30
Figura 12: Medición de Voltaje e Intensidad de corriente.	31
Figura 13: División de las áreas representativas del módulo Fotovoltaico.....	31
Figura 14: Medición de Partículas de Polvo.....	32
Figura 15: Instalación de los módulos Fotovoltaicos.	33
Figura 16: Inclinación de 10° de los Módulos Fotovoltaicos.....	34
Figura 17: Cuadro de comparación para pruebas Paramétricas y no paramétricas.	66
Figura 18: Resultados de la prueba de normalidad del 6 de mayo – 27 de julio.....	67
Figura 19: Resultados de la prueba de Kruskal Wallis del 6 de mayo – 27 de julio.	68
Figura 20: Resultados de la prueba de normalidad del 3 de agosto – 1 de setiembre.	88
Figura 21: Resultados prueba de Kruskal-Wallis del del 3 de agosto – 1 de setiembre... 88	
Figura 22: Resultados de la prueba de normalidad del 13 de setiembre – 13 de octubre. 89	
Figura 23: Resultados prueba de Kruskal-Wallis del 13 de setiembre – 13 de octubre. .. 90	
Figura 24: Primer día de Medición Módulos Fotovoltaicos.....	93
Figura 25: Módulo Polvoriento y de Referencia, finalizando el mes de mayo.	94
Figura 26: Toma de Mediciones de Partículas de Polvo.....	94
Figura 27: Módulo Polvoriento.	95
Figura 28: Módulo Polvoriento y Módulo de Referencia.	95
Figura 29: Acumulación de Partículas de polvo no homogéneas.....	96
Figura 30: Periodo de medición desde el 6 de mayo al 23 de julio.	97
Figura 31: Módulo Polvoriento y de Referencia en el último día de medición.	98
Figura 32: Instrumentos de medición: Air Quality Detector, Multitesters.	99

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A: Checklist de los Módulos Fotovoltaicos en la urbanización Los Héroes - Nuevo Chimbote	77
Anexo B: Pérdidas De Potencia Y Rendimiento De Los Módulos Fotovoltaicos.	80
Anexo C: Resultado del Análisis Estadístico del programa SPSS.	88
Anexo D: Ficha Técnica de los Módulos Fotovoltaicos.	91
Anexo E: Registro de fotografías, durante el periodo de medición.....	93
Anexo F: Instrumentos de Medición.....	99
Anexo G: Especificaciones Del Air Quality Detector.	100

CAPÍTULO I
INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

De acuerdo con Navarrete, C. (2019) en su investigación titulada “*Análisis técnico - económico de un Sistema fotovoltaico con influencia de suciedad, viento y lluvia en Arequipa-Perú*” tuvo como objetivo analizar los aspectos técnicos y económicos en un sistema fotovoltaico con influencia de suciedad, viento y lluvia. Para las evaluaciones del factor suciedad se clasificaron las muestras por tipo de polvo (cemento, sillar y arcilla), los tres con un tamaño de partícula menor de $74\mu\text{m}$. Por cada tipo de polvo se determinaron 4 cantidades de deposición de polvo: 5g/m^2 , 15g/m^2 , 25g/m^2 y 35g/m^2 . Obteniendo como resultado que mientras aumenta la cantidad de deposición de polvo en g/m^2 reduce la eficiencia del módulo fotovoltaico en un promedio de 12%, 50%, 78% y 94%, aproximadamente, esto se muestra en los resultados de las tres evaluaciones tanto para cemento, sillar y arcilla, por ello se concluyó que, la eficiencia se ve influenciado solo por la cantidad de deposición de polvo más no por los tipos de polvo evaluados. Además, la eficiencia del módulo fotovoltaico se reduce drásticamente a valores de casi 0 con presencia de lluvia debido a la nubosidad, ya que la radiación solar es baja y no genera electricidad.

De la misma manera, Castro, M. (2019) en su investigación titulada “*Análisis de pérdidas por suciedad en plantas fotovoltaicas en Madrid*” cuyo objetivo fue analizar las pérdidas de energía por suciedad en plantas fotovoltaicas de generación, así como un estudio económico sobre los métodos y las rutinas de limpieza empleados en la actualidad. Concluyó que en el análisis de pérdidas de planta, una inspección visual es insuficiente dado por muchos factores como las propiedades espectrales de la suciedad adherida que ocasionaban grandes pérdidas debido a su opacidad, sobre todo con la deposición de compuestos tanto

orgánicos como inorgánicos, llegando a causar pérdidas superiores al 10%, y respecto a los métodos de limpieza, concluyo que no existe una solución óptima dado que la eficiencia del método de limpieza está ligada a las características del emplazamiento y de la planta.

Según, Duque, N. (2016) en su investigación titulada “*Análisis de factores que influyen en la suciedad de Módulos fotovoltaicos y su efecto sobre la producción de energía eléctrica*” tuvo como objetivo analizar el complejo fenómeno de deposición de polvo y suciedad en módulos solares fotovoltaicos, así como, en las pérdidas de energía implicadas. En este trabajo se concluyó que las pérdidas por suciedad son habitualmente subestimadas. En lugares con altas radiaciones, son muy altas las pérdidas superando el 10%: en los rangos de 10 al 25% y del 20 al 50% oscilarían para climas tropicales y desérticos respectivamente, pero en lugares lluviosos con niveles de radiación solar bajos o medios, raramente supera el 5%.

Suresh, K. (2013) en su investigación titulada “*Impacto de suciedad y polvo en la eficiencia, y el punto de máxima potencia en los módulos fotovoltaicos*” tuvo como objetivo analizar las pérdidas provocadas por la acumulación de polvo en la superficie de los módulos fotovoltaicos y cuantificar dichas pérdidas a partir de los experimentos realizados por varios investigadores de todo el mundo. Concluyó que el polvo es el factor menos reconocido que influye significativamente en el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, las células fotovoltaicas ya tienen eficiencias de conversión bajas del 16% al 18%, la acumulación de partículas de arena y polvo del ambiente exterior en su superficie reduce aún más la potencia de salida generada, esto depende de los movimientos del viento predominante. En general, un patrón de viento a baja

velocidad promueve la acumulación de polvo, mientras que un régimen de viento de alta velocidad, por el contrario, disipa el asentamiento de polvo promoviendo una limpieza natural.

Rau, A. (2017) en su investigación titulada “*Estudio del Efecto Soiling en el Rendimiento de Módulos Solares Fotovoltaicos en una zona Residencial*” su objetivo fue estudiar las pérdidas causadas por la acumulación de polvo (Soiling) en la superficie de módulos fotovoltaicos a través de las curvas V-I en una zona residencial de la región metropolitana en Santiago de Chile. A partir del estudio residencial realizado, con una duración de 3 meses (julio, agosto y septiembre) se pudo establecer tasas diarias de Soiling que varían de 0.21% a 0.61% y pudo probar la tendencia lineal que se produce cuando no hay presencia de lluvias. Concluyó que los resultados técnicos de pérdida de energía son considerables y la pérdida económica de Soiling en el sector residencial no tiene un costo económico alto.

Asimismo, Mohammad, S. y Huassain, A. (2014) en su investigación titulada “*Ensuciamiento del Módulo Fotovoltaico: Modelado y Validación de la Optimización de la Frecuencia de Limpieza del estado de Arizona*”, presentó dos estudios que se centran en investigar el efecto de la suciedad en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos instalados en el área Metropolitana Phoenix, durante el periodo de abril a junio. Para ángulos de inclinación de 13 ° a 28 °, la tasa de ensuciamiento mensual, sin considerar el efecto de excrementos pesados de aves, en el área de Phoenix varía de 1.71% a 2.55%, con un promedio de 1.99%. Por lo general, se notaron mayores pérdidas por suciedad acompañadas de las siguientes condiciones: excrementos de aves pesados, falta de lluvia durante un período prolongado, ángulos de baja inclinación y bajas

frecuencias de limpieza. En el entorno de los módulos fotovoltaicos, como árboles y edificios, se notaron como un buen enfoque preventivo para mitigar las pérdidas por suciedad.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Considerando el criterio para la determinación de la investigación, para el cumplimiento de los objetivos, se planteó el siguiente interrogante:

¿De qué manera la acumulación de partículas de polvo influye en la generación de potencia de los módulos fotovoltaicos?

1.2.1. Objetivo General

Analizar la influencia de acumulación de partículas de polvo en la generación de potencia de los módulos fotovoltaicos.

1.2.2. Objetivos Específicos

Calcular las pérdidas de potencia eléctrica nominal y rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

Estudiar la influencia de la acumulación partículas de polvo en las pérdidas de potencia y rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

Identificar el tiempo adecuado de limpieza de los módulos fotovoltaicos según los cálculos realizados.

1.3. HIPÓTESIS

La hipótesis que se plantea en esta investigación es la siguiente:

La influencia de acumulación de partículas de polvo en el módulo fotovoltaico reduce la generación de potencia hasta un 12%.

1.4. JUSTIFICACION Y LIMITACIONES DEL TRABAJO

1.4.1. Justificación

El territorio peruano, por su ubicación cerca al ecuador posee un favorable índice de radiación solar, de 6 a 6.5 kWh/m² en la costa norte, por lo tanto, el uso eficiente de la energía solar fotovoltaica es indispensable para la sociedad, sobre todo para los que se encuentran en zonas remotas del país. Para el rendimiento óptimo de los módulos fotovoltaicos influyen factores ambientales y climáticos específicos del lugar. Este estudio está referido en investigar de qué manera la acumulación de partículas de polvo influye en la generación de los módulos fotovoltaicos, ya que, así se pueden aplicar mecanismos de limpieza de forma más óptima posible y económicamente rentable; permitiendo el incentivo del uso de energías renovables y el desarrollo de la competitividad en la región. Por este motivo es que surge la importancia de esta investigación, para usos aplicativos, investigaciones futuras y por el poco estudio realizado de este fenómeno en el Perú. Debido a la creciente demanda de módulos solares, es que se estudió este efecto no muy conocido en el país.

1.4.2. Limitaciones del Trabajo

Las principales limitaciones de esta investigación fueron:

El periodo que se consideró para la elaboración de la investigación.

La magnitud de la investigación, ya que, solo se estudió los resultados de potencia para poder implementar un plan de mantenibilidad.

El tiempo dedicado a la investigación fue en el tiempo de pandemia SAR COV2 (COVID 19).

CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

2.1. RADIACIÓN SOLAR

Es la potencia por unidad de área recibida del Sol en forma de radiación electromagnética medida en el rango de longitud de onda. Puede medirse en el espacio o en la superficie de la Tierra después de la absorción y dispersión atmosférica. (Boxwell, 2012).

La radiación en la superficie de la Tierra depende además de la inclinación de la superficie de medición, la altura del sol sobre el horizonte y las condiciones atmosféricas. (Greg, 2016).

2.1.1. Tipos de Radiación

La radiación solar sobre una superficie terrestre se clasifica en: directa, difusa, reflejada y global. (Castejón & Santamaría, 2010).

- Radiación Directa

Es la radiación que incide directamente del sol sobre la superficie terrestre sin sufrir cambios de dirección.

- Radiación Difusa o Indirecta

Es aquella que se emite en la atmósfera, por la dispersión de la radiación solar.

- Radiación Reflejada o Albedo

Es la radiación incidente reflejada del sol en la superficie terrestre.

- Radiación Global

Es la radiación total del sol. Es la suma de las radiaciones directa, difusa y reflejada.

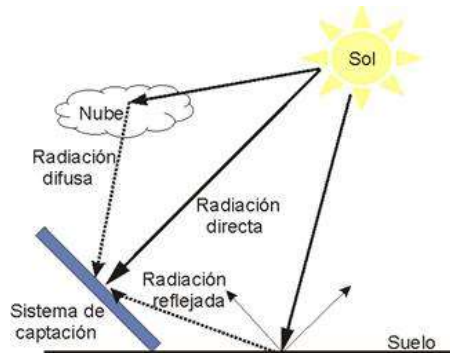


Figura 1: Componentes de la radiación solar terrestre.
Fuente: Hernandez, 2014.

2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es la energía procedente del Sol que se convierte en energía eléctrica de forma directa, sin ninguna conversión intermedia. Se produce mediante generadores fotovoltaicos compuestos por módulos fotovoltaicos conectados entre sí que a su vez están compuestos por unidades básicas denominadas células solares o fotovoltaicas. El conjunto de módulos fotovoltaicos que componen un generador forma una superficie plana que tiene que ser expuesta a la luz del Sol para producir energía eléctrica. La inclinación y la orientación adecuadas de dicha superficie son fundamentales para conseguir una conversión eficiente de energía solar en energía eléctrica. (Castejón & Santamaría, 2010).

2.2.1. Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos utilizan energía luminosa (fotones) del Sol para generar electricidad a través del efecto fotoeléctrico. La mayoría de los módulos utilizan células de silicio cristalino a base de obleas o células de película fina. (Colaboradores Wikipedia, Panel Solar, 2021).

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de células fotovoltaicas montadas en un marco. Las células fotovoltaicas utilizan la luz solar como fuente

de energía y generan electricidad de corriente continua. Una colección de celdas solares fotovoltaicas se denomina módulo fotovoltaico y un sistema de módulos es una matriz. Las matrices de un sistema fotovoltaico suministran electricidad solar a los equipos eléctricos.

Además, están compuestos por células solares, estas comúnmente se fabrican de silicio ya que este material existe en gran abundancia en la tierra, cuenta con una baja tasa de contaminación, presenta una alta durabilidad en el tiempo y cuenta con sobresalientes propiedades fisicoquímicas (Nogueira, C., et al., 2015).

Las células de silicio se pueden clasificar en tres tipos dependiendo su proceso de fabricación: Celdas solares monocristalinas, policristalinas y de película delgada o amorfas. (Vasco, E., 2000).




a. Células monocristalinas

Las células monocristalinas se cortan en obleas delgadas de un cristal continuo (silicio), cada célula presenta un color uniforme normalmente va desde el azul al negro (ver en la tabla 1). El silicio utilizado en este tipo de célula presenta alta pureza y una estructura cristalina perfecta. Como resultado del proceso de fabricación, las células tienen alrededor de $10 \times 10 \text{ cm}^2$ y $350 \mu\text{m}$ de espesor, con una eficiencia de uso directo entre el 15-18%. (Kapumpa, K.&Viridi, S., 2016).

b. Células policristalinas

Las células policristalinas están hechas de material de silicio similar al de la monocristalina, excepto que, en lugar de crecer en un solo cristal, se funden y se vierten en un molde. Esto forma un bloque cuadrado que puede cortarse en obleas cuadradas. A medida que el material se enfría, se cristaliza de una manera imperfecta, formando tonalidades de colores diferentes en su superficie. Las células policristalinas con iguales dimensiones y condiciones alcanzan un rendimiento de 12% hasta 14%. (Kapumpa,&Viridi , 2016)

Tabla 1. Tipos de materiales para la fabricación de módulos fotovoltaicos.

Material	Rendimiento	Ventaja	Desventaja	Aspecto
Silicio Monocristalino	15 – 18%	<ul style="list-style-type: none"> - Mejor Rendimiento. - Mayor número de fabricantes. - Eficiencia de 150Wp/m². 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo más elevado 	
Silicio Policristalino	12 - 14%	<ul style="list-style-type: none"> - Su forma cuadrada permite el ahorro de área del módulo. - Eficiencia de conversión óptima (100 Wp/m²). 	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo rendimiento en condiciones de iluminación baja. 	
Silicio Amorfo	< 10%	<ul style="list-style-type: none"> - Funciona con luz difusa muy baja (días nublados). - Menos costosa. - Se integra sobre soportes flexibles o rígidos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Rendimiento bajo el sol de 5%-7%- - Rendimiento decrece con el tiempo. 	

Fuente: Díaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010.

c. Células de película delgada

Las células de película delgada son de silicio o se produce a partir de nuevos materiales, como el arseniuro de galio, telurio de cadmio o el Cobre Indio Diselenido. Estas células también llamadas amorfas están protegidas por medio de encapsulación con vidrio frontal y uno de protección posterior. Las eficiencias de estas células se pueden observar en la tabla 1. (Kapumpa & Viridi, 2016).

2.2.1.1. Funcionamiento De Las Celdas Fotovoltaicas

Una celda fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotoeléctrico. Las celdas están conformadas por materiales semiconductores que controlan el flujo de electrones para formar corrientes eléctricas. Como se puede observar en la figura 2, las células contienen dos capas de materiales semiconductores. La capa superior de tipo N (carga negativa) se encuentra dopada con átomos de fósforo y la capa inferior de tipo P (carga positiva) generalmente se encuentra dopada con átomos de boro. (Grupo Simec Chile SRL, 2010).

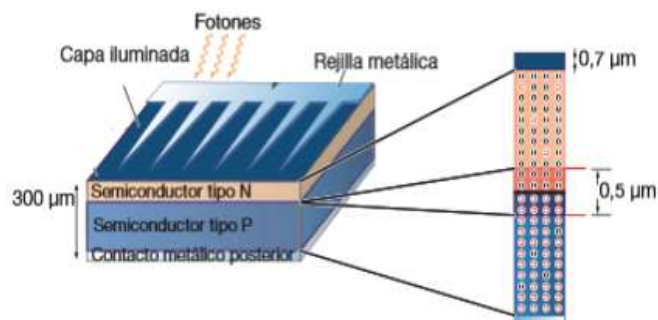


Figura 2: Composición de la celda fotovoltaica

Fuente: Componentes de una instalación solar fotovoltaica, 2012.

Cuando un rayo de luz incide sobre la celda, se libera un electrón de la capa P que es atraído por la carga de la capa positiva N, el desplazamiento del electrón deja un hueco cerca de la unión de estas dos capas, otro electrón próximo a la capa P asciende para llenar el hueco. A medida que la luz incide en la celda, liberan electrones produciendo una corriente eléctrica, a este fenómeno se le denomina efecto fotoeléctrico. (Granda, G., et al., 2013)

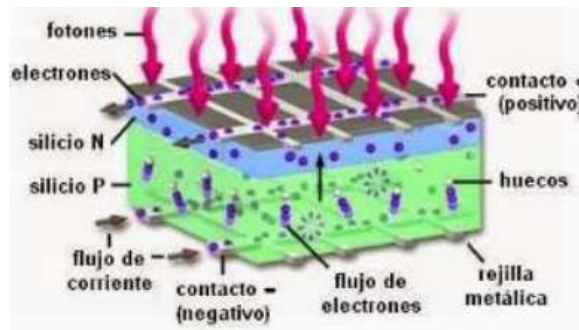


Figura 3: Flujo de Electrones de una Célula Solar
Fuente: Componente de una instalación solar fotovoltaica, 2012.

2.2.2. PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO

2.2.2.1. Potencia

Es la cantidad de voltaje y corriente que entrega el módulo fotovoltaico.

$$P = V \times I \dots \dots (1)$$

Donde:

P: Potencia del módulo fotovoltaico, W.

I: Intensidad de Corriente del módulo fotovoltaico, A.

V: Tensión máxima del módulo fotovoltaico, V.

2.2.2.2. Rendimiento

El rendimiento (η), indica la razón porcentual de la energía eléctrica convertida por el módulo solar y la energía solar recibida en su superficie. Es sometido en condiciones estándares de prueba, según la norma ASTM E-1036. (Castejón & Santamaría, 2010).

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \cdot A_c} \times 100\% \dots\dots(2)$$

Donde:

η : Rendimiento de conversión, (%).

P_{max} : Potencia máxima, W.

G: Radiación a 1000 W/m².

A_c : Área superficial del módulo, m².

2.2.2.3. Orientación de los Módulos Fotovoltaicos

Es importante decidir la orientación de los módulos para que capturen la mayor cantidad de radiación solar posible.

La orientación se define por el ángulo llamado azimut α , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

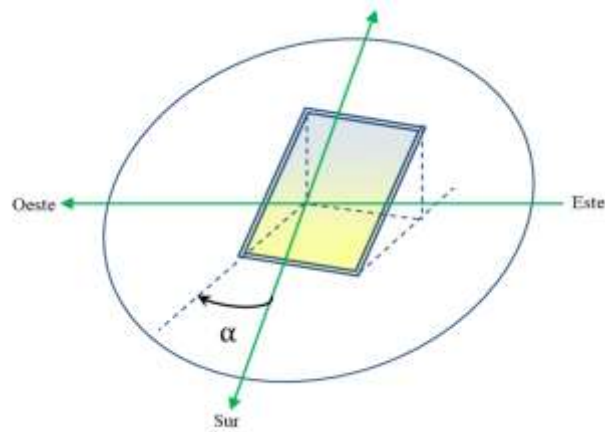


Figura 4: Representación del ángulo Azimut
 Fuente: Mulcué, L., 2013.

Por lo cual conviene tener el módulo girado hacia el ecuador terrestre, eso quiere decir, hacia el norte en el hemisferio sur, para que durante el día el panel capte la mayor cantidad de radiación posible ($\alpha=0$).

2.2.2.4. Inclinación de los Módulos Fotovoltaicos

La inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.

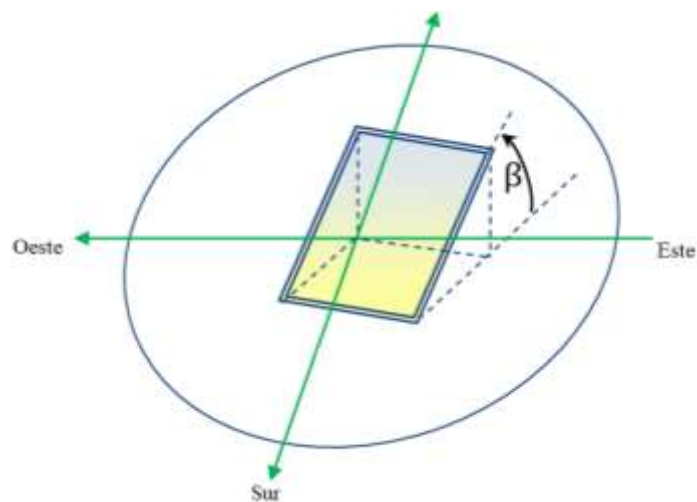


Figura 5: Representación del ángulo de inclinación.
 Fuente: Mulcué, L., 2013.

En la instalación de módulos solares utilizaremos una estructura fija. Según Agustín Castejón Oliva, para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta = 3.7 + 0.69 |\Phi| \quad (3)$$

Donde:

Φ : Latitud del lugar.

De acuerdo a nuestro lugar de emplazamiento tenemos una latitud de -9.12° . Reemplazando los datos en (3):

$$\beta = 3.7 + 0.69 |-9.12|$$

$$\beta = 9.99$$

Seleccionamos nuestro ángulo de inclinación, $\beta = 10^\circ$.

2.2.3. Los parámetros de Funcionamiento Eléctrico

Estos parámetros se tienen que especificar en dos condiciones de funcionamiento:

- Condiciones Estandar de Medida (CEM – Standard Test Conditions - STC) que corresponden a una radiación en el plano del módulo de 1.000 W/m^2 , temperatura del módulo de $25 \pm 2^\circ\text{C}$ y una distribución espectral de la irradiancia de acuerdo con el factor de masa de aire AM 1.5.

- Condiciones de Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC – Nominal Operating Cell Temperature – NOCT) que corresponden a una radiación en el plano del módulo de 800 W/m², con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente 20 °C, velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

Según John A. Duffie, (2013) tenemos:

- Potencia Eléctrica Máxima ($P_{máx}$)

Es la potencia correspondiente al punto de la característica intensidad-tensión donde el producto de la intensidad por la tensión es máximo. También se denomina potencia de pico.

- Tensión en Circuito Abierto (V_{ca})

Es la tensión de salida de un módulo fotovoltaico en circuito abierto (sin carga) a una radiación y temperatura determinada.

- Intensidad de Cortocircuito (I_{cc})

Es la intensidad de salida de módulo fotovoltaico en cortocircuito a una radiación y temperatura determinadas.

- Tensión en el Punto de Máxima Potencia (V_{mp})

Es la tensión correspondiente a la potencia máxima.

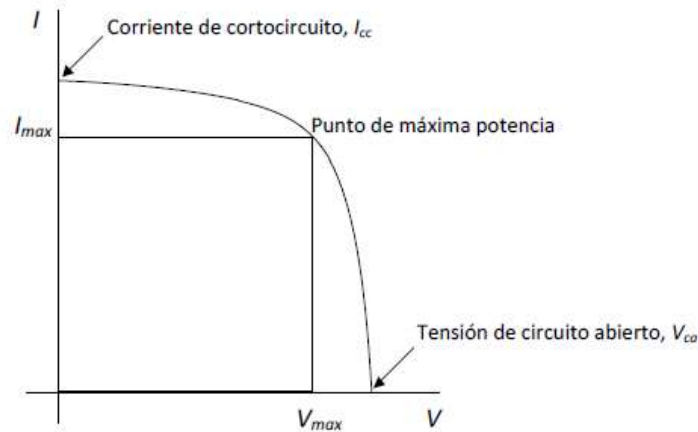


Figura 6: Curva característica de la corriente y voltaje.

2.3. FACTOR DE ENSUCIAMIENTO

Urrejola et al. (2016) afirma que el polvo natural (suciedad) es una fuente de contaminación para los módulos fotovoltaicos formados principalmente por partículas en el aire. La suciedad es el efecto de la deposición de partículas durante un período de tiempo en el que no hay limpieza externa. Si hay humedad relativa alta, la adherencia de las partículas de suciedad en el módulo fotovoltaico aumentará y se reducirá el efecto de la limpieza por el viento.

El polvo es una capa delgada que cubre la superficie de la matriz solar, y las partículas de polvo típicas son menos de $10\mu\text{m}$ de diámetro, pero depende de la ubicación y su entorno. El polvo se genera a partir de muchas fuentes, como la contaminación por viento, erupciones volcánicas, peatonales y movimientos de vehículos, entre muchas otras. El polvo acumulado con el tiempo agrava el efecto de suciedad. De hecho, la cantidad de polvo acumulado en la superficie del módulo fotovoltaico afecta la energía total entregada desde el módulo fotovoltaico a diario, mensual, estacional y anual. (Mohammad Reza, et al, 2016).

Sanaz Ghazi (2014) investigó el patrón de distribución de polvo en diferentes partes del mundo y se encontró que en Medio Oriente y África del Norte tienen las peores zonas de acumulación de polvo del mundo, muestra la intensidad del polvo en diferentes colores en todo el mundo.



Figura 7: Mapa Mundial Niveles de Concentración, Partículas en el Ambiente (ug/m²)
Fuente: Indexmundi.

2.3.1. Causas de la Acumulación de Polvo

Hay dos parámetros interdependientes que afectan la caracterización de la acumulación de suciedad en los módulos solares, la propiedad del polvo y el medio ambiente local. Las propiedades del polvo consisten en tamaño, componentes, forma y peso. (Mani & Pillai , 1993).

La superficie también es un factor muy importante que contribuye al proceso de ensuciamiento. Si la superficie no es lisa y en cambio es áspera, pegajosa, etc., permite que se acumule más polvo. La posición del módulo, que depende de la dirección de la luz solar y del viento, también es importante en el proceso de ensuciamiento. Cuanto más horizontal sea la superficie, más polvo se puede acumular. Además, la brisa lenta también puede provocar la acumulación de polvo, mientras que el viento

fuerte puede limpiar la superficie del módulo. Sin embargo, el flujo de aire debido al viento puede afectar la acumulación o disipación de polvo en lugares particulares del módulo solar.

La velocidad del aire y la presión no son constantes sobre la superficie del módulo solar. En presencia de viento, donde la velocidad del aire es más alta, hay una presión más baja que puede resultar en una menor acumulación de polvo y viceversa. Las propiedades del polvo como el tipo, tamaño, peso y forma también juegan un papel importante en la dispersión del polvo.

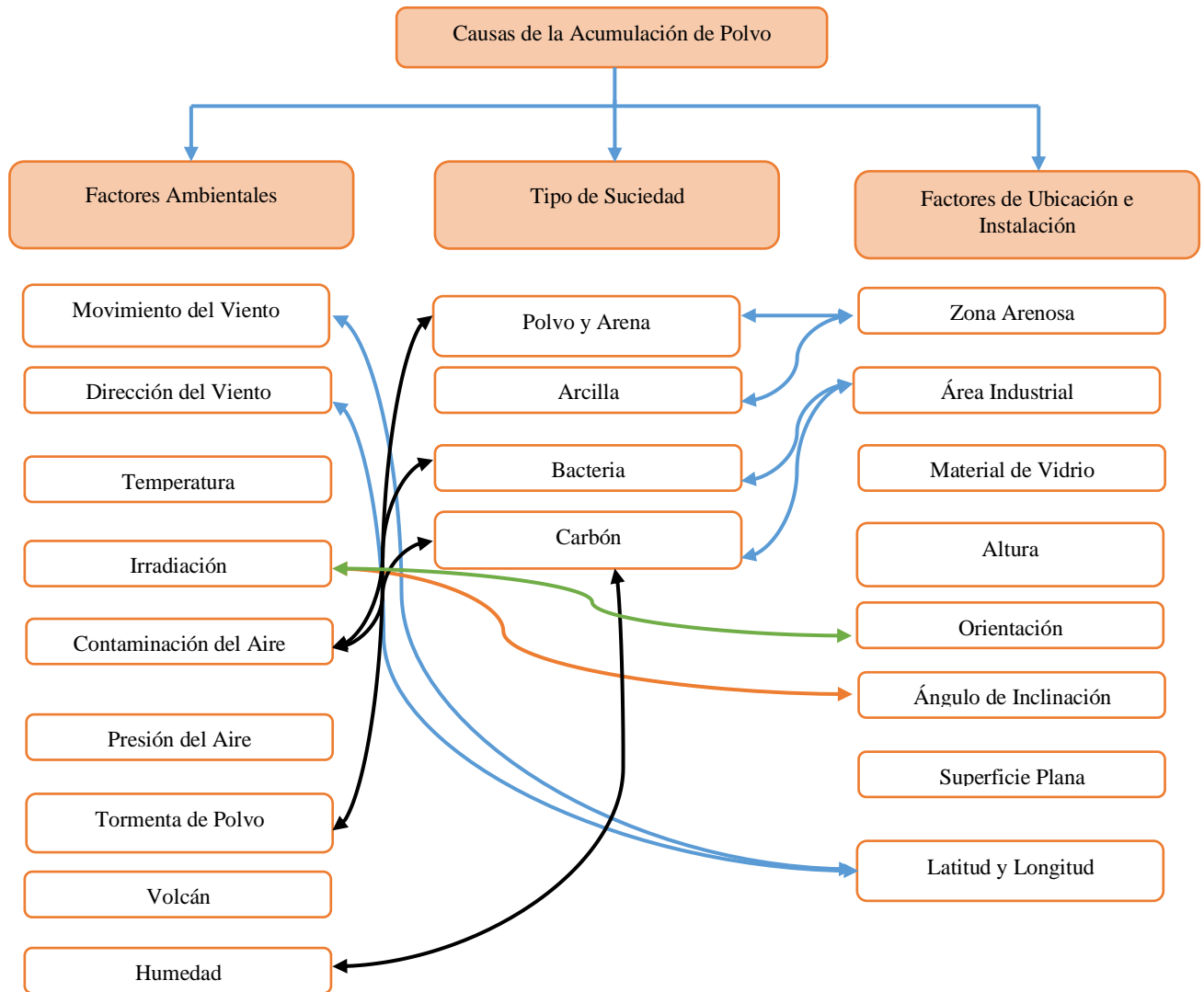


Figura 8: Causas de Acumulación de polvo
Fuente: Mohammad Reza et al., 2016.

2.4. PRUEBA ESTADISTICA

Una prueba estadística es una forma de evaluar la evidencia que los datos proporcionan, para probar una hipótesis. Esta hipótesis se denomina hipótesis nula (H_0), normalmente se opone a una hipótesis denominada hipótesis alternativa (H_1 o H_a). La mayoría de las veces, la hipótesis alternativa es aquella que el usuario quiere demostrar. (S.E.F.O., 2014).

2.4.1. Prueba de Hipótesis

Se trata de un procedimiento estadístico que permite establecer, con cierto grado de probabilidad si una hipótesis científica es consistente con la información de la muestra obtenida. (Sihuay, 2019)

a. Hipótesis nula (H_0): Es la más precisa de las dos hipótesis. Su rechazo da como resultado la aceptación de la hipótesis alternativa. Es la negación de la hipótesis alterna.

b. Hipótesis alterna (H_1): Es la hipótesis del investigador, es decir lo que se formula inicialmente.

i. Plantear las hipótesis: H_0 , H_1

ii. Establecer el nivel de significancia (α) : 5%, 1%

iii. Seleccionar la prueba estadística

iv. Establecer la regla de decisión

Sig. $< \alpha$, entonces se rechaza la H_0

Sig. $> \alpha$, entonces no se rechaza la H_0

v. Realizar la toma de decisión y su interpretación.

2.4.2. Pruebas Paramétricas

Se busca estimar los parámetros de una población en base a una muestra. Mientras más grande sea la muestra más exacta será la estimación, mientras más pequeña, más distorsionada será la medida de la muestra. Requieren conocer la distribución de la muestra para poder realizar inferencias sobre la población. (Sihuay, 2019)

Tabla 2: Ventajas y Desventajas de las pruebas paramétricas

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Tiene más poder de eficacia. - Mas sensibles a los rasgos de los datos recolectados. - Menos posibilidad de errores. - Dan estimaciones probabilísticas bastantes exactas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Más complicadas de calcular. - Limitaciones en los tipos de datos que se pueden evaluar.

Fuente: Sihuay,2019.

Condiciones que deben cumplir las pruebas paramétricas:

- Normalidad: Las observaciones se extraen de poblaciones distribuidas según la normal para cada grupo. Pruebas de bondad de ajuste.
- Homocedasticidad: Las varianzas de los diferentes grupos tienen que ser iguales. Homogeneidad de varianzas.

Toma de Decisiones

- Si se acepta la normalidad de las observaciones entonces se **aplicará el contraste paramétrico** adecuado para la hipótesis.
- Si se rechaza la normalidad de las observaciones entonces se optará por **aplicar pruebas no paramétricas** donde los test se plantean sobre la mediana de la distribución.

2.4.3. Pruebas No Paramétricas

Contrastan hipótesis que no son afirmaciones sobre parámetros y no dependen de la forma de la distribución poblacional; por este hecho, se denomina también pruebas de distribución libre. Son alternativas de las pruebas paramétricas. (Sihuay, 2019)

Tabla 3: Ventajas y Desventajas de las pruebas no paramétricas

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - No se requiere de los supuestos paramétricos - Se puede usar para variables no numéricas - Son convenientes cuando no se conoce la distribución de la población. 	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizan menor información de la variable - Es menos potente que los resultados obtenidos en las pruebas paramétricas.

Fuente: Sihuay, 2019.

2.4.4. Prueba de Normalidad

Las pruebas de normalidad se utilizan para determinar si un conjunto de datos está bien modelado por una distribución normal y para calcular la probabilidad de que una variable aleatoria subyacente al conjunto de datos se distribuya normalmente. (Soporte de Minitab 18, 2019)

2.4.5. Prueba de Kruskal-Wallis

Es un método no paramétrico para probar si un grupo de datos proviene de la misma población. Intuitivamente. Es una extensión de la prueba de la U de Mann-Whitney para 3 o más grupos. Ya que es una prueba no paramétrica, la prueba de Kruskal-Wallis no asume normalidad en los datos. Se asume, bajo la hipótesis nula, que los datos vienen de la misma distribución.

CAPÍTULO III
MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. MATERIALES Y EQUIPOS

Los materiales y equipos que se emplearon en este estudio fueron:

- 02 Módulos Solares Fotovoltaicos Policristalinos de 150W (CENTSYS).
- 04 Multímetros digitales, Prasek Premium Pr-301. Voltaje Continuo (200mV/2000mV/20V/200V/500V) y Corriente Continua (2000 mA/20mA/200mA/10).
- 01 Contador de Partículas de Polvo, HT 9600, (XINTEST). Rango de Medición (0-1000ug/m³).
- 01 PC Corel I-5 8^a Generación.
- 01 Estructura Metálica Galvanizada para la instalación de los Módulos Fotovoltaicos
- Cuaderno de Notas.

3.2. MÉTODO(S) DE LA INVESTIGACIÓN

El método de la investigación es descriptivo se enfocó en describir y evaluar las características fundamentales de la muestra de estudio. Este método implicó la recopilación y presentación sistemática para dar una idea clara de una determinada situación.

El interés principal de esta investigación consistió en describir de qué manera influye la acumulación de polvo en la generación de potencia de los módulos fotovoltaicos.

3.3. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

Dado que se buscó comprobar la hipótesis establecida previamente, así como los objetivos planteados, el de la investigación es cuantitativa ya que se recopilaron datos de corriente continua y voltaje continuo para obtener la potencia de generación del módulo fotovoltaico así mismo la acumulación de partículas de

polvo que trabajan en el siguiente rango de $0.3\mu\text{m}$, $2.5\mu\text{m}$ y $10\mu\text{m}$ de los módulos fotovoltaicos, para ello un módulo se mantuvo constantemente limpio (módulo de referencia) y el otro módulo se dejó sin limpiar (módulo polvoriento) para realizar las comparaciones diarias y las pérdidas de potencia respectivamente.

3.4. PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

El procedimiento de la investigación, dada su naturaleza comprendió el desarrollo y ejecución de las siguientes etapas a efectos de alcanzar lo establecido:

- a) Instalación de los módulos fotovoltaicos.
- b) Recolección y tratamientos de datos diurna.
- c) Análisis de la información

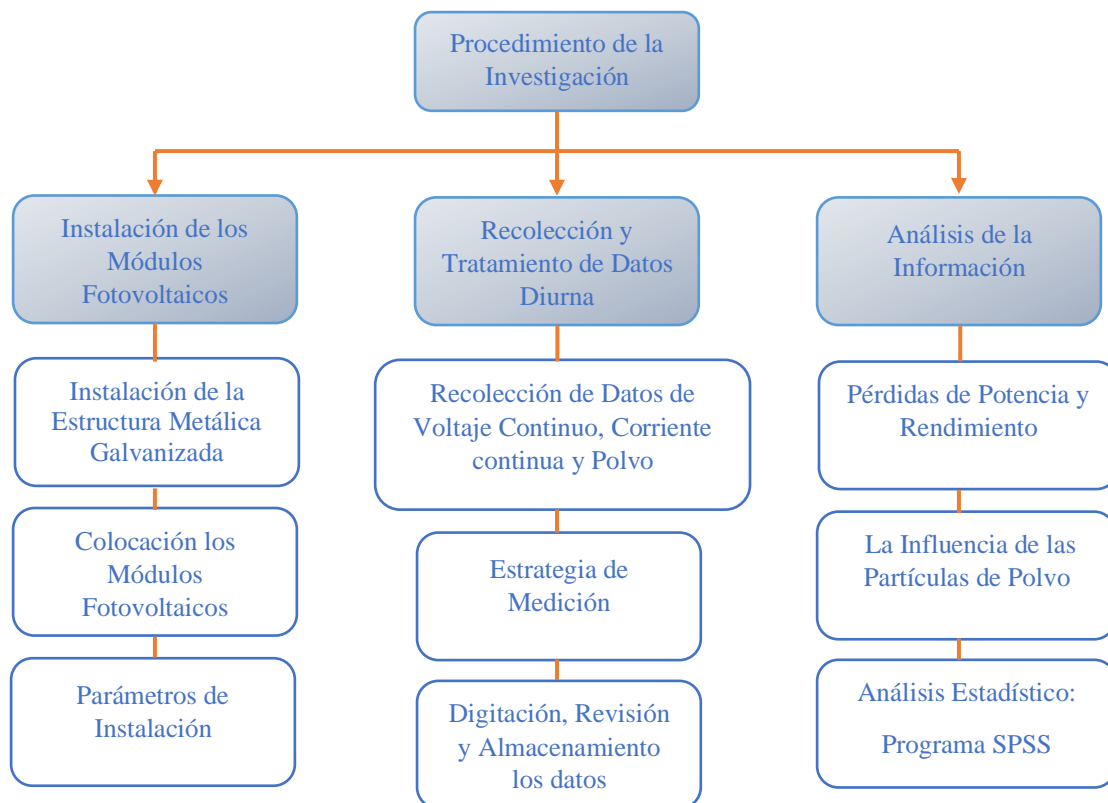


Figura 9: Procedimiento de la Investigación.

3.4.1. Estudio del Caso

Este estudio se desarrolló en la azotea de una vivienda (dos niveles, altura de 5.7m) en la urbanización Los Héroes, Nuevo Chimbote, Perú. (Coordenadas: Latitud: -9.124 y Longitud: -78.516. Posee un espacio amplio y despejado que cuenta con las condiciones aptas para la instalación de los módulos fotovoltaicos. Cabe destacar que las horas de medición fueron 9 horas con 30 minutos por día.

Dicha vivienda se encuentra en un cruce de pistas poco concurridas (esquina) con un asfaltado inconcluso, por ende, se presentó una alta cantidad de polvo en las calles. Así mismo se pudo observar ráfagas de viento que desplazaban grandes cantidades de polvo.

Frente a su fachada se encuentra: un parque (áreas verdes) y un complejo deportivo. En esta urbanización no hay alguna fabrica cerca.



Figura 10: La vivienda en la Urbanización los Héroes, Nuevo Chimbote.
Fuente: Google Earth.

3.4.2. Metodología de la Investigación

a. Instalación de los módulos fotovoltaicos.

Unos días antes de empezar la recolección de datos, se instaló la estructura metálica galvanizada con una inclinación de 10° , según la ecuación 3 y orientación al norte de 0° aproximadamente. Luego se procedió a colocar los módulos fotovoltaicos y finalmente se corroboró los parámetros de instalación. Para la orientación e inclinación, se empleó una brújula y un medidor de inclinación digital respectivamente. Un módulo se mantuvo en constante limpieza (módulo de referencia) y el otro módulo sin limpiar (módulo polvoriento).



Figura 11: Medición de Inclinación de los Módulos Fotovoltaicos.

b. Recolección y tratamiento de datos diurna.

El día 6 de mayo del 2021 se inició la toma de datos de voltaje continuo, corriente continua y partículas de polvo, finalizando el 13 de octubre del mismo año. Para la medición del voltaje en circuito abierto e intensidad de corriente en cortocircuito; se utilizaron cuatro multímetros; se colocaron las

puntas de aguja del multímetro en los cables de salida de los módulos fotovoltaicos cada 5 minutos.



Figura 12: Medición de Voltaje e Intensidad de corriente.

Además, se utilizó un contador de partículas de polvo de $0.3\mu\text{m}$, $2.5\mu\text{m}$ y $10\mu\text{m}$, para la medición del polvo, se dividió en 8 áreas representativas a los módulos fotovoltaicos. El contador de partículas midió de forma puntual, por lo que, se medía en el centro de las áreas tres veces al día (al inicio del día, al medio día y al atardecer del día).

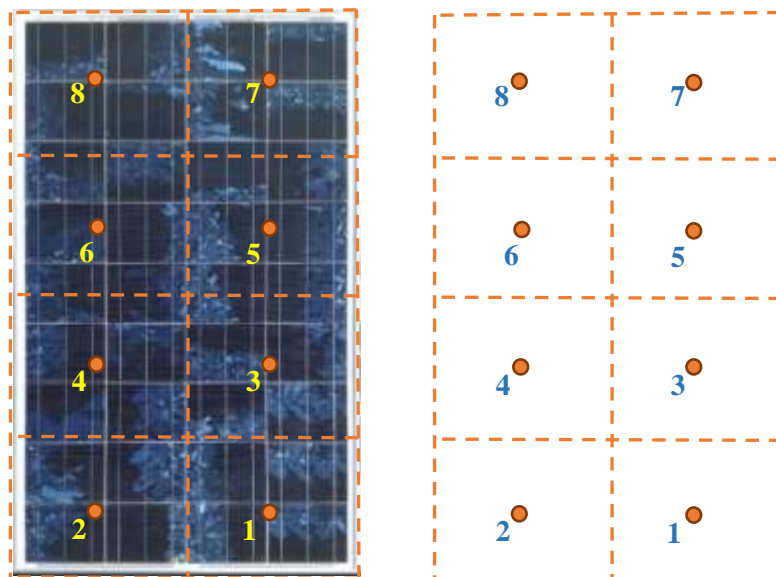


Figura 13: División de las áreas representativas del módulo Fotovoltaico.



Figura 14: Medición de Partículas de Polvo.

Después de cada día de medición, los datos fueron registrados, revisados, organizados y almacenados en el computador.

c. Análisis de la información.

Se verificó la veracidad de los datos de polvo, asimismo, se realizó un análisis de varianza y desviación estándar. Por consiguiente, se seleccionaron las áreas representativas con menor desviación estándar. A partir de los datos de corriente continua y voltaje continua se calcularon las pérdidas de potencia al día, que resultó de la diferencia entre el módulo de referencia con respecto al módulo polvoriento. Luego, se promediaron las áreas representativas de acumulación de polvo, para su respectiva interpretación. En el rendimiento de los módulos fotovoltaicos se utilizó la ecuación 2, para ello, se obtuvo la radiación solar mediante la base de datos de la NASA y se determinó el área y los puntos máximos promedios de potencias diarias, siendo evaluados en un intervalo de tiempo de (10 días, 20 días, 30 días y 90 días) y para finalizar se utilizó el programa estadístico SPSS.

3.5. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para la adquisición de datos necesarios se emplearon dos módulos fotovoltaicos policristalinos de 150 W con iguales características.



Figura 15: Instalación de los módulos Fotovoltaicos.

Tabla 4: Especificaciones Técnicas de los Módulos Fotovoltaicos

Numero de Modelo	150W
Tipo de Celda	Policristalino
Potencia Pico	150Wp
Rango de Tolerancia de la Potencia	$\pm 3\%$
Voltaje de Circuito Abierto	21.6 V
Voltaje de Potencia Máxima	17.5 V
Corriente de corto circuito	9.26 A
Corriente de Potencia Máxima	8.57 A
Eficiencia del Módulo	15%
Voltaje Máximo del Sistema	1000V DC
Dimensión	674x1482x35 mm

Fuente: Ficha Técnica del Módulo Fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos se instalaron en la azotea de la vivienda con una inclinación de 10° y orientación al norte de 0° aproximadamente. Un módulo se mantuvo en constante limpieza (módulo de referencia) y el otro módulo sin limpiar (módulo polvoriento).



Figura 16: Inclinación de 10° de los Módulos Fotovoltaicos.

3.6. TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Para el procesamiento de la información, se utilizó un computador (laptop Core i5), así como el empleo de software: Excel Microsoft Office. En cuanto al análisis de la información en lo factible se realizó mediante el análisis de datos estadístico utilizando el programa SPSS. Para la recolección de datos se diseñó un cuadro de operacionalización de nuestras variables de la siguiente manera:

Tabla 5: Cuadro de Operacionalización de Nuestras Variables

Variab les	Definición Conceptual	Dimensió n	Indicador	Técnica	Instrumento
Variable independiente Acumulación de partículas de polvo	Es el efecto de acumulación de partículas de polvo durante un período de tiempo sin limpieza.	Partes por litro (partes/L)	Acumulación de 0.3µm, 2.5µm y 10µm.	Observación y medición.	Contador de partículas de polvo.
Variable dependiente Pérdidas Potencia	Es la energía eléctrica perdida por el módulo en un tiempo determinado	Watts	Pérdidas de Potencia	Operación matemática	$P = V \times I$

3.7. TÉCNICAS DE PROCEDIMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En esta investigación se empleó para la recopilación de datos, el uso de equipos de medición (contador de partículas de polvo y multímetros digitales) y la inspección visual. Para el procesamiento y análisis de datos se utilizó el programa Microsoft Excel como herramienta de cálculo y el programa estadístico SPSS.

Tabla 6: Técnicas de Procedimiento y Análisis de los Resultados

Variables	Técnica	Instrumentos	Fuentes
Acumulación de polvo	Recopilación de datos de la acumulación de polvo	Contador de partículas de Polvo (AIR QUALITY DETECTOR)	Módulos fotovoltaicos en la Urbanización los Héroes, Nuevo Chimbote, Región Ancash.
	Inspección Visual	Formato de Check List	
Potencia	Medición de voltaje continuo y corriente continuo para cada módulo.	Multímetro digital	

Tabla 7: Matriz de Consistencia

	Problema Principal	Objetivo Principal	Hipótesis Principal	Variables	Indicadores	Tipo y Diseño
	¿De qué manera la acumulación partículas de polvo influye en la generación de potencia de los módulos fotovoltaicos?	Analizar la influencia de acumulación partículas de polvo en la generación de potencia de los módulos fotovoltaicos.		X: Independiente. Acumulación de polvo.	Partes/L	La presente investigación es descriptiva, con enfoque cuantitativo.
	Problemas Específicos	Objetivos Específicos	La influencia de acumulación de partículas de polvo en el panel fotovoltaico reduce la generación de potencia hasta un 12%.			
P1	¿Cuántas pérdidas de potencia eléctrica nominal y rendimiento se genera en los sistemas fotovoltaicos?	Calcular las pérdidas de potencia eléctrica nominal y rendimiento en los sistemas fotovoltaicos		Y: Dependiente Potencia.	P= V x I	
P2	¿Cómo influencia la acumulación de partículas de polvo en las pérdidas de potencia y rendimiento de los módulos fotovoltaicos?	Estudiar la influencia de partículas de polvo en las pérdidas de potencia y rendimiento de los módulos fotovoltaicos.				
P3	¿Cuál es el tiempo adecuado para la limpieza de los módulos fotovoltaicos según los cálculos realizados?	Identificar el tiempo adecuado de limpieza de los módulos fotovoltaicos según los cálculos realizados.				

CAPITULO IV
DISCUSIONES Y RESULTADOS

4.1. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo, se presenta e interpreta los resultados obtenidos al aplicar la teoría dada en el capítulo 2 y la metodología descrita en el capítulo 3. Primero se calculó las pérdidas de potencia nominales y rendimiento evaluando los módulos fotovoltaicos. Segundo, se analizó cómo el incremento de acumulación de polvo influye en las pérdidas de potencia nominales, luego, se identificó el tiempo adecuado de limpieza de los módulos fotovoltaicos según los cálculos realizados y finalmente se realizó un análisis estadístico con el programa SPSS.

Durante el mes de mayo hasta el mes de octubre del 2021 se midieron, recopilaron y procesaron los datos de acumulación de polvo, corriente continuo y voltaje continuo de los módulos fotovoltaicos. Cabe resaltar que los módulos fotovoltaicos son nuevos e iguales en características, solo fueron empleados para la realización de este estudio, queda excluida la suciedad debida a la acción eventual de seres vivos como el excremento de aves, también se excluye la eventual deposición de cuerpos u objetos de tamaño mayor a $10\mu\text{m}$; para este análisis no se tiene en cuenta los demás factores climáticos.

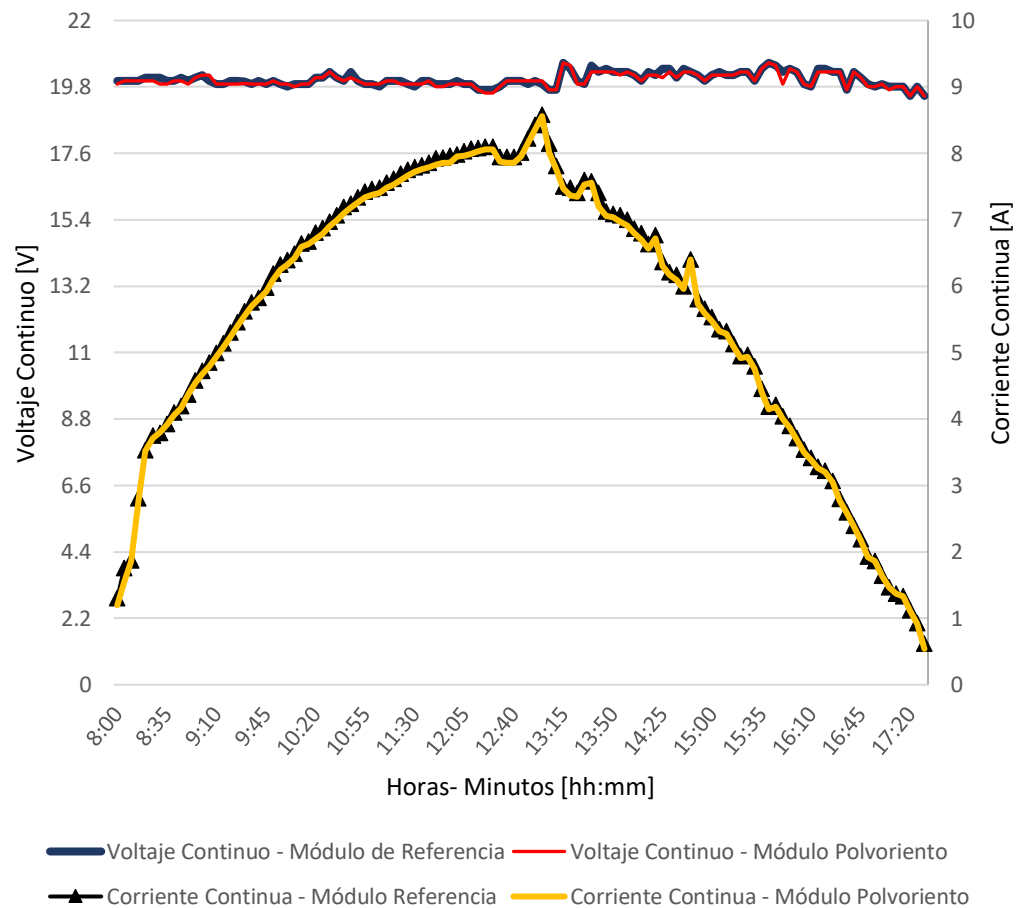
4.2. RESULTADOS PRELIMINARES

4.2.1. Primer día de Medición

El primer día de medición es el 6 mayo del 2021, se observó que se produjeron los picos más altos entre 12:00 p.m. a 1:00 p.m. horas, mientras que, los picos más bajos se produjeron a partir de las 5 p.m. La corriente continua máxima de este día fue de 8.68A, con una potencia máxima de 156.1W para el módulo de referencia, mientras que el módulo polvoriento tuvo un valor de 8.66A de corriente continua con una potencia de 155.32W, como se puede observar en la gráfica 1. De esta

manera, se demostró que ambos módulos fotovoltaicos presentan igual efectividad y se encuentran en las mismas condiciones de trabajo.

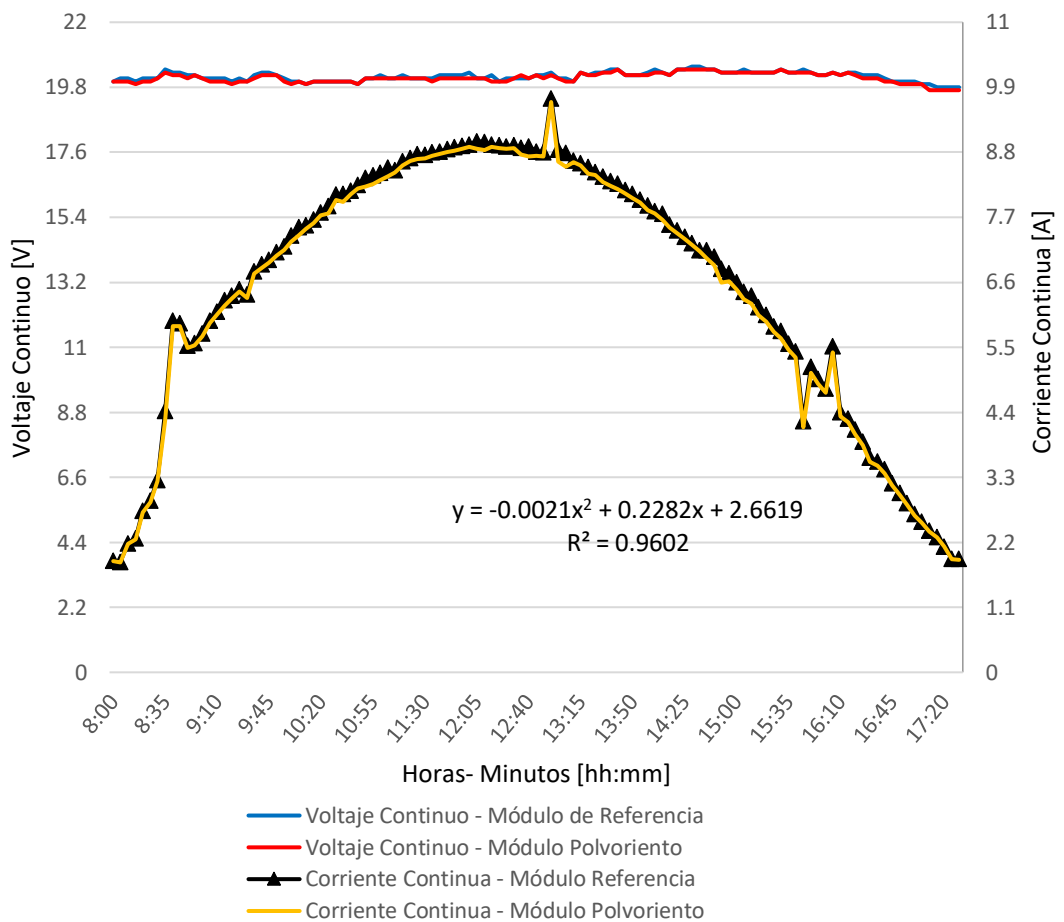
A partir de ello se pudo determinar que las diferencias que se muestran, es debido únicamente a la influencia de acumulación de partículas de polvo.



Gráfica 1: Voltaje continuo y Corriente continua de ambos Módulos (De referencia y polvoriento).

4.2.2. Día Soleado

El día 17 de agosto fue considerado como un día soleado por presentar un cielo despejado durante todo el día, en dicha fecha se observó muy poca presencia de acumulación de partículas de polvo, por ello no se puede observar en la gráfica 2 alguna diferencia.



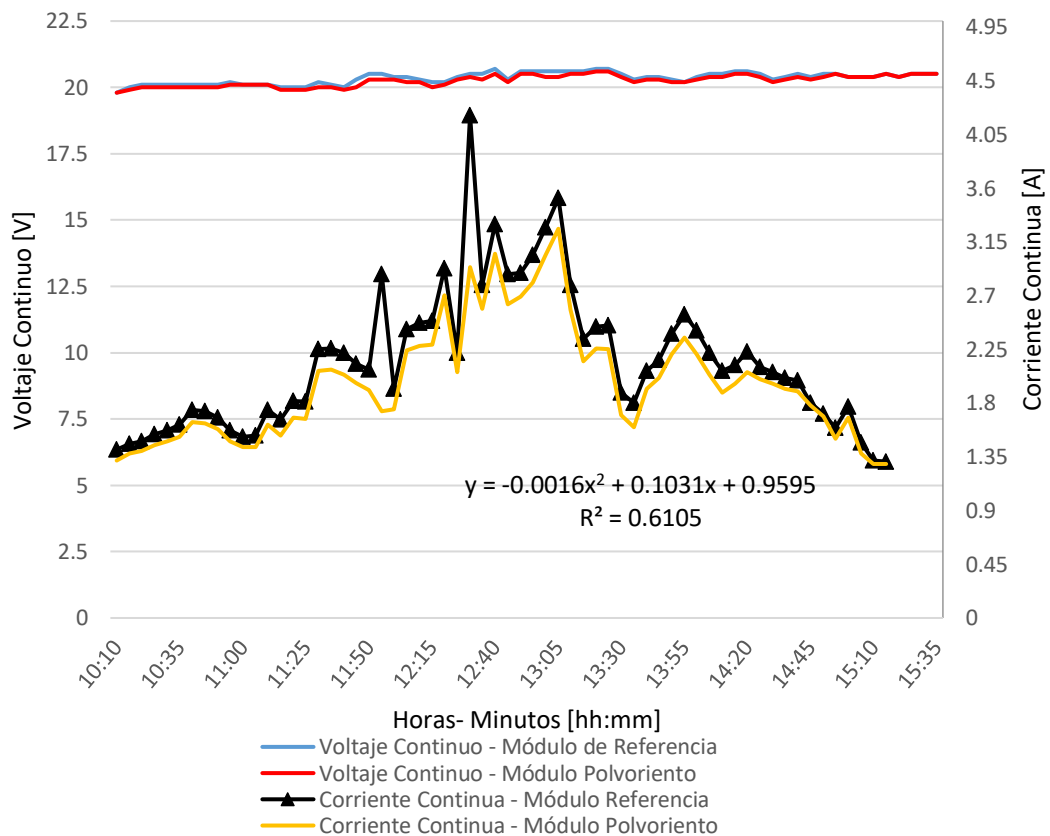
Gráfica 2: Voltaje continuo y Corriente continua de ambos módulos (De referencia y Polvoriento) para un día soleado.

A las 12:55 p.m. se presentó en el módulo de referencia el punto máximo global de 9.72A de corriente, mientras que el módulo polvoriento tuvo un valor de 9.65A de corriente, con una potencia máxima de 166.66W y 162.58W, respectivamente.

El voltaje continuo presentó una tendencia lineal, mientras que las muestras de corriente tuvieron una tendencia parabólica o cuadrática, así mismo, por el hecho de ser un día soleado se pudo inferir que ambas tendencias presentan uniformidad muestral.

4.2.3. Día parcialmente nublado

Se considera el 8 de junio del 2021 como un día parcialmente nublado por presentar en distintos momentos nubosidades. En la gráfica 3 se observa una diferencia de disminución de corriente del módulo polvoriento con respecto al módulo de referencia debido a la moderada acumulación de partículas de polvo.



Gráfica 3: Voltaje continuo y Corriente continua para los módulos (De Referencia y Polvoriento).

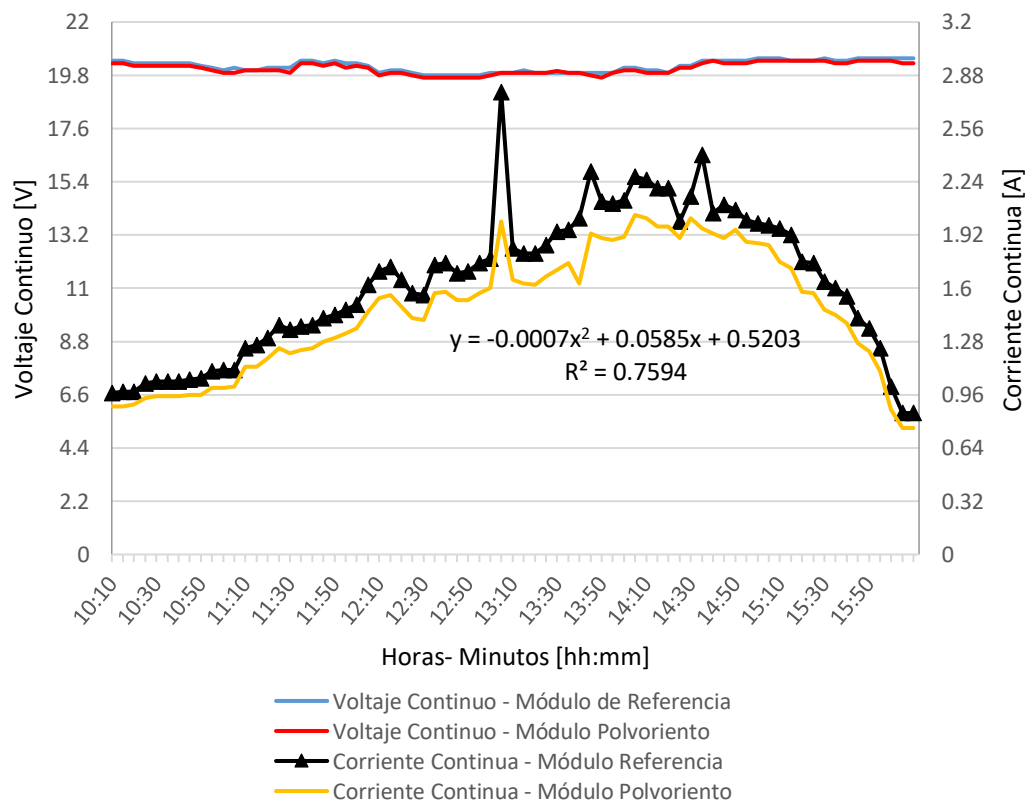
Las muestras de voltaje continuo presentaron una tendencia lineal, mientras que las muestras de corriente presentaron una dispersión positiva alta. Para el módulo de referencia a las 12:30 p.m. se presentó el punto máximo global con 4.21A de corriente mientras que el módulo polvoriento tuvo un valor de 2.94A. El punto mínimo global se presentó a las 3:20 p.m. un valor de 1.31A para el módulo de

referencia mientras que el módulo polvoriento tuvo un valor de 1.05A de corriente. Con una potencia máxima de 55.94W para el módulo de referencia mientras el módulo polvoriento tuvo 49.05W.

El R cuadrado (coeficiente de determinación ajustado) es de 61.76%, indica que existe una gran variabilidad de los datos en torno a su media o línea de regresión ajustada.

4.2.4. Día Nublado

El 20 de junio del 2021 se consideró como un día nublado por presentar nubosidades durante el día. Al igual que el día parcialmente nublado. En la gráfica 4, se observa una diferencia de disminución de corriente del módulo polvoriento con respecto al módulo de referencia debido a la alta acumulación de partículas de polvo.



Gráfica 4: Potencia de ambos módulos (De Referencia y Polvoriento) para un día nublado.

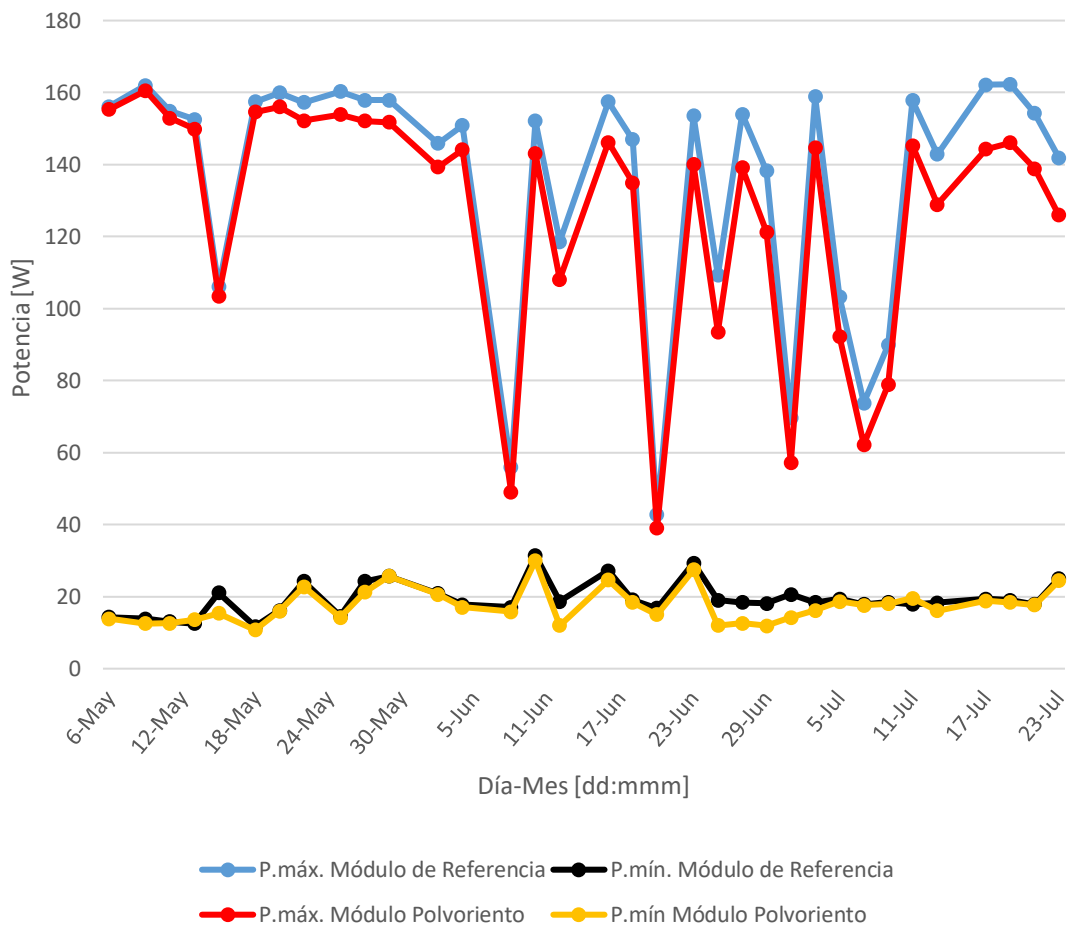
Se observó que las muestras de voltaje continuo presentaron una tendencia lineal, mientras que las muestras de corriente presentaron una dispersión positiva moderada. Para el módulo de referencia, a las 12:55 p.m. se presentó el punto máximo global de 2.77A mientras que el módulo polvoriento tuvo un valor de 2A de corriente. Se presentó una potencia máxima de 42.8W para el módulo de referencia mientras el módulo polvoriento obtuvo 39W.

Así mismo, el R cuadrado (coeficiente de determinación ajustado) es de 75.94%, indica que existe una moderada variabilidad de los datos en torno a su media o línea de regresión ajustada.

4.3. RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

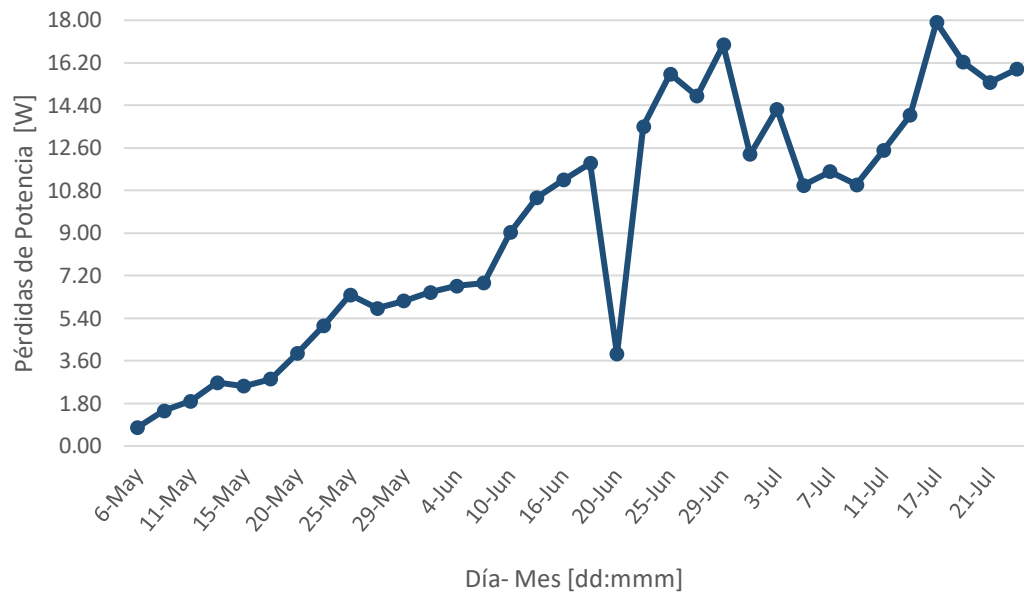
4.3.1. Análisis desde 6 mayo hasta 23 de julio

La siguiente gráfica representa el promedio de potencias máximas y mínimas por día que entregó los módulos fotovoltaicos, que fueron evaluados en un intervalo de tiempo de 10 días, 20 días, 30 días (1 mes) (Anexo B), 90 días (3 meses).



Gráfica 5: Potencias Máximas desde 6 de mayo hasta 23 de julio.

El promedio de pérdidas de potencias máximas que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento para 90 días (3 meses), fue el día 17 de julio con un valor de 17.91W, como se observa en la siguiente gráfica:

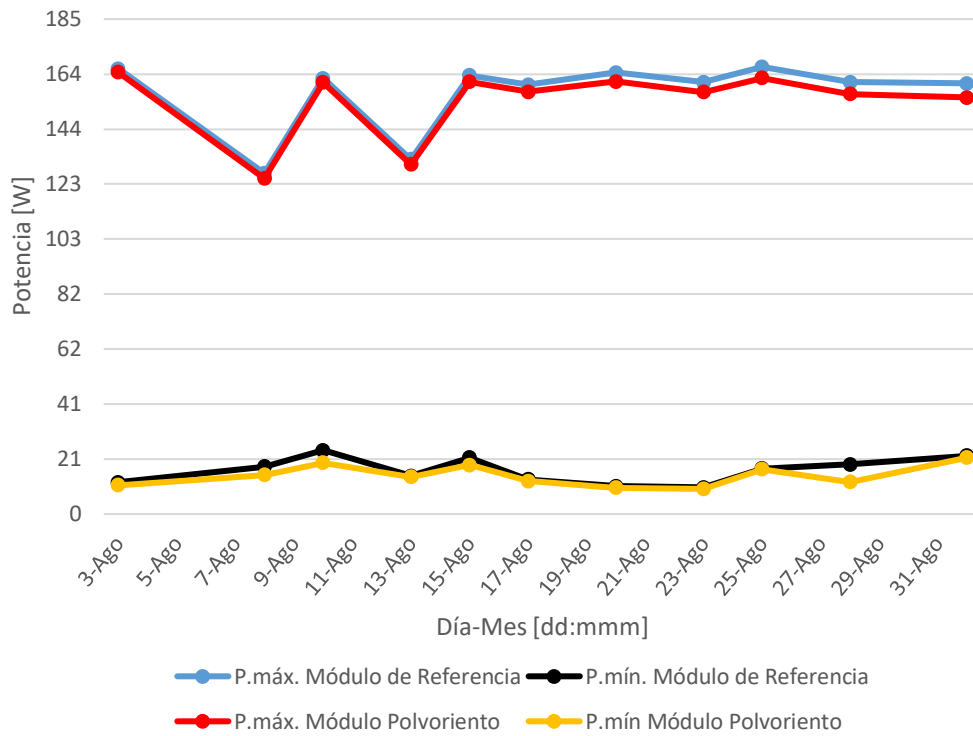


Gráfica 6: Pérdidas de Potencia en 90 días (3 mes).

El incremento de pérdidas de potencia por día tuvo una tendencia lineal positiva.

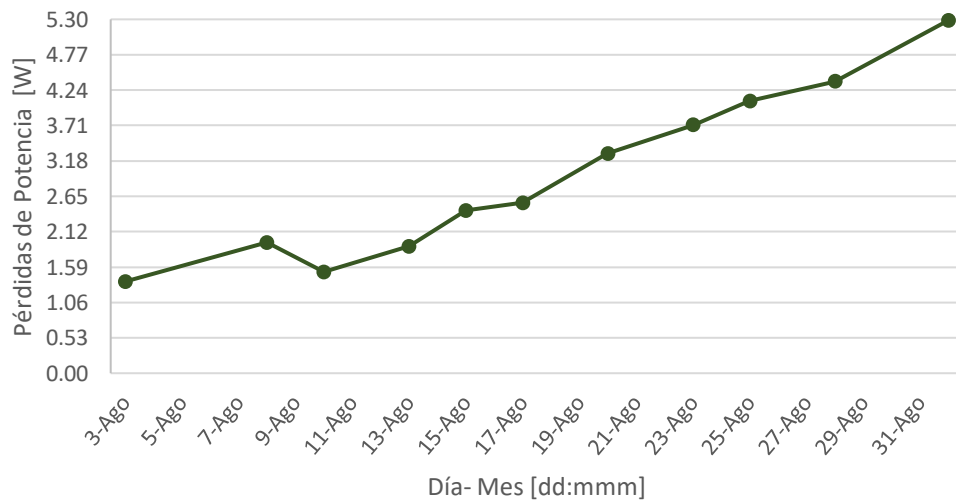
4.3.2. Análisis desde el 3 agosto hasta el 1 de setiembre

Igualmente, en la siguiente gráfica se muestra las potencias máximas y mínimas promedios por día que entregó los módulos fotovoltaicos en este periodo, que fueron evaluados en un intervalo de tiempo de 10 días, 20 días (Anexo B), 30 días (1 mes).



Gráfica 7: Potencias máximas y mínimas desde el 3 agosto hasta el 1 de setiembre.

Así mismo, el promedio de pérdidas de potencias máximas que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento en 30 días (1mes), fue el día 1 de setiembre con un valor de 5.29W como se presenta en la siguiente gráfica:

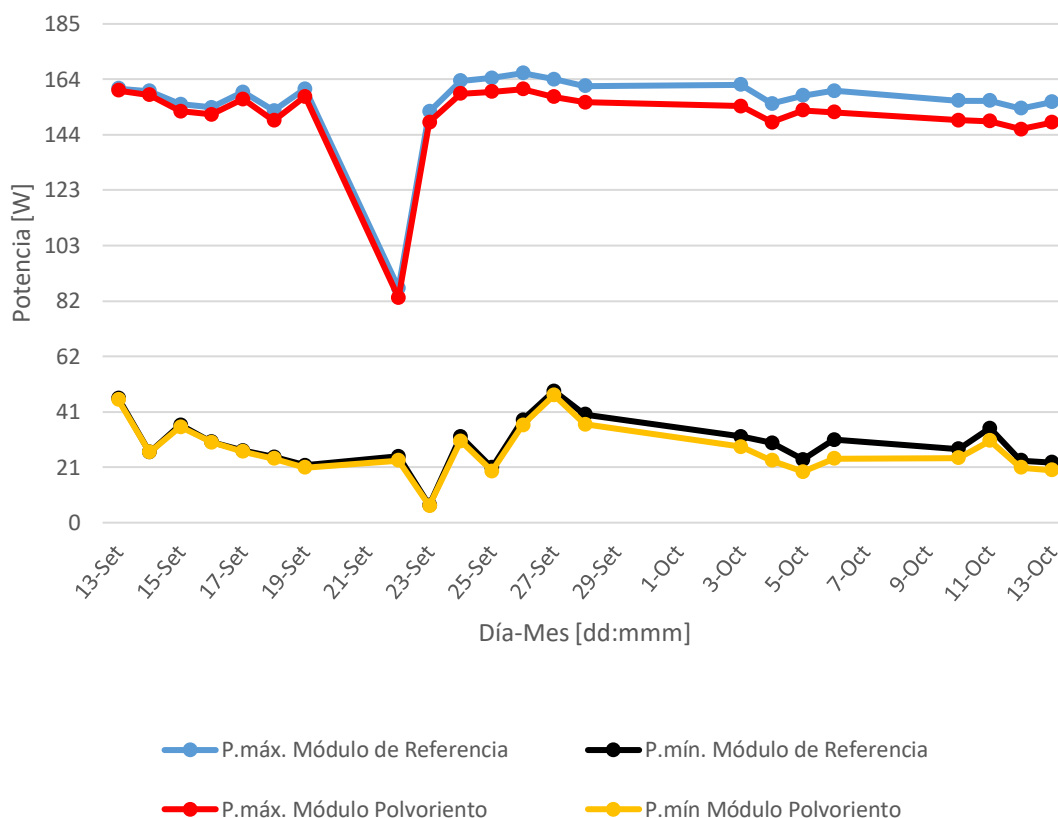


Gráfica 8: Pérdidas de Potencia en 30 días (1 mes).

Igualmente se observó un incremento de pérdidas de potencia por día con tendencia lineal positiva.

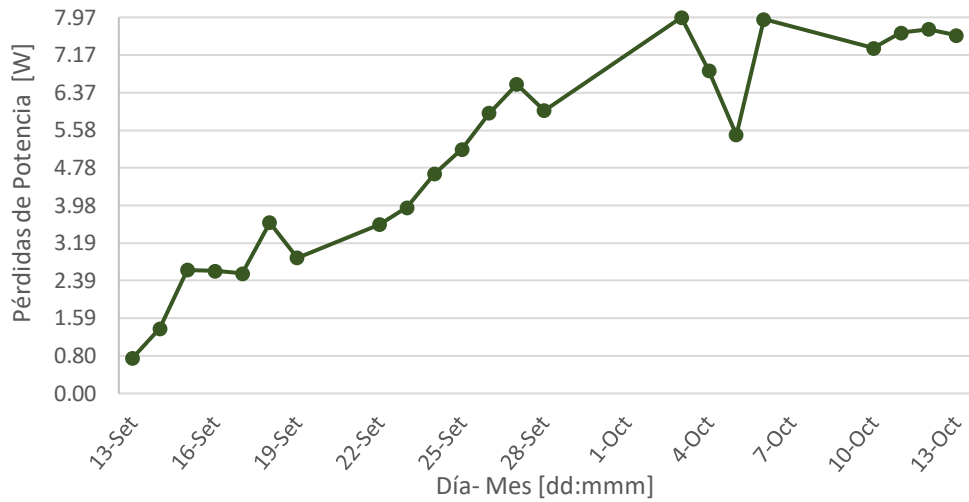
4.3.3. Análisis desde 13 setiembre hasta el 13 de octubre

La siguiente gráfica representa las potencias máximas y mínimas por día que entregó los módulos fotovoltaicos en este periodo, que fueron evaluados en un intervalo de tiempo de 10 días, 20 días (Anexo B), 30 días (1 mes).



Gráfica 9: Potencias máximas y mínimas desde el 13 setiembre hasta el 13 de octubre.

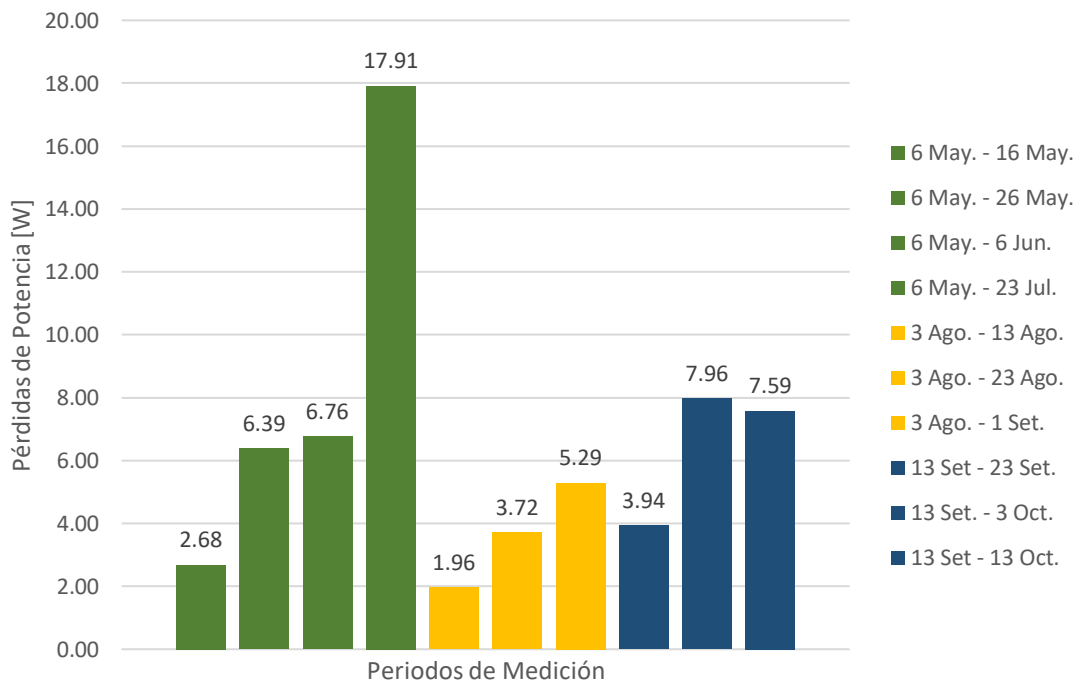
Las pérdidas de potencias máximas promedios que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento en 30 días (1 mes), se presentó el día 3 de octubre con un valor de 7.96W, como se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 10: Pérdidas de potencia en 30 días (1 mes).

De la misma manera se observó un incremento de pérdidas de potencia por día con tendencia lineal positiva.

A continuación, se presenta el cuadro de resumen de las Pérdidas de Potencia.



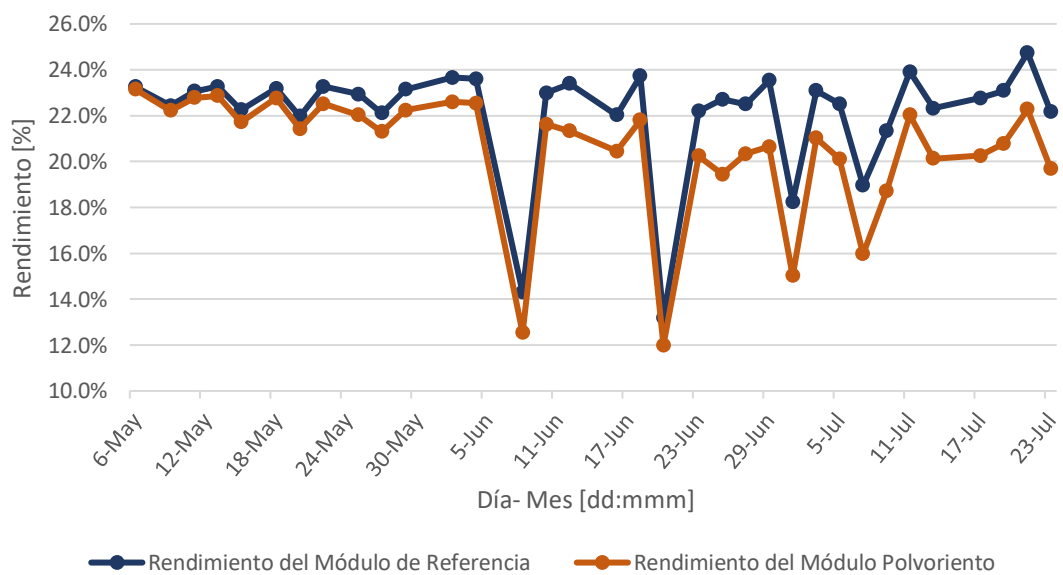
Gráfica 11: Resumen de las Pérdidas de Potencia.

4.4. RESULTADOS DEL RENDIMIENTO DEL MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para el análisis del rendimiento nominal sin carga de los módulos fotovoltaicos, se utilizó la ecuación 2, para ello, se obtuvo la radiación solar mediante la base de datos de la NASA, se determinó que, los módulos fotovoltaicos tienen un área de 1 m². Siendo evaluados en un intervalo de tiempo de 10 días, 20 días, 30 días (1 mes) (Anexo D) y hasta 90 días (3 meses).

4.4.1. Análisis desde 6 mayo hasta 23 de julio

En la gráfica 12, se observa un incremento con tendencia lineal positiva, comparando los módulos fotovoltaicos se obtuvo una diferencia máxima de rendimiento del 3.27%.



Gráfica 12: Rendimiento desde 6 mayo hasta 23 de julio.

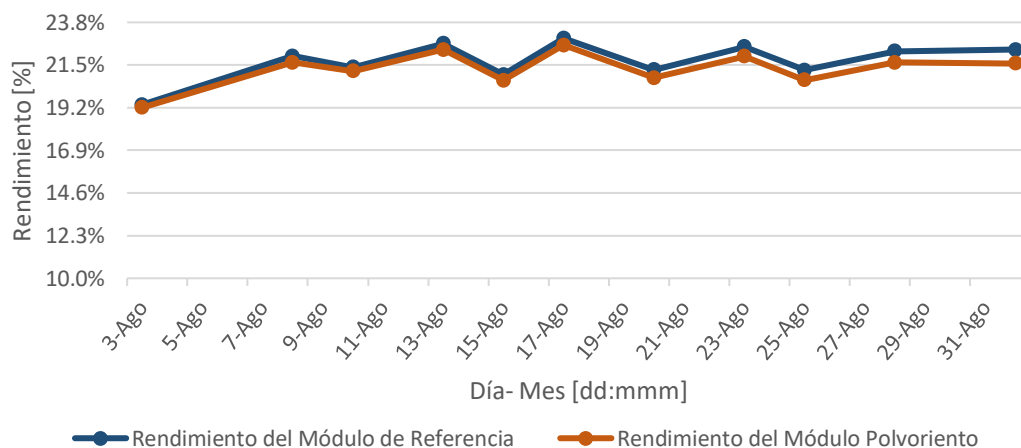
El rendimiento que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento para 90 días (3 meses), se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 8: Rendimiento del 6 de mayo hasta 23 de julio

Fecha	Radiación W/m ²	Módulo de Referencia		Módulo Polvoriento		Diferencia
		Potencia W	Rendimiento %	Potencia W	Rendimiento %	
6-May	671.36	156.10	23.25%	155.32	23.14%	0.12%
9-May	722.51	162.02	22.42%	160.53	22.22%	0.21%
11-May	671.4	154.84	23.06%	152.94	22.78%	0.28%
13-May	655.86	152.59	23.27%	149.91	22.86%	0.41%
15-May	476.59	106.06	22.25%	103.53	21.72%	0.53%
18-May	679.17	157.44	23.18%	154.62	22.77%	0.42%
20-May	727.97	159.92	21.97%	156.01	21.43%	0.54%
22-May	676.23	157.31	23.26%	152.21	22.51%	0.75%
25-May	699.01	160.32	22.93%	153.93	22.02%	0.91%
27-May	714.24	157.94	22.11%	152.12	21.30%	0.81%
29-May	682.34	157.86	23.14%	151.73	22.24%	0.90%
2-Jun	616.68	145.86	23.65%	139.36	22.60%	1.05%
4-Jun	638.99	150.85	23.61%	144.08	22.55%	1.06%
8-Jun	391.18	55.94	14.30%	49.05	12.54%	1.76%
10-Jun	661.67	152.09	22.99%	143.06	21.62%	1.37%
12-Jun	506.75	118.58	23.40%	108.08	21.33%	2.07%
16-Jun	714.92	157.44	22.02%	146.18	20.45%	1.57%
18-Jun	619.34	146.96	23.73%	135.00	21.80%	1.93%
20-Jun	325.05	42.88	13.19%	39.00	12.00%	1.19%
23-Jun	691.92	153.57	22.19%	140.06	20.24%	1.95%
25-Jun	481.2	109.27	22.71%	93.54	19.44%	3.27%
27-Jun	684.4	153.97	22.50%	139.18	20.34%	2.16%
29-Jun	587.51	138.24	23.53%	121.28	20.64%	2.89%
1-Jul	381.4	69.60	18.25%	57.26	15.01%	3.23%
3-Jul	688.2	158.91	23.09%	144.67	21.02%	2.07%
5-Jul	458.8	103.27	22.51%	92.26	20.11%	2.40%
7-Jul	389.44	73.80	18.95%	62.19	15.97%	2.98%
9-Jul	421.4	89.90	21.33%	78.86	18.71%	2.62%
11-Jul	659.67	157.77	23.92%	145.28	22.02%	1.89%
13-Jul	640.13	142.85	22.32%	128.87	20.13%	2.18%
17-Jul	712.25	162.19	22.77%	144.27	20.26%	2.52%
19-Jul	702.83	162.30	23.09%	146.07	20.78%	2.31%
21-Jul	623.68	154.28	24.74%	138.90	22.27%	2.47%
23-Jul	640.13	141.91	22.17%	125.97	19.68%	2.49%

4.4.2. Análisis desde el 3 agosto hasta 1 de setiembre

En la gráfica 13, se observa un incremento con tendencia lineal positiva, comparando los módulos fotovoltaicos se obtuvo una diferencia máxima de rendimiento del 0.73%.



Gráfica 13: Rendimiento desde el 3 agosto hasta 1 de setiembre

El rendimiento que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento para 30 días (1 meses), se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 9: Rendimiento del 3 de agosto hasta 1 de setiembre

Fecha	Radiación W/m ²	Módulo de Referencia		Módulo Polvoriento		Diferencia
		Potencia W	Rendimiento %	Potencia W	Rendimiento %	
3-Ago	857.33	166.01	19.36%	164.64	19.20%	0.16%
8-Ago	578.144	127.05	21.98%	125.10	21.64%	0.34%
10-Ago	759.6	162.36	21.37%	160.85	21.18%	0.20%
13-Ago	583.43	132.18	22.66%	130.29	22.33%	0.33%
15-Ago	779.39	163.55	20.98%	161.12	20.67%	0.31%
17-Ago	697.35	159.99	22.94%	157.44	22.58%	0.37%
20-Ago	774.81	164.56	21.24%	161.27	20.81%	0.42%
23-Ago	715.63	160.94	22.49%	157.23	21.97%	0.52%
25-Ago	785.58	166.66	21.21%	162.58	20.70%	0.52%
28-Ago	723.53	160.97	22.25%	156.60	21.64%	0.60%
1-Set	719.2	160.55	22.32%	155.26	21.59%	0.73%

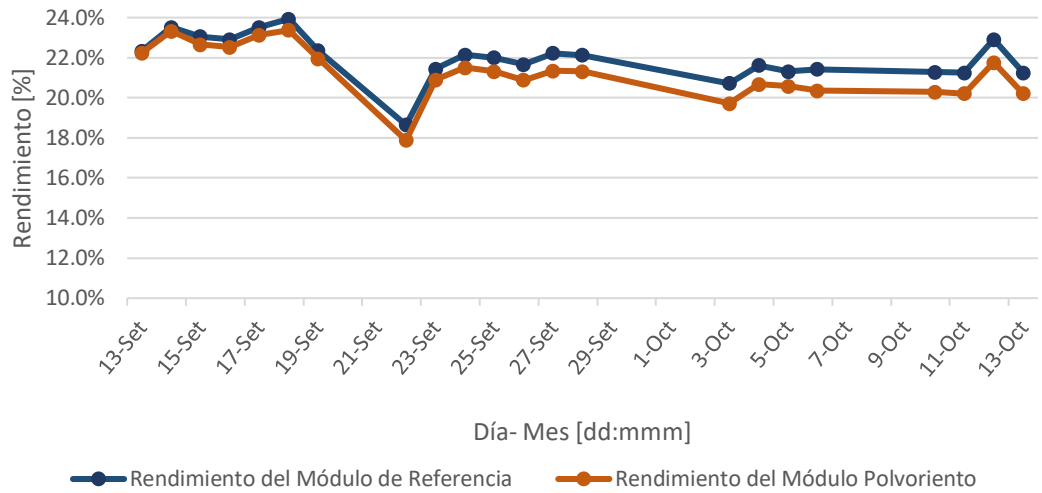
4.4.3. Análisis desde 13 de setiembre hasta 13 de octubre

El rendimiento que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento para 30 días (1 mes), se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 10: Rendimiento del 13 de setiembre al 13 de octubre.

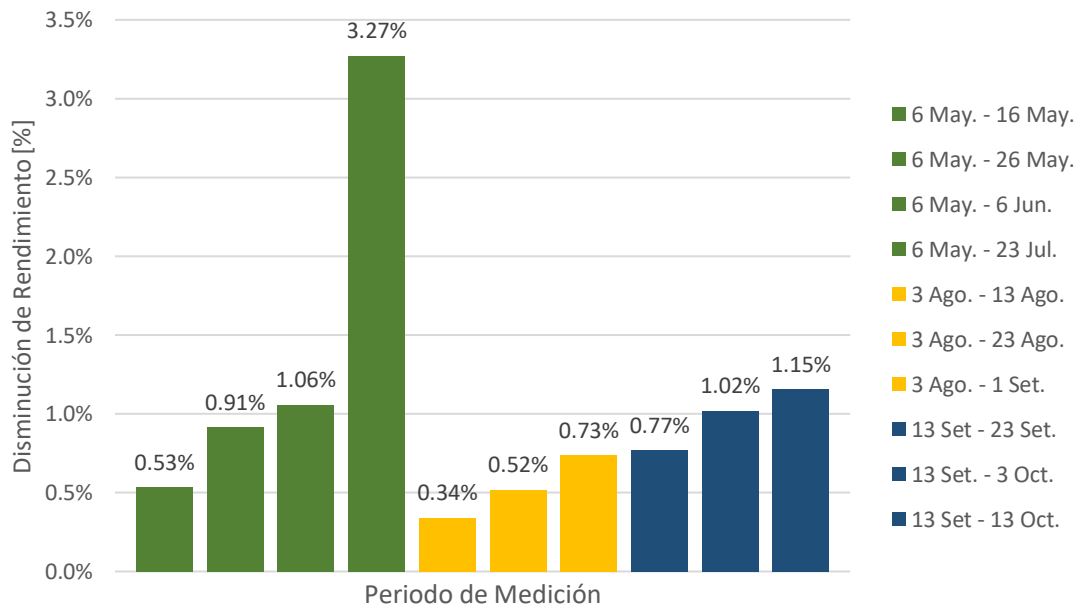
Fecha	Radiación W/m ²	Módulo de Referencia		Módulo Polvoriento		Diferencia
		Potencia W	Rendimiento %	Potencia W	Rendimiento %	
13-Set	718.772	160.57	22.34%	159.82	22.23%	0.10%
14-Set	678.596	159.61	23.52%	158.24	23.32%	0.20%
15-Set	671.620	154.78	23.05%	152.16	22.66%	0.39%
16-Set	670.412	153.63	22.92%	151.03	22.53%	0.39%
17-Set	677.379	159.25	23.51%	156.71	23.14%	0.38%
18-Set	636.740	152.41	23.94%	148.79	23.37%	0.57%
19-Set	717.800	160.43	22.35%	157.56	21.95%	0.40%
22-Set	465.530	86.77	18.64%	83.19	17.87%	0.77%
23-Set	709.206	152.09	21.45%	148.15	20.89%	0.56%
24-Set	738.011	163.38	22.14%	158.73	21.51%	0.63%
25-Set	747.800	164.54	22.00%	159.37	21.31%	0.69%
26-Set	767.760	166.25	21.65%	160.32	20.88%	0.77%
27-Set	738.011	164.05	22.23%	157.50	21.34%	0.89%
28-Set	729.878	161.52	22.13%	155.52	21.31%	0.82%
3-Oct	781.760	162.03	20.73%	154.06	19.71%	1.02%
4-Oct	716.800	154.97	21.62%	148.13	20.67%	0.95%
5-Oct	741.327	157.97	21.31%	152.50	20.57%	0.74%
6-Oct	745.740	159.71	21.42%	151.79	20.35%	1.06%
10-Oct	733.551	156.11	21.28%	148.80	20.28%	1.00%
11-Oct	734.878	156.13	21.25%	148.49	20.21%	1.04%
12-Oct	669.030	153.29	22.91%	145.58	21.76%	1.15%
13-Oct	732.364	155.56	21.24%	147.97	20.21%	1.04%

En la gráfica 14, se observa un incremento con tendencia lineal positiva, comparando los módulos fotovoltaicos se obtuvo una diferencia máxima de rendimiento del 1.15%.



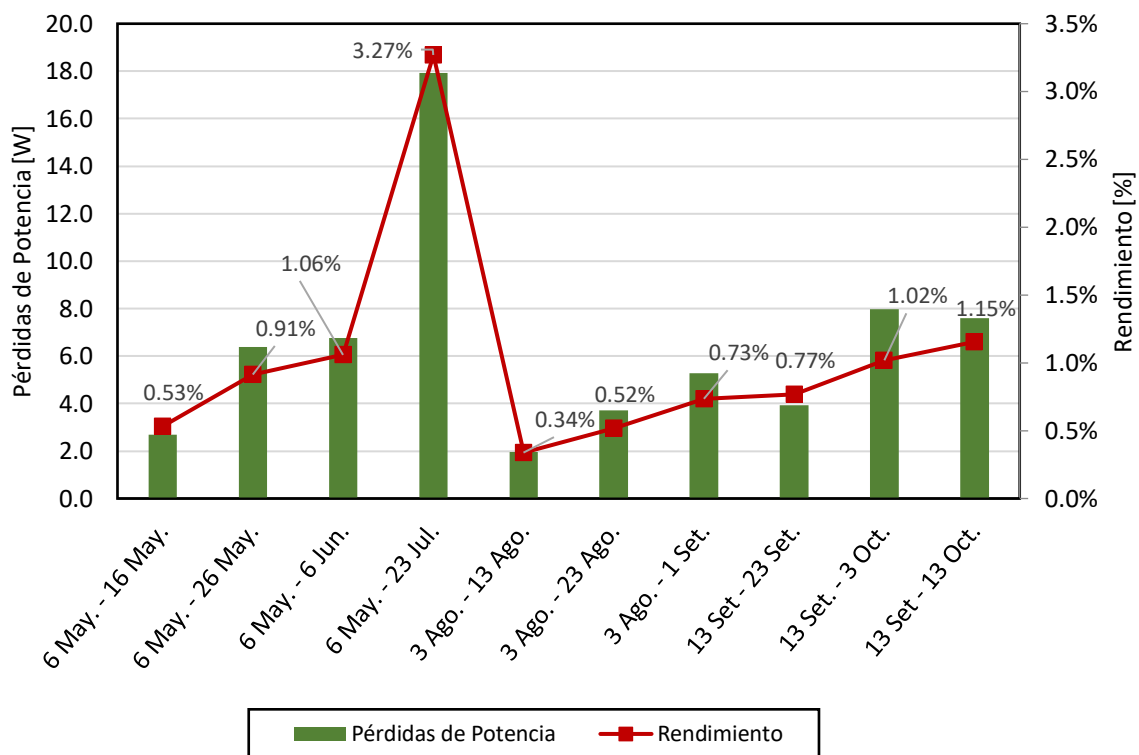
Gráfica 14: Rendimiento desde 13 de setiembre hasta 13 de octubre.

A continuación, se presenta la gráfica de resumen de disminución de rendimiento.



Gráfica 15: Resumen de disminución de rendimientos.

Se observa el resumen de Pérdidas de Potencia y Rendimiento.



Gráfica 16: Resumen de Pérdidas de Potencia y Rendimiento.

4.5. ANÁLISIS DE LA ACUMULACIÓN POLVO EN RELACIÓN CON LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA

- La acumulación de polvo neto es la suma de la cantidad de partículas de 0.3 μ m y 2.5 μ m de diámetro.
- En cuanto a las mediciones de polvo (0.3 μ m y 2.5 μ m), primero se dividió y midió las ocho áreas representativas de los módulos fotovoltaicos, así mismo mediante el análisis de datos se seleccionaron las cuatro áreas con menor varianza y desviación estándar (área 1, área 4, área 6 y área 8), luego se promedió las mediciones de polvo de las cuatro áreas, las cuales fueron empleadas en nuestro estudio.

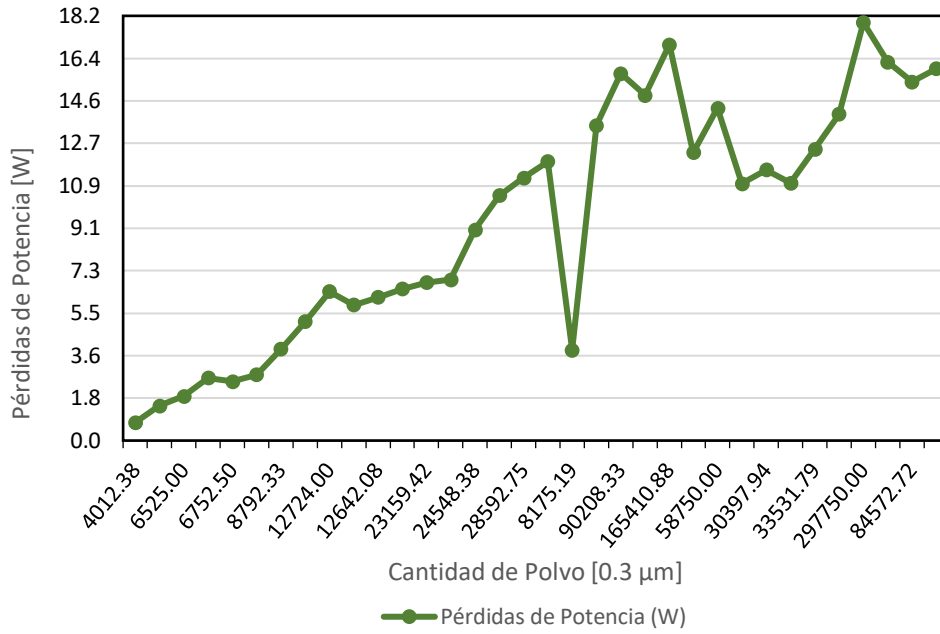
4.5.1. Análisis desde el 6 de mayo hasta el 23 julio.

En las gráficas 17 y 18, se observan las acumulaciones de partículas de polvo de 0.3 μ m y 2.5 μ m en relación con las pérdidas de potencia, se presentó el siguiente análisis:

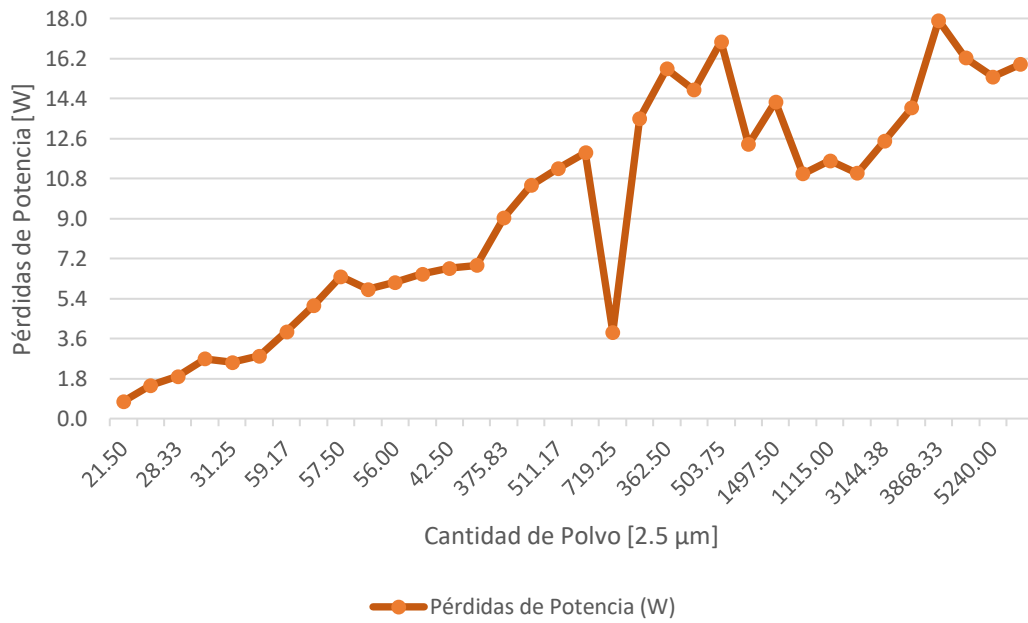
- Desde el 6 al 29 de mayo, el incremento de acumulación de polvo y las pérdidas de potencia crecieron linealmente.
- Desde el 2 junio al 23 de julio, el incremento de acumulación de polvo y las pérdidas de potencia tuvieron una tendencia polinómica, además, se observó que las acumulaciones de polvo incrementaron de manera exponencial.
- El 17 de julio mostró el pico máximo de pérdidas de potencia de 17.914W, para las acumulaciones de polvo de 0.3 μ m y 2.5 μ m presentó un valor de 297750partes/L y 5395.83partes/L respectivamente.

Tabla 11: Resultados obtenidos en el primer periodo.

Fecha	Partículas de polvo 0.3um (partes/L)	Partículas de polvo 2.5um (partes/L)	Pérdidas de Potencia (W)
6-May	4012.38	21.50	0.775
9-May	6385.17	28.33	1.490
11-May	6525.00	31.25	1.901
13-May	6811.58	42.50	2.682
15-May	6752.50	37.17	2.533
18-May	7869.50	47.13	2.824
20-May	8792.33	56.00	3.914
22-May	8816.42	56.25	5.094
25-May	12724.00	59.17	6.388
27-May	10400.00	57.50	5.817
29-May	12642.08	57.77	6.134
2-Jun	16532.25	64.17	6.502
4-Jun	23159.42	183.75	6.765
8-Jun	24070.13	362.50	6.889
10-Jun	24548.38	375.83	9.035
12-Jun	26973.88	406.30	10.499
16-Jun	28592.75	511.17	11.253
18-Jun	32952.50	565.83	11.959
20-Jun	8175.19	55.00	3.878
23-Jun	41135.38	1115.00	13.508
25-Jun	90208.33	3868.33	15.733
27-Jun	78875.00	2570.83	14.789
29-Jun	165410.88	5240.00	16.965
1-Jul	33329.38	719.25	12.335
3-Jul	58750.00	1497.50	14.245
5-Jul	27662.50	464.75	11.012
7-Jul	30397.94	517.58	11.605
9-Jul	28347.75	503.75	11.041
11-Jul	33531.79	815.00	12.488
13-Jul	54250.00	1444.17	13.981
17-Jul	297750.00	5395.83	17.914
19-Jul	125500.00	4907.50	16.228
21-Jul	84572.72	3144.38	15.377
23-Jul	93625.00	4322.58	15.936



Gráfica 17: Partículas de Polvo de 0.3μm en relación con las Pérdidas de Potencia.



Gráfica 18: Partículas de Polvo de 2.5μm en relación con las Pérdidas de Potencia.

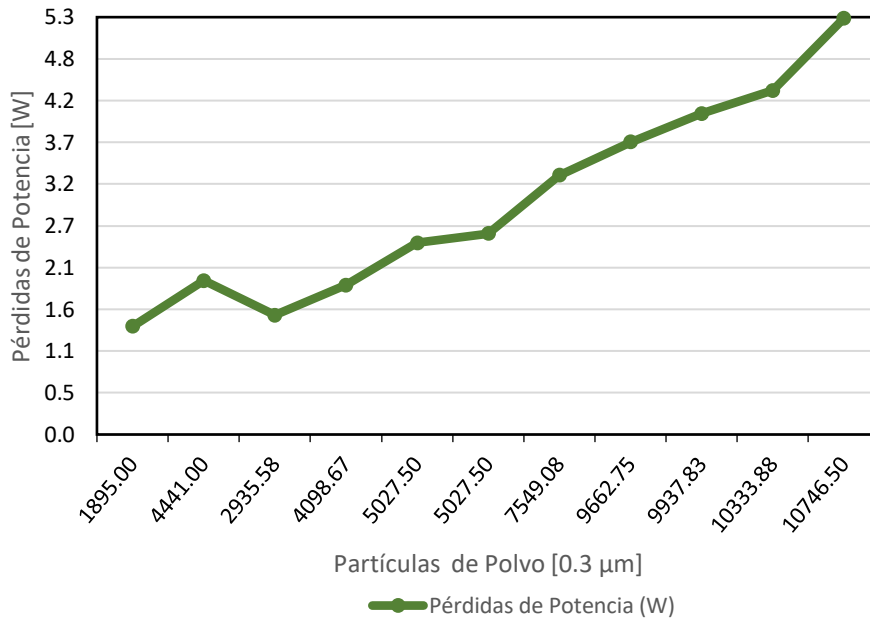
4.5.2. Análisis desde el 3 de agosto hasta el 1 de setiembre

En las gráficas 19 y 20, se observan las acumulaciones de partículas de polvo de 0.3 μ m y 2.5 μ m en relación con las pérdidas de potencia, se presentó el siguiente análisis:

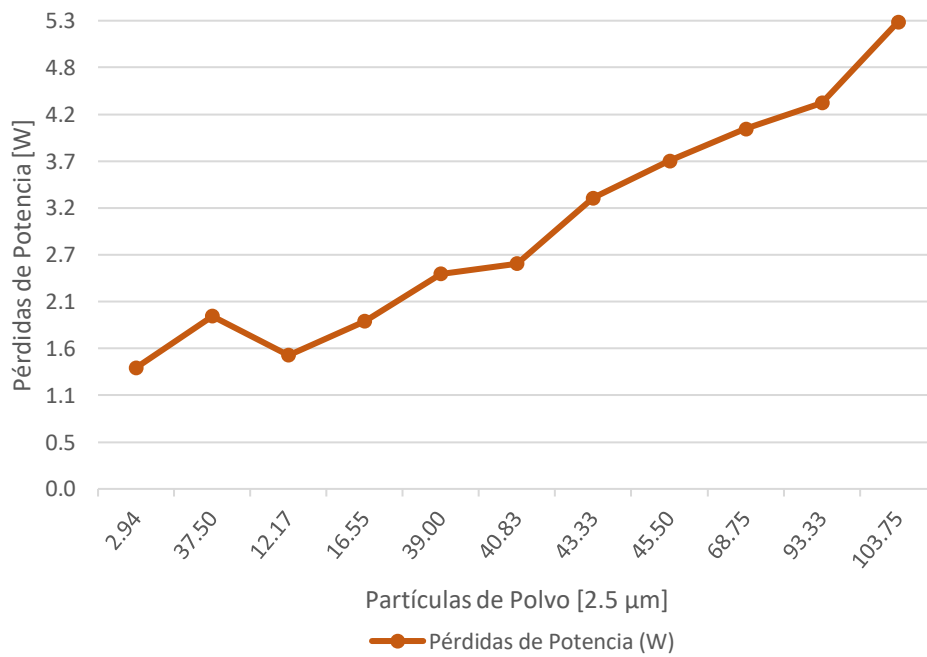
- Desde el 3 al 1 de setiembre, el incremento de acumulación de polvo y las pérdidas de potencia crecieron linealmente.
- El 1 de setiembre es el pico máximo de pérdidas de potencia de 5.29W, para las acumulaciones de polvo de 0.3 μ m y 2.5 μ m presentó un valor de 10746.50partes/L y 103.75partes/L respectivamente.

Tabla 12:Resultados obtenidos en el segundo periodo.

Fecha	Partículas de polvo 0.3um (partes/L)	Partículas de polvo 2.5um (partes/L)	Pérdidas de Potencia (W)
3-Ago	1895.00	2.94	1.37
8-Ago	4441.00	37.50	1.96
10-Ago	2935.58	12.17	1.51
13-Ago	4098.67	16.55	1.90
15-Ago	5027.50	39.00	2.44
17-Ago	5027.50	40.83	2.55
20-Ago	7549.08	43.33	3.29
23-Ago	9662.75	45.50	3.72
25-Ago	9937.83	68.75	4.08
28-Ago	10333.88	93.33	4.37
1-Set	10746.50	103.75	5.29



Gráfica 19: Partículas de Polvo de 0.3μm en relación con las Pérdidas de Potencia.

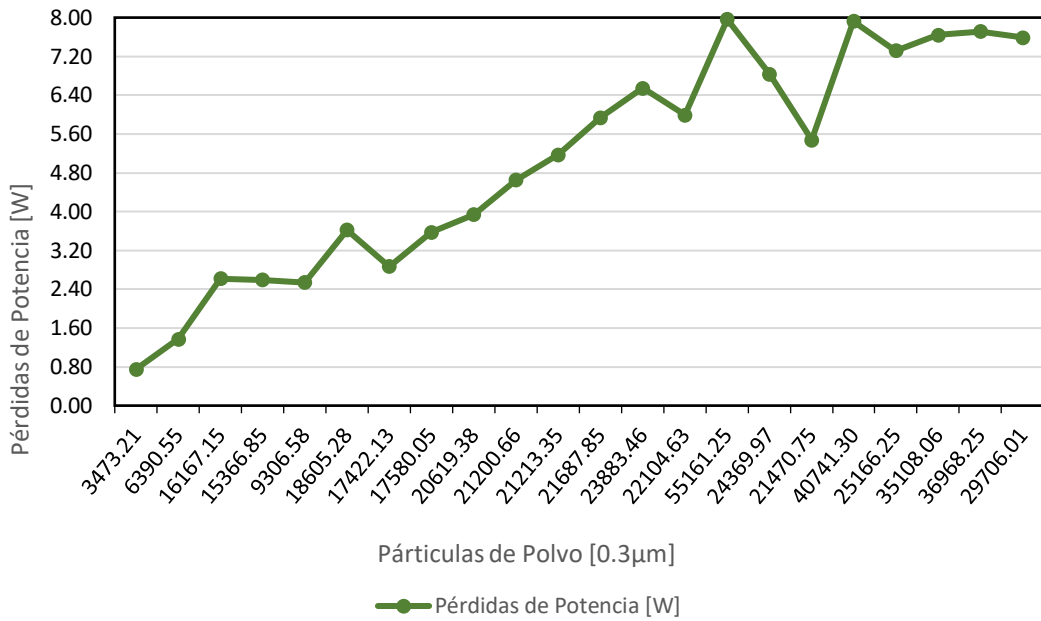


Gráfica 20: Partículas de Polvo de 2.5μm en relación con las Pérdidas de Potencia.

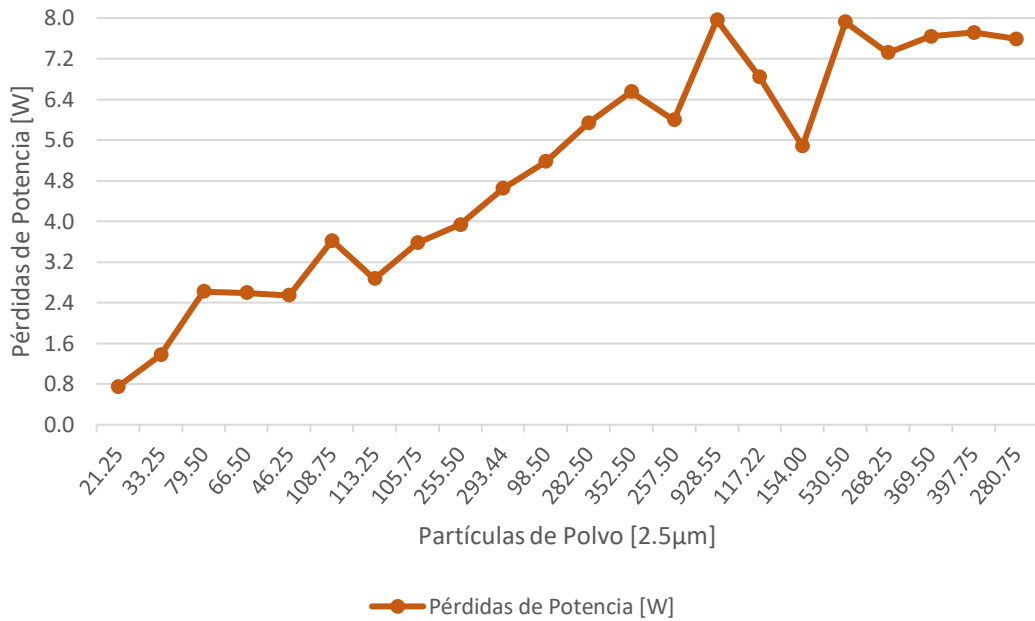
4.5.3. Análisis desde el 13 de setiembre hasta el 13 de octubre

En las gráficas 21 y 22, se observan las acumulaciones de partículas de polvo de $0.3\mu\text{m}$ y $2.5\mu\text{m}$ en relación con las pérdidas de potencia, se presentó el siguiente análisis:

- Desde el 13 al 28 de setiembre el incremento de acumulación de polvo y las pérdidas de potencia crecieron linealmente, por lo tanto, se puede decir que el incremento de las pérdidas de potencia es a causa del incremento de la acumulación de polvo.
- Desde el 3 al 13 de octubre se apreció notoriamente un incremento de acumulación de polvo, el 5 de octubre presentó menor pérdidas de potencia (5.47W) en comparación al resto de días.
- Se observó un incremento moderado de la acumulación de polvo, sin embargo, no incrementó las pérdidas de potencia de manera relevante, esto puede ser a causa de factores externos. Para el primer periodo se pudo decir que la gradiente de las pérdidas de potencia incrementó de manera considerable.



Gráfica 21: Acumulación de partículas de polvo de 0.3µm en relación con las pérdidas de potencia.



Gráfica 22: Acumulación de partículas de polvo de 2.5µm en relación con las pérdidas de potencia.

Además, en la gráfica 21 y 22 se observa que el 3 de octubre fue el pico máximo de pérdidas de potencia con 7.96W. La acumulación de partículas de polvo de 0.3 μ m y 2.5 μ m para este día fueron 55161.25partes/L y 928.55partes/L respectivamente.

Tabla 13: Resultados obtenidos en el tercer periodo.

Fecha	Partículas de polvo 0.3um (partes/L)	Partículas de polvo 2.5um (partes/L)	Pérdidas de Potencia (W)
13-Set	3473.21	21.25	0.75
14-Set	6390.55	33.25	1.37
15-Set	16167.15	79.50	2.62
16-Set	15366.85	66.50	2.60
17-Set	9306.58	46.25	2.54
18-Set	18605.28	108.75	3.62
19-Set	17422.13	113.25	2.87
22-Set	17580.05	105.75	3.58
23-Set	20619.38	255.50	3.94
24-Set	21200.66	293.44	4.65
25-Set	21213.35	98.50	5.17
26-Set	21687.85	282.50	5.94
27-Set	23883.46	352.50	6.55
28-Set	22104.63	257.50	5.99
3-Oct	55161.25	928.55	7.96
4-Oct	24369.97	117.22	6.83
5-Oct	21470.75	154.00	5.47
6-Oct	40741.30	530.50	7.92
10-Oct	25166.25	268.25	7.32
11-Oct	35108.06	369.50	7.64
12-Oct	36968.25	397.75	7.71
13-Oct	29706.01	280.75	7.59

4.6. PROPUESTA DE MANTENIBILIDAD

Para realizar el mantenimiento de limpieza a los módulos fotovoltaicos, el clima es un factor importante que repercute directamente en ellos, ya que trabajan al aire libre, por lo que, mantener limpia su superficie es esencial para que las celdas fotovoltaicas reciban siempre la mayor radiación posible.

Para la frecuencia de tiempo óptimo de limpieza, se evaluó un periodo de 10 días, 20 días, 30 días (1 mes) y 3 meses (90 días). Los resultados de pérdidas de potencia y rendimiento se muestran a continuación:

Tabla 14: Resultados de Pérdidas de Potencia y Rendimiento

Periodo	10 días	20 días	30 días (1mes)	90 días (3meses)
6 May. – 23 Jul.	2.68W – 0.53%	6.39W – 0.91%	6.76W – 1.06 %	17.91W – 3.27%
3 Ago. – 1 Set.	1.96W – 0.34%	3.72W – 0.52%	5.29W – 0.73%	–
13 Set. – 13 Oct.	3.94W – 0.77%	7.96W – 1.02%	7.59W – 1.15%	–

Basado en los resultados presentados en la tabla, para la limpieza de los módulos fotovoltaicos, un intervalo de tiempo de 3 meses (90 días) es considerado óptimo para realizar la mantenibilidad de los módulos fotovoltaicos en la urbanización los Héroes, Nuevo Chimbote, ya que se presenta una pérdida de potencia y rendimiento de 17.91W – 3.27% respectivamente. Dado que el estudio se realiza en un lugar específico, durante un periodo de tiempo específico, posee una limitación intrínseca de generalizar los resultados.

4.7. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS RESULTADOS

Los datos fueron analizados por periodos, como se han evaluado anteriormente, usando SPSS estadística. Se muestra el periodo del 6 de mayo al 23 de julio, del 3 de agosto al 1 de setiembre y del 13 de setiembre al 13 de octubre se visualiza en el Anexo C.

4.7.1. Estudio Inferencial y Prueba de Hipótesis

La pregunta de la investigación:

¿De qué manera la acumulación de partículas de polvo influye en la generación de potencia de los módulos fotovoltaicos?

La Hipótesis de investigación.

La influencia de acumulación de partículas de polvo en el módulo fotovoltaico reduce la generación de potencia hasta un 12%.

Por lo tanto, el objetivo de la hipótesis estadística consistió en comparar si la acumulación de partículas de polvo tuvo efectos significativos en la potencia generada de los módulos fotovoltaicos.

Formulación de Hipótesis

Paso 1: Redactar la Hipótesis

La Hipótesis estadística en este caso será:

H0: No hay efectos significativos, la acumulación de polvo en la potencia generada de los módulos fotovoltaicos.

H1: Hay un efecto significativo, la acumulación de polvo en la potencia generada de los módulos fotovoltaicos.

Paso 2: Definir alfa, nivel de significancia.

Alfa (Sig) = 0.05 = 5%

Paso 3: Elección de la prueba.

Como se trabajó con dos variables independientes para un estudio descriptivo. Primeramente, se evaluó la prueba de normalidad; si se acepta; entonces, se aplica el contraste paramétrico; si se rechaza, se opta por aplicar pruebas no paramétricas. Seguidamente se evaluó el análisis de correlación y finalmente se eligió la prueba estadística correspondiente.

Paso 4: Criterio de Decisión

Si Sig < 0.05 entonces rechazamos la H0 y acepto la H1.

Si Sig >= 0.05 aceptamos la H0 y rechazamos la H1.

CASO	Pruebas paramétricas (Cuando los datos se aproximan a una distribución normal)	Pruebas no paramétricas (Cuando los datos no se aproximan a una distribución normal)
Para una media	Prueba t o prueba Z	Prueba del Signo
Muestras relacionadas	Prueba t o prueba Z	Prueba de rangos con signos de Wilcoxon
Dos muestras independientes	Prueba t o prueba Z	Prueba de U de Mann Whitney
Varias muestras independientes	Análisis de Varianza-ANOVA	Prueba de Kruskal-Wallis

Figura 17: Cuadro de comparación para pruebas Paramétricas y no paramétricas.

Fuente: Sihuay, 2019

Prueba de normalidad

Para datos menores de 50 se utilizó Shapiro-Wilk mientras que para mayores e iguales a 50 se utiliza Kolmogórov-Smirnov.

Shapiro-Wilk n<50

Kolmogorov-Smirnov n>= 50

- Plantear la hipótesis

Ho: Los datos tienen una Distribución normal.

Ha: Los datos no tienen una distribución normal.

- Nivel de Significancia

Confianza: 95%

Significancia (alfa) 5%

- Criterio de Decisión

Si Sig < 0.05 entonces rechazamos la Ho y acepto la Ha.

Si Sig >= 0.05 aceptamos la Ho y rechazamos la Ha.

4.7.2. Resultados del periodo de 6 de mayo – 27 de julio

a. Prueba de normalidad

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
Perdidas_Potencia	,127	34	,182	,941	34	,065
Particula_0.3	,282	34	,000	,654	34	,000
Particula_2.5	,288	34	,000	,694	34	,000

a. Corrección de significación de Lilliefors

Figura 18: Resultados de la prueba de normalidad del 6 de mayo – 27 de julio.
Fuente: Programa SPSS.

Según los resultados obtenidos se infiere lo siguiente:

Como los datos son menores de 50 se utilizó a Shapiro-Wilk, según la prueba de significancia rechazamos la Ho, por cual se decidió que no tienen una distribución normal, por lo tanto, se seleccionó como **Prueba no paramétrica**, por lo tanto, se utilizó la prueba estadística de **Kruskal-Wallis**.

b. Prueba de Kruskal-Wallis

	Particula _0.3	Particula _2.5
H de Kruskal-Wallis	32,723	32,723
GI	14	14
Sig. Asintótica	.003	.003

a. Prueba de Kruskal Wallis

b. Variable de agrupación: Pérdidas Potencia

Figura 19: Resultados de la prueba de Kruskal Wallis del 6 de mayo – 27 de julio.

Fuente: Programa SPSS.

Como la significancia es menor a 0.05, se concluyó que, si tiene efectos significativos, la acumulación de partículas de polvo de $0.3\mu\text{m}$ y $2.5\mu\text{m}$ en la potencia generada de los módulos fotovoltaicos.

CONCLUSIONES

Se calculó las pérdidas de potencia eléctrica nominal y rendimiento de los módulos fotovoltaicos para un periodo predefinido (10 días, 20 días, 30 días y 90 días). Los resultados mostraron que el módulo fotovoltaico polvoriento en diez días provocó una caída de 3.94W y 0.77%, en veinte días (7.96W y 1.02%), treinta días (7.59W y 1.15%) y finalmente, provocando una mayor pérdida en noventa días (17.91W y 3.27%).

Se estudió de la influencia de acumulación de polvo en las pérdidas de potencia y rendimiento de los módulos fotovoltaicos, mediante la inspección visual se observó una alta acumulación de polvo heterogénea en toda la superficie frontal del módulo. Concluyo que la acumulación de partículas polvo es un fenómeno complejo que está influenciado por múltiples factores ambientales y climáticos específicos del lugar. En la medición de partículas de polvo se obtuvo mayor cantidad de partículas de $0.3\mu\text{m}$, a comparación de $2.5\mu\text{m}$, por otra parte, no se registraron partículas de $10\mu\text{m}$. Del análisis de datos, se concluyó que; sí tiene efectos significativos; es decir, mientras aumenta la acumulación de partículas de polvo de $0.3\mu\text{m}$ y $2.5\mu\text{m}$ disminuye la potencia generada de los módulos fotovoltaicos.

Se identificó el tiempo adecuado de limpieza de los módulos fotovoltaicos, la exposición prolongada de los módulos fotovoltaicos, mostró que la potencia y el rendimiento disminuyen progresivamente con la acumulación de partículas polvo, a menos que los módulos sean limpiados con lluvia o acción humana. Si no se realizan ninguna limpieza en los módulos, al cabo de tres meses de operación se experimentó una pérdida de potencia y disminución de rendimiento de 17.91W – 3.27% respectivamente. Por tal motivo, en este estudio se infiere que el tiempo de limpieza de los módulos fotovoltaicos debe realizarse cada tres meses. Para finalizar, se concluyó que nuestro trabajo de investigación se encuentra al alcance de nuestra hipótesis de estudio.

RECOMENDACIONES

Para investigaciones futuras se recomienda determinar la tasa de ensuciamiento o soiling ratio, así como las pérdidas de transmitancia y absortancia a razón de la acumulación de partículas de polvo. Asimismo, estudiar el comportamiento de acumulación de partículas polvo en un clima lluvioso con niveles de radiación baja.

Se recomienda implementar medidas de mitigación contra el impacto de la acumulación de partículas de polvo en el rendimiento fotovoltaico, para desarrollar ciclos de limpieza apropiados, para varias zonas climáticas; considerando el factor de inclinación óptima (fija), altitud y orientación para la captación solar y patrones de viento predominante.

Se recomienda, investigar el impacto de la atracción electrostática en el comportamiento de la sedimentación del polvo. Dada la naturaleza de los paneles fotovoltaicos para generar electricidad basada en la generación de iones eléctricos, tienen el potencial de ser electrostáticos

. Las partículas de polvo (particularmente las fibras sintéticas) tienden a verse influenciadas por el entorno electrostático y pueden provocar un aumento o disminución de su acumulación

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TESIS

- Berg, H. (2015). Estudio Experimental del Soiling en módulos Fotovoltaicos en un clima Nórdico. Universidad de Life Science. Noruega.
- Castro, M. (2019). *Análisis de pérdidas por suciedad en plantas fotovoltaicas en Madrid*. (Tesis de Máster). Universidad Carlos III de Madrid. Madrid, España.
- Cepeda, J. (2017). *Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones*. Universidad Santo Tomas, Colombia.
- Duque, N. (2016). *Análisis de factores que influyen en la suciedad de módulos fotovoltaicos y su efecto sobre la producción de energía eléctrica*. (Tesis de Pregrado). Universidad de Sevilla. Sevilla, España.
- Jacob, S., et al. (2016). *Influencia de la limpieza en la generación de instalaciones fotovoltaicas*. Universidad Nacional de Mar del Plata. Argentina.
- Mohammad, S. y Hussain, M. (2014). *Ensuciamiento del Módulo Fotovoltaico: Modelado y Validación de la Optimización de la Frecuencia de Limpieza del estado de Arizona*. Universidad del Estado de Arizona. Arizona, Estados Unidos.
- Morales, P. (2021). *Detección de anomalías en paneles fotovoltaicos en base a imágenes multispectrales*. (Tesis de pregrado). Universidad de Chile. Santiago de Chile.

Mulcué, L. (2013). *Desarrollo de herramientas para el dimensionado y simulación de sistemas fotovoltaicos en Colombia. Aplicación a la ciudad de Manizales*. (Tesis de Máster). Universidad Internacional de Andalucía. España.

Navarrete, K. (2019). *Análisis técnico-económico de un sistema fotovoltaico con influencia de suciedad, viento y lluvia en Arequipa-Perú*. (Tesis de pregrado). Universidad Tecnológica del Perú. Arequipa, Perú.

Rau, F. (2017). *Estudio del Efecto Soiling en el Rendimiento de Módulos Solares Fotovoltaicos en una zona Residencial*. Universidad Técnica Federico Santa María. Santiago, Chile.

ARTÍCULOS CIENTÍFICOS

Noriega, C. (2015). Rendimiento de módulos solares monocristalinos y policristalinos en un sistema de bombeo de Agua en Brazil. Recuperado de : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.082>

Ghazi, S. (2014). *Efectos del polvo en superficies planas: un artículo de revision*. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.016>

Granda, G.(2013). *Modelado y Simulación de celdas y Paneles Solares*. Recuperado de: <https://doi.org/10.13140/2.1.4192.8968>

Mohammad Reza, M., Shahrooz, H., Gomez, C., Mohd Amran, R., & Shahrooz, H. (junio de 2016). *Pérdida de energía debido a la suciedad en el panel solar: una revisión*. Recuperado de: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000745?via%3Dihub>.

- Monto, Rohit (julio de 2010). *Impacto del polvo en el rendimiento de la energía solar fotovoltaica (PV): estado de la investigación, desafíos y recomendaciones*. Recuperado de:
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065>
- Sayyah, A. (2016). *Pérdida de rendimiento de paneles fotovoltaicos causada por deposiciones*. Recuperado de:
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.030>
- Suresh, E., Bijan, S., Behera, K.(2016). *Impacto de la suciedad y el polvo en la eficiencia y el punto de máxima potencia en los módulos fotovoltaicos*. Recuperado de: <https://www.ijert.org/research/soiling-and-dust-impact-on-the-efficiency-and-the-maximum-power-point-in-the-photovoltaic-modules-IJERTV2IS2092.pdf>
- Urrejola, E., et al. (2016). *Efecto de la suciedad y la exposición a la luz solar en el índice de rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas*. Santiago, Chile.
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.02.016>Get rights and content.
- Yotham, A., Pogrebnaya, T., & Kichonge, B. (2019). *Efecto de la deposición de polvo industrial en el módulo fotovoltaico. Desempeño: mediciones experimentales en la región tropical*. Recuperado de:
<https://doi.org/10.1155/2019/1892148>
- Hasan, A., Mohammad, S.,& Alraeesi, A. (2021). *La influencia de la frecuencia de limpieza de la energía fotovoltaica Módulos sobre pérdidas de energía en el clima desértico*. Recuperado de:
<https://doi.org/10.3390/su12229750>

LIBROS

- Anónimo, (2010). *Componente de una instalación fotovoltaica*.
- Boxwell, M. (2012). *En Manual de electricidad solar: Una guía práctica y sencilla de la energía solar* (págs. 41–42).
- Castejón, A., & Santamaría, G. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltáicas*. Editex.
- Duffie, J. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*.
- Greg, S. (2016). *Breve educativo - Radiación solar y el sistema terrestre*.
- Grupo Simec Chile SRL, (2010). *Análisis de un Sistema e Iluminación, utilizando ampollitas de bajo Consumo y alimentado por paneles fotovoltaicos*.
- Kapumpa, K. & Viridi, A. (2016). *Un artículo de revisión sobre sistemas solares fotovoltaicos*.
- Lamiguero, M., Perpiñan, O., & Colmenar, A. (2012). *Diseño de Sistemas Fotovoltáicos*.
- Sihuay, M. (2019). *Pruebas Estadísticas*. Maestría en Gerencia de Mantenimiento.
- Vasco, E. (2000). *La Energía Solar Fotovoltáica*.

LINKOGRAFÍA

Amat, J. (2016). *Análisis de normalidad: gráficos y contrastes de hipótesis*.

Recuperado de:

https://www.cienciadedatos.net/documentos/8_analisis_normalidad

Colaboradores Wikipedia. (24 de Febrero de 2021). *Efecto Fotoelectrico*.

Recuperado de:

https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Photoelectric_effect&oldid=1008662590.

Colaboradores Wikipedia. (16 de Febrero de 2021). *Panel Solar*.

Recuperado de:

https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Solar_panel&oldid=1007149873

Colaboradores de Wikipedia. (2021). *SPSS*. Wikipedia, La enciclopedia libre.

Recuperado de:

<https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=SPSS&oldid=138001769>

Hernandez, P. (2014). *Radiación Difusa, Directa y Reflejada*. Recuperado de:

<https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>.

International Energy Agency.(2017). Recuperado de:

<https://www.iea.org/>. [Accessed: 05-May-2017]

IBM. *Spss Estatics*. Recuperado de :

<https://www.ibm.com/es-es/products/spss-statistics>

Mani, M. y Pillai, R. (1993). *Degradación del rendimiento de la célula fotovoltaica debido a la deposición de polvo en su superficie.*

Recuperado de: [https://doi.org/10.1016/0960-1481\(93\)90064-N](https://doi.org/10.1016/0960-1481(93)90064-N).

Metodos Cuantitativos. *Prueba de Shapiro-Wilks.* Recuperado de: <https://bookdown.org/dietrichson/metodos-cuantitativos/test-de-normalidad.html>

Question Pro. *¿Qué es Spss?*

Recuperado de: <https://www.questionpro.com/es/que-es-spss.html>

Sattel, S. (2016). *Cómo funcionan los paneles solares y la electricidad solar.*

Recuperado de <https://www.autodesk.com/products/eagle/blog/solar-panels-solar-electricity-works/#:~:text=The%20photoelectric%20effect%20occurs%20when,meta%20when%20exposed%20to%20sunlight.&text=Particles%20of%20light%20called%20photons,orbit%20in%20a%20silicon%20at>

S.E.F.O.(2014). *Las Pruebas Estadísticas.* Recuperado de:

<https://www.scientific-european-federation-osteopaths.org/las-pruebas-estadisticas/>

S.E.F.O (2014). *Pruebas no paramétricas-Prueba de Kruskal-Wallis.*

Recuperado de:

<https://www.scientific-european-federation-osteopaths.org/wp-content/uploads/2019/01/ALGUNAS-PRUEBAS-NON-PARAM%3%89TRICAS.pdf>

Soporte de Minitab 18. (2019). *Prueba de Normalidad.* Recuperado de:

<https://support.minitab.com/es-mx/minitab/18/help-and-how-to/statistics/basic-statistics/supporting-topics/normality/test-for-normality/>

ANEXOS

Anexo A: Checklist de los Módulos Fotovoltaicos en la urbanización Los Héroes - Nuevo Chimbote

Finalizando la primera semana de edición (13 de mayo el 2021).

1. Información de los Módulos Fotovoltaicos

a. Tipo de Módulo Fotovoltaico:

Monocristalino Policristalino Amorfo

b. Número de los Módulos Fotovoltaicos

Uno Dos Tres

c. Dimensiones (largo x ancho x espesor) de un módulo fotovoltaico (cm o ft):

148.2 x 67.4 x 3.5 cm.

d. Nivel de los Módulos Fotovoltaico:

Suelo Azotea 1 Piso Azotea 2 Pisos

e. Sistema de Montaje de los Módulos Fotovoltaicos:

Plano Inclinado Fijo Seguidos de 1 o

Si la inclinación es fija, el ángulo de inclinación (grados): ^{2 ejes} 10°

f. La ubicación está en o cerca de:

Área Rural Área Industrial Área agrícola

Área Desértica Área Urbano

2. Acumulación de polvo

a. Presencia de Lluvias durante el Tiempo de Medición

Si o No

b. Deposición de suciedad

Polvo Excremento de Aves Residuos Solidos

Descripción: Partículas de Polvo con diámetros de 0.3µm y 2.5µm.

c. Tipo de deposición:

Homogéneo Heterogéneo Ninguno.

d. ¿En qué zona se observa mayor deposición de polvo en los módulos fotovoltaicos?

Se observa baja acumulación de partículas de polvo homogéneo

e. Mediante la inspección visual, ¿Qué factores intervinieron en la acumulación de polvo? ¿De qué manera intervienen estos factores?

El viento a bajas velocidades acumuló partículas de polvo.

Finalizando el primer mes de medición (6 de junio Del 2021).

1. Información de los Módulos Fotovoltaicos

- a. Tipo de Módulo Fotovoltaico:
 Monocristalino Policristalino Amorfo
- b. Número de los Módulos Fotovoltaicos
 Uno Dos Tres
- c. Dimensiones (largo x ancho x espesor) de un módulo fotovoltaico (cm o ft):
148.2 x 67.4 x 3.5 cm.
- d. Nivel de los Módulos Fotovoltaico:
 Suelo Azotea 1 Piso Azotea 2 Pisos
- e. Sistema de Montaje de los Módulos Fotovoltaicos:
 Plano Inclinado Fijo Seguidos de 1 o 2 ejes
Si la inclinación es fija, el ángulo de inclinación (grados): 10°
- f. La ubicación está en o cerca de:
 Área Rural Área Industrial Área agrícola
 Área Desértica Área Urbano

2. Acumulación de polvo

- f. Presencia de Lluvias Durante el Tiempo de Medición:
Si o No
- g. Deposición de suciedad
 Polvo Excremento de Aves Residuos Solidos
Descripción: Partículas de Polvo con diámetros de 0.3µm y 2.5µm.
- h. Tipo de deposición:
 Homogéneo Heterogéneo Ninguno.
- i. ¿En qué zona se observa mayor deposición de polvo en los módulos fotovoltaicos?
Se empieza a observar una moderada acumulación de partículas de polvo en la zona inferior de módulo fotovoltaico
- j. Mediante la inspección visual, ¿Qué factores intervinieron en la acumulación de polvo? ¿De qué manera intervienen estos factores?
Según Suresh, los vientos a bajas velocidades, permite una acumulación de partículas de polvo uniformemente.

Finalizando las mediciones (13 de octubre del 2021).

1. Información de los Módulos Fotovoltaicos

- a. Tipo de Módulo Fotovoltaico:
 Monocristalino Policristalino Amorfo
- b. Número de los Módulos Fotovoltaicos
 Uno Dos Tres
- c. Dimensiones (largo x ancho x espesor) de un módulo fotovoltaico (cm o ft):
148.2 x 67.4 x 3.5 cm.
- d. Nivel de los Módulos Fotovoltaico:
 Suelo Azotea 1 Piso Azotea 2 Pisos
- e. Sistema de Montaje de los Módulos Fotovoltaicos:
 Plano Inclinado Fijo Seguidos de 1 o ² ejes
Si la inclinación es fija, el ángulo de inclinación (grados): 10°
- f. La ubicación está en o cerca de:
 Área Rural Área Industrial Área agrícola
 Área Desértica Área Urbano

2. Acumulación de polvo

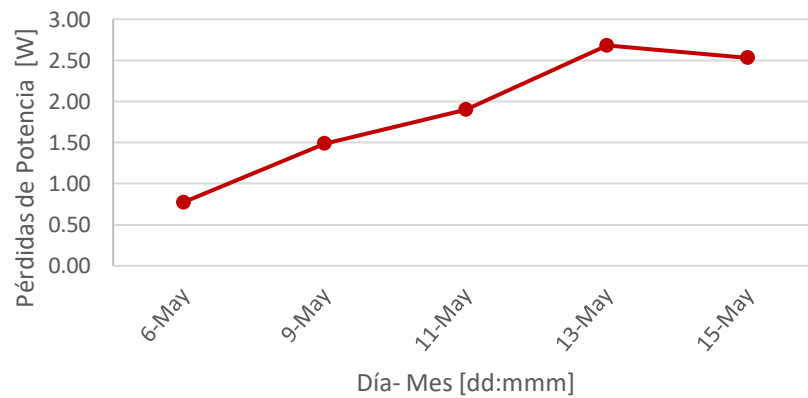
- k. Presencia de Lluvias Durante el Tiempo de Medición
Si () o No (X)
- l. Deposición de suciedad
 Polvo Excremento de Aves Residuos Solidos
Descripción: Partículas de Polvo con diámetros de 0.3µm y 2.5µm.
- m. Tipo de deposición:
 Homogéneo Heterogéneo Ninguno.
- n. ¿En qué zona se observa mayor deposición de polvo en los módulos fotovoltaicos?
Se observa mayor deposición de polvo en la zona inferior del módulo fotovoltaico.
- o. Mediante la inspección visual, ¿Qué factores intervinieron en la acumulación de polvo? ¿De qué manera intervienen estos factores?
Viento, Humedad, Gravedad y llovizna.
-Según Suresh, el viento a poca velocidad acumuló polvo, mientras que a gran velocidad limpió los módulos.
- Presentó aumento de humedad, según Duque, la humedad permite la acumulación de polvo, provocando incrustaciones.
- La gravedad atrae partículas de polvo que se encuentran en el aire.

Anexo B: Pérdidas De Potencia Y Rendimiento De Los Módulos Fotovoltaicos.

Desde el 6 de mayo hasta el 23 de julio, en un intervalo de tiempo de 10 días, 20 días y 30 días (1 mes) tenemos:

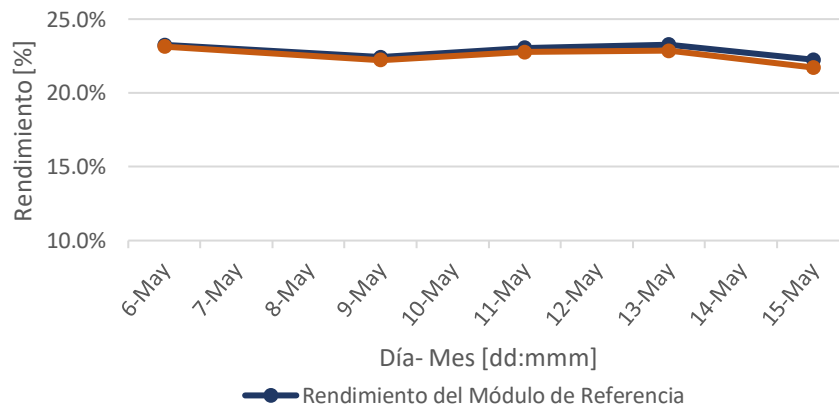
a. En 10 días

La pérdida de potencia máxima por día que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento fue de 2.68W, como se muestra en la gráfica 23.



Gráfica 23: Pérdidas de Potencia en 10 días.

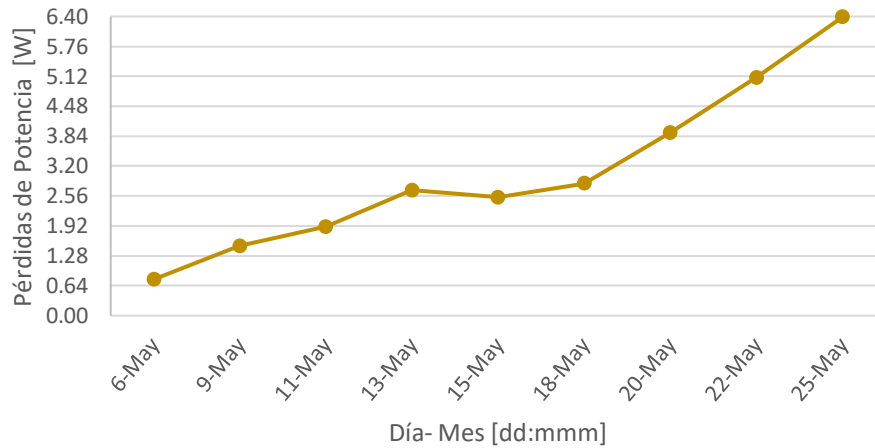
En la siguiente gráfica, se obtuvo una diferencia máxima de rendimiento de 0.53%.



Gráfica 24: Rendimiento de los Módulos fotovoltaicos en 10 días.

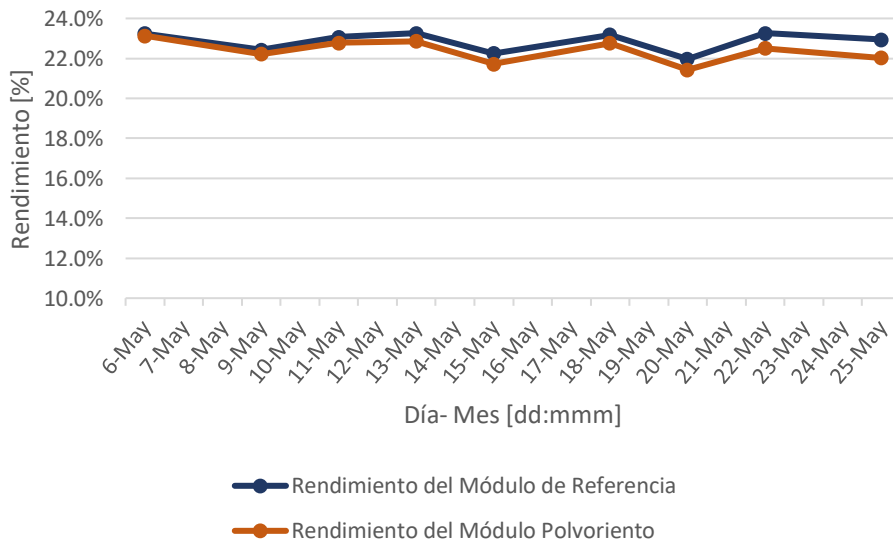
b. En 20 días

La pérdida de potencia máxima por día que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento fue de 6.34W, como se muestra en la gráfica 31.



Gráfica 25: Pérdidas de Potencia en 20 días.

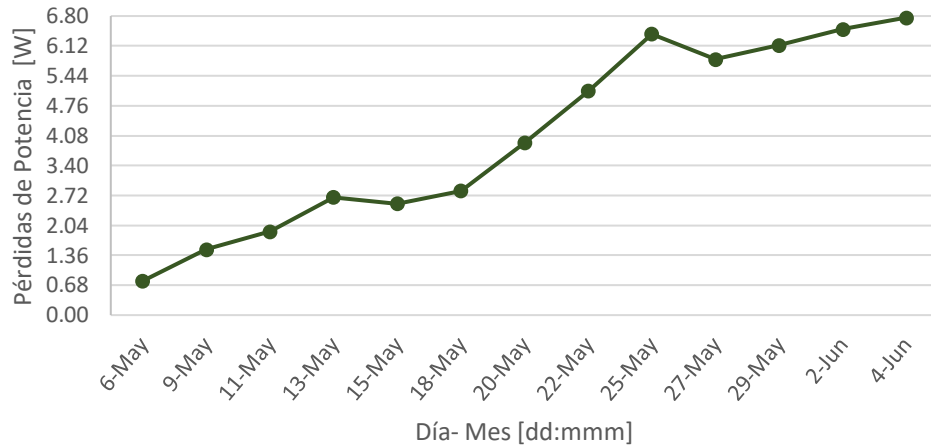
En la siguiente gráfica, se obtiene una diferencia máxima de rendimiento de 0.91%.



Gráfica 26: Rendimiento de los Módulos fotovoltaicos en 20 días.

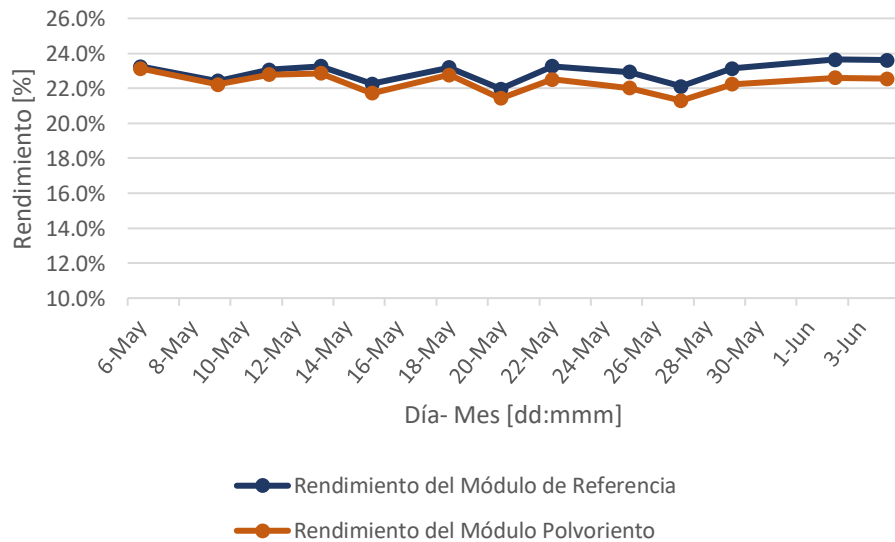
c. En 30 días (1 mes)

La pérdida de potencia máxima por día que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento fue de 6.76W, como se muestra en la siguiente gráfica.



Gráfica 27: Pérdidas de Potencia en 30 días (1 mes).

Se obtuvo una diferencia máxima de rendimiento de 1.06%.

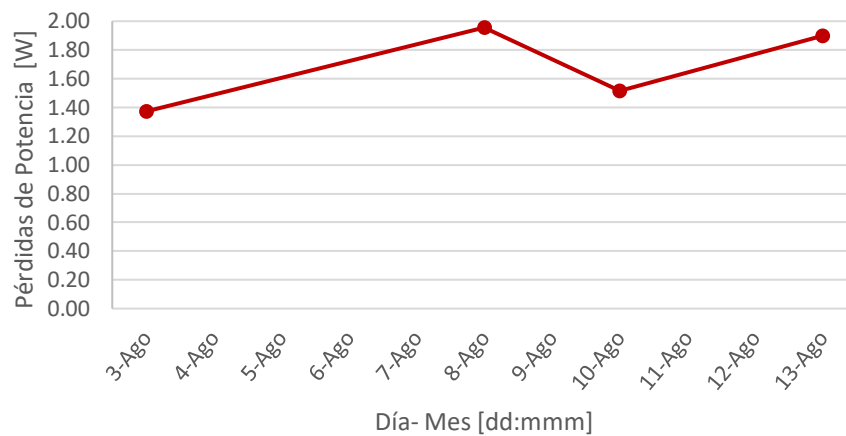


Gráfica 28: Rendimiento de los Módulos fotovoltaicos en 20 días.

Desde el 3 de agosto hasta el 1 de setiembre, en un intervalo de tiempo de 10 días, 20 días tenemos:

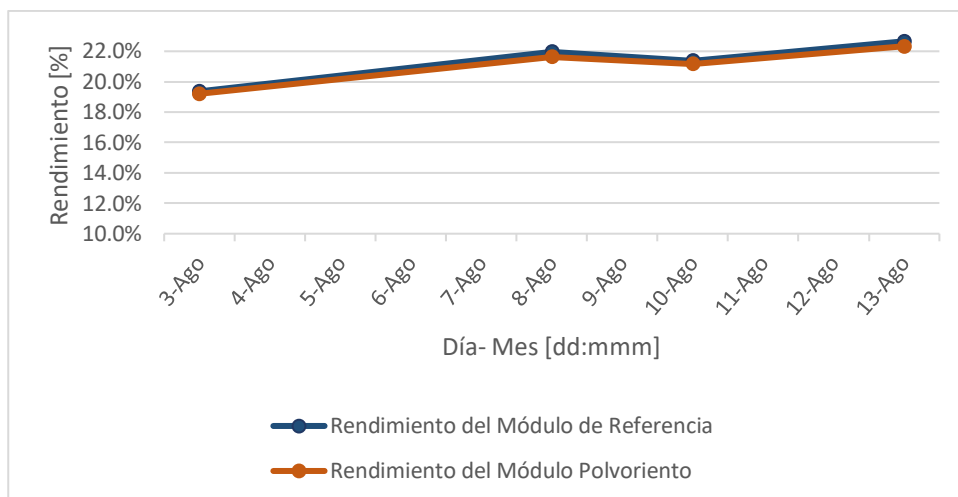
a. En 10 días

La pérdida de potencia máxima por día que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento fue de 1.96W, como se muestra en la siguiente gráfica.



Gráfica 29: Pérdidas de Potencia en 10 días.

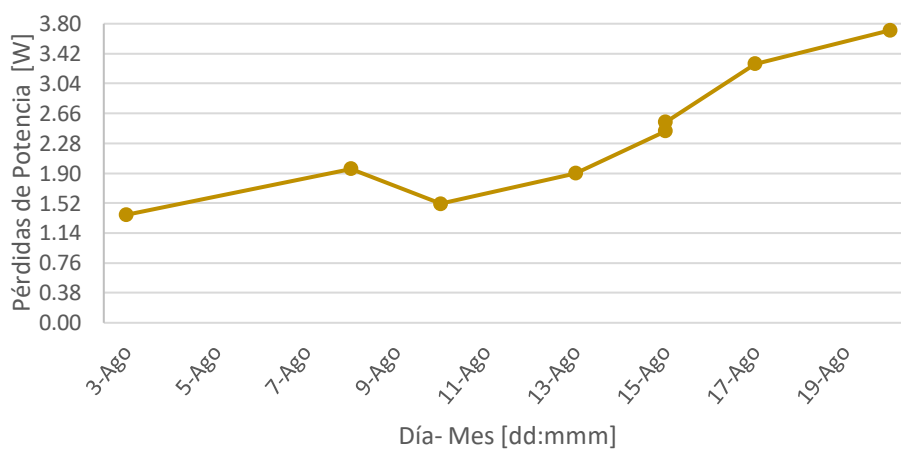
Se obtuvo una diferencia máxima de rendimiento de 0.34%.



Gráfica 30: Rendimiento de los Módulos fotovoltaicos en 10 días.

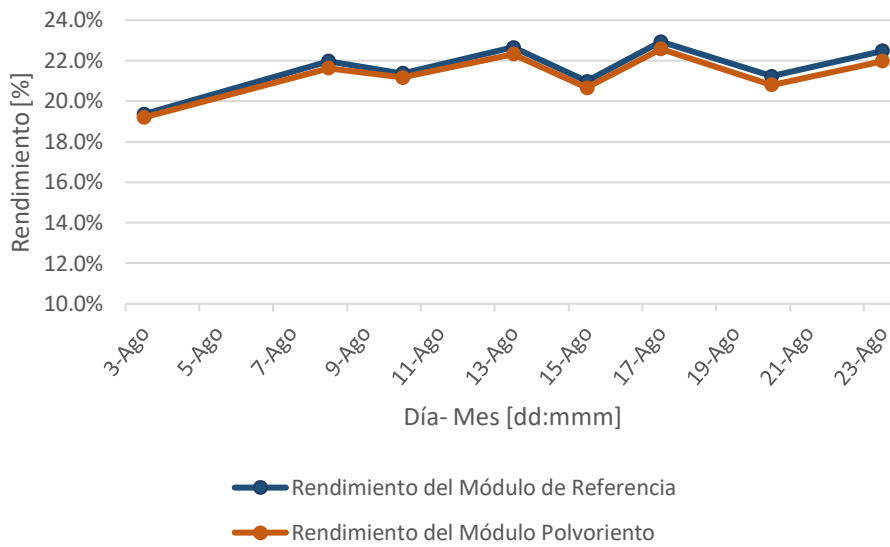
b. En 20 días

La pérdida de potencia máxima por día que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento fue de 3.72W, como se muestra en la siguiente gráfica.



Gráfica 31: Pérdidas de Potencia en 20 días.

Se obtuvo una diferencia máxima de rendimiento de 0.52%.

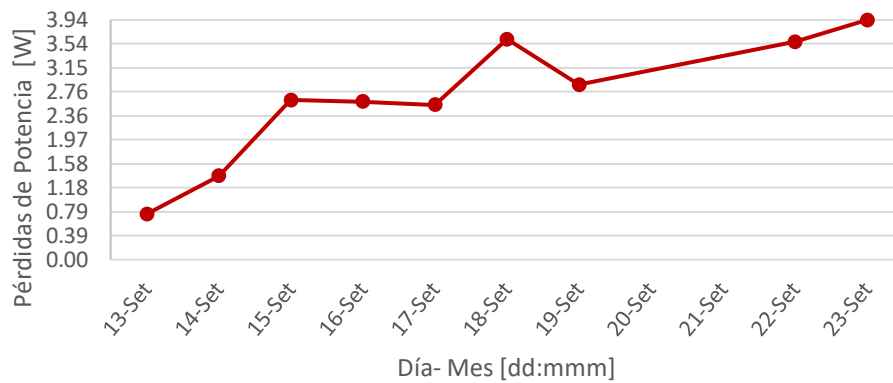


Gráfica 32: Rendimiento de los Módulos fotovoltaicos en 20 días.

Desde el 13 de setiembre al 13 de octubre, en un intervalo de tiempo de 10 días, 20 días tenemos:

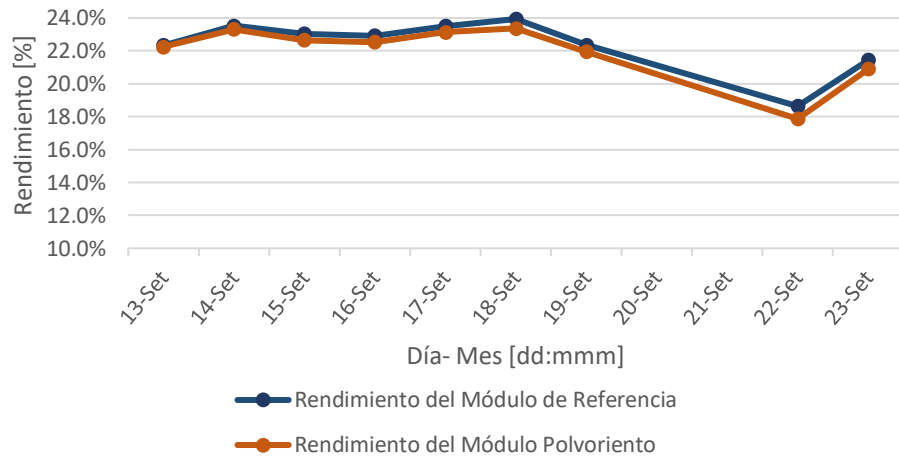
a. En 10 días

La pérdida de potencia máxima por día que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento es de 3.94W, como se muestra en la siguiente gráfica.



Gráfica 33: Pérdidas de potencia en 10 días.

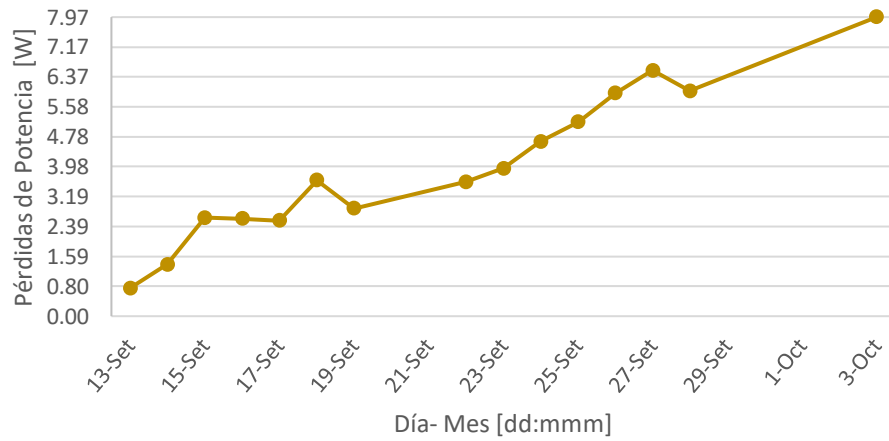
Se obtuvo una diferencia máxima de rendimiento de 0.77%.



Gráfica 34: Rendimiento de los Módulos fotovoltaicos en 10 días

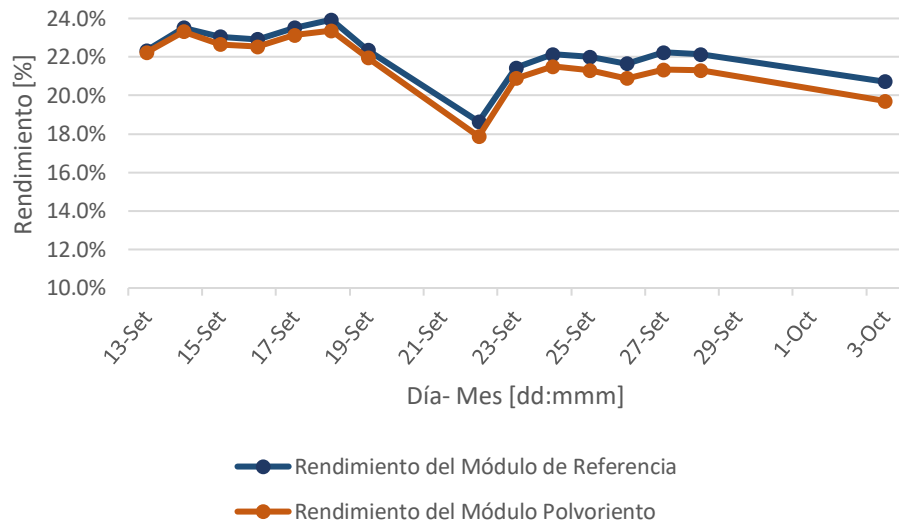
b. En 20 días

Las potencias máximas por día que se obtuvo del módulo de Referencia y Polvoriento fue de 7.96W, como se muestra en la siguiente gráfica.



Gráfica 35: Pérdidas de potencia en 20 días.

Se obtuvo una diferencia máxima de rendimiento de 1.02%.



Gráfica 36: Rendimiento de los Módulos fotovoltaicos en 20 día

Anexo C: Resultado del Análisis Estadístico del programa SPSS.

Periodo 3 agosto – 1 de setiembre

a. Prueba de normalidad

	Pruebas de normalidad					
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
Perdidas Potencia	,168	11	,200*	,941	11	,035
Partículas 0.3	,223	11	,132	,897	11	,009
Partículas 2.5	,231	11	,105	,923	11	,003

*. Esto es un límite inferior de la significación verdadera.

a. Corrección de significación de Lilliefors

Figura 20: Resultados de la prueba de normalidad del 3 de agosto – 1 de setiembre.
Fuente: Programa SPSS.

Según los resultados obtenidos se infiere lo siguiente:

Como los datos son menores de 50 se utilizó a Shapiro-Wilk, la significancia que se obtuvo es menor a 0.05, por lo tanto, se rechaza a H_0 , por cual, se decide que no tienen una distribución normal, por lo tanto, se seleccionó como **Prueba no paramétrica**, entonces se utilizó la prueba estadística de **Kruskal-Wallis**.

b. Prueba de Kruskal-Wallis

	Estadísticos de prueba ^{a,b}	
	Partículas 0.3	Partículas 2.5
H de Kruskal-Wallis	8,014	9,409
Gl	4	4
Sig. asintótica	,009	,002

a. Prueba de Kruskal Wallis

b. Variable de agrupación: Perdidas Potencia

Figura 21: Resultados prueba de Kruskal-Wallis del del 3 de agosto – 1 de setiembre.

Fuente: Programa SPSS.

Como la significancia es menor a 0.05 se concluyó que si tiene efectos significativos la acumulación de partículas de polvo de 0.3µm y 2.5µm en la potencia generada de los módulos fotovoltaicos.

Periodo 13 de setiembre – 13 de octubre

a. Pruebas de normalidad

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
Perdidas de Potencia	,114	22	,020*	,928	22	,001
Partículas de Polvo 0.3	,195	22	,030	,924	22	,002
Partículas de Polvo 2.5	,169	22	,010	,817	22	,001

*. Esto es un límite inferior de la significación verdadera.

a. Corrección de significación de Lilliefors

Figura 22: Resultados de la prueba de normalidad del 13 de setiembre – 13 de octubre. Fuente: Programa SPSS.

Según los resultados obtenidos se infiere lo siguiente:

Como los datos son menores de 50 se utilizó a Shapiro-Wilk, según la prueba de significancia, se obtuvo una significancia menor a 0.05, por lo tanto, se rechaza a H_0 , por cual, se decide que no tienen una distribución normal, por lo tanto, se seleccionó como **Prueba no paramétrica**, entonces se utilizó la prueba estadística de **Kruskal-Wallis**.

b. Prueba de Kruskal-Wallis

Estadísticos de prueba ^{a,b}		
	Partículas de Polvo 0.3	Partículas de Polvo 2.5
H de Kruskal-Wallis	20,289	16,891
GI	7	7
Sig. Asintótica	.005	.018

a. Prueba de Kruskal Wallis

b. Variable de agrupación: Pérdidas de Potencia

Figura 23: Resultados prueba de Kruskal-Wallis del 13 de setiembre – 13 de octubre.
Fuente: Programa SPSS.

Según los resultados obtenidos se infiere lo siguiente:

Como los datos son menores de 50 se utilizó a Shapiro-Wilk, la significancia es menor a 0.05, por lo cual se concluyó que si tuvo efectos significativos la acumulación de partículas de polvo de 0.3 μ m y 2.5 μ m en la potencia generada de los módulos fotovoltaicos.

Anexo D: Ficha Técnica de los Módulos Fotovoltaicos.



Especificaciones del Módulo Solar de 150 W

Nuestra gama de paneles solares está fabricada con policristalinos ultra eficientes y ha sido diseñada para proporcionar una solución de energía alternativa confiable y rentable para aplicaciones donde la red eléctrica no está disponible o no es deseable.

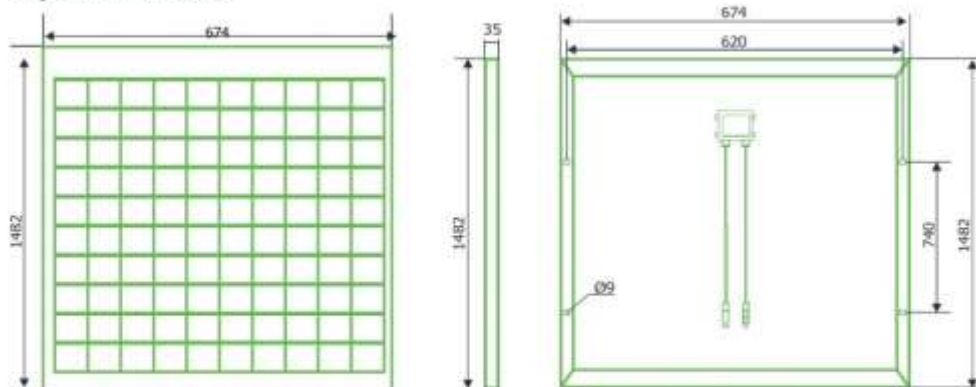
Principales Características:

- o La ingeniería inteligente hace que las pérdidas de energía sean mínimas durante periodos prolongados a la sombra.
- o Totalmente resistente a la intemperie: vidrio templado blanco duradero, resina EVA y película resistente a la intemperie encerrada en un marco de aluminio anodizado.

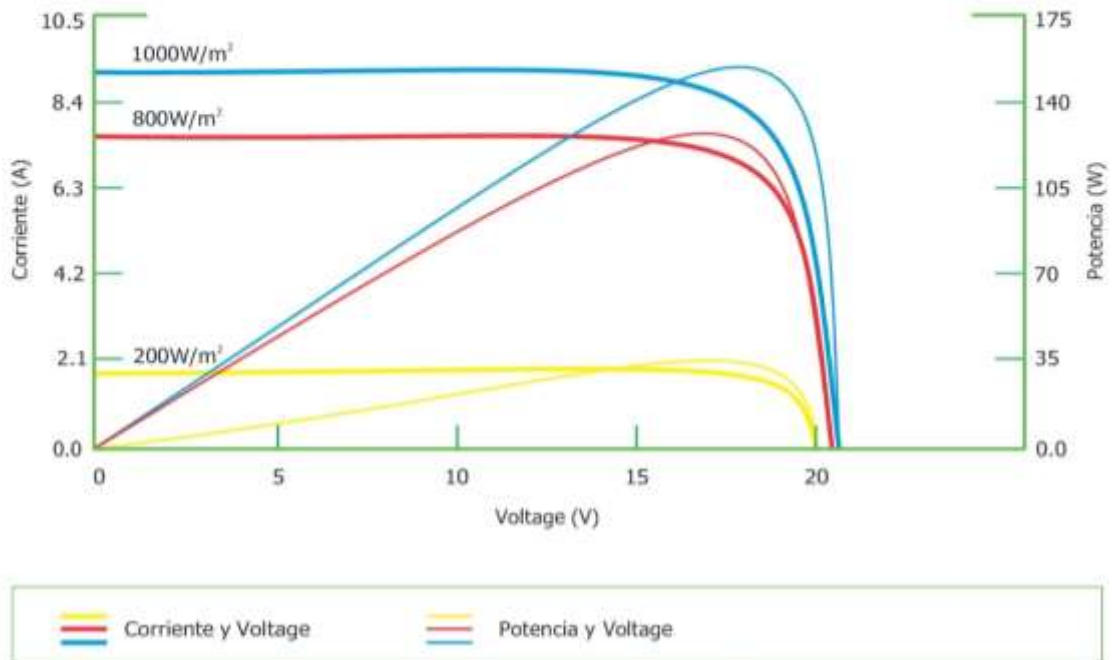
Especificaciones Técnicas

Tipo de Módulo	150W
Potencia Máxima	150W
Tolerancia	± 3%
Voltaje de Circuito Abierto	21.6V
Corriente de Cortocircuito	9.26A
Voltage de Potencia Maxima	17.5V
Corriente de Potencia Maxima	8.57A
Eficiencia del Módulo	15%
Voltaje Maximo del Sistema	1000V DC
Dimensions	1482mm x 674mm x 35mm

Physical dimensions



Características de Corriente - Voltaje y Potencia – Voltaje en varios niveles de Irradiancia



Características Eléctricas

Características Típicas de Rendimiento Eléctrico

Coefficiente de temperatura de Corriente %/°C	+0.06
Coefficiente de temperatura de Voltaje %/°C	-0.34
Coefficiente de Temperatura de Potencia %/°C	-0.47

Garantía de rendimiento: 90% rendimiento, 12 años
80% rendimiento, 25 años

Anexo E: Registro de fotografías, durante el periodo de medición.



Figura 24: Primer día de Medición Módulos Fotovoltaicos.

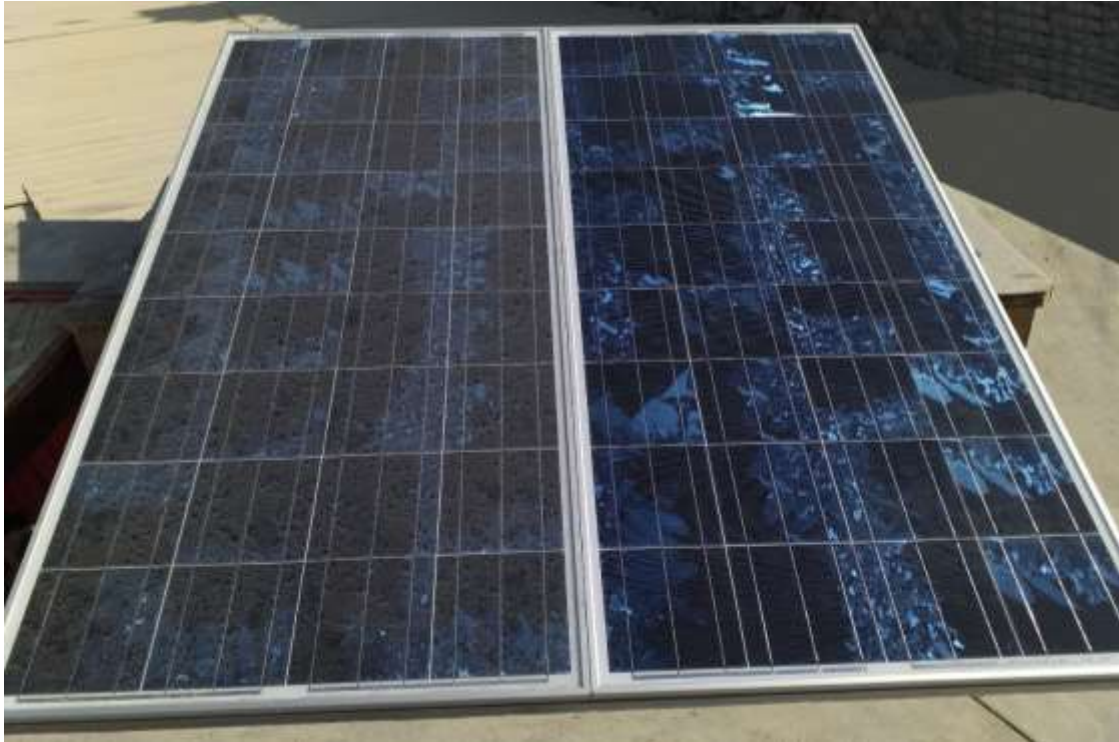


Figura 25: Módulo Polvoriento y de Referencia, finalizando el mes de mayo.



Figura 26: Toma de Mediciones de Partículas de Polvo



Figura 27: Módulo Polvoriento.



Figura 28: Módulo Polvoriento y Módulo de Referencia.



Figura 29: Acumulación de Partículas de polvo no homogéneas



Figura 30: Periodo de medición desde el 6 de mayo al 23 de julio.



Figura 31: Módulo Polvoriento y de Referencia en el último día de medición.

Anexo F: Instrumentos de Medición.



Figura 32: Instrumentos de medición: Air Quality Detector, Multitesters.

Anexo G: Especificaciones Del Air Quality Detector.

Especificaciones del Producto

Principio de los sensores PM2.5	Tipo optoelectrónico
Método de muestreo	Tipo de bombeo
Fuente de luz	Diodes láser
Canales de tamaño de grano	0.3 um 2.5 um 10 um
Tasa de flujo	1L/min
Rango de medición	0-1000ug/m3
Relación de resolución	1 ug
Método de prueba	Manual
Tiempo de muestreo	50s
Método de muestreo	Tipo de bombeo
Precisión típica	<20%
Unidad de concentración	Piezas/L ug/m3
Rango de temperatura	0 ~50°C
Precisión típica	±1°C
Rango de humedad	0 ~99%RH
Precisión típica	±2%RH
Temperatura de trabajo	-10 ~50°C
Humedad de trabajo	10 ~90%RH
Datos almacenados	999 sets
Apagado automático	2 minutos(sin operación de teclaj)

Fuente de alimentación	6F22, 9V batería
Corriente de inicio	120mA
Corriente de Trabajo	200mA
Método de Visualización	Pantalla LCD. Luz de fondo de color
Tamaño de la pantalla	2.8 pulgadas
Resolución de pantalla	320*240
Dimensión	325g (batería incluida)
Tamaño	245× 85×40 mm



Certificado del Air Quality Detector

 **BST** | A RELIABLE TESTING FOR TRUST
Member of the International Bureau of Standards (IBS)

Certificate of Compliance

Certificate No : BSTXD190712274001EC
Applicant : DONGGUAN XINTAI INSTRUMENT CO.,LTD
Building F, NO. 13-16, Hongye Industrial Zone, Tangxia Community,
Tangxia Town, Dongguan City, Guangdong Province, China
Manufacturer : DONGGUAN XINTAI INSTRUMENT CO.,LTD
Building F, NO. 13-16, Hongye Industrial Zone, Tangxia Community,
Tangxia Town, Dongguan City, Guangdong Province, China
Product Name : AIR QUALITY DETECTOR
Trade Name : HII
Main Test Model : HT-9600
Test Standard : EN61326-1:2013
EN61000-3-2:2014
EN61000-3-3:2013
As shown in the
Test Report No. : BSTXD190712274001ER

BEST SERVICE OF TESTING

The EUT described above has been tested by us with the listed standards and found in compliance with the council EMC directive 2014/30/EU. It is possible to use CE marking to demonstrate the compliance with this EMC Directive.
The certificate applies to the tested sample above mentioned only and shall not imply an assessment of the whole production.

Christina Deng
Manager
Jul. 08, 2019

BST Testing (Shenzhen) Co.,Ltd.
Add: No.7, New Era Industrial Zone, Guanlan, Bao'an District, Shenzhen, Guangdong, China
Certificate Search: <http://www.bst-tsl.com>, Tel:400-882-9628, 8000990001, E-mail:christina@bst-tsl.com

Anexo G: Ficha Técnica del Multitester Digital Prasek Premium Pr-301

MULTITESTER DIGITAL		
PR-301		
SPECIFICATIONS		
Basic Functions	Range	Best Accuracy
DC Voltage	200mV/2000mV/20V/200V/500V	±(0.5%+2)
AC Voltage	200V/500V	±(1.2%+10)
DC Current	2000mA/ 20mA/ 200mA/10A	±(1%+2)
Resistance	200 OHM/2kOHM/20kOHM/ 200kOHM/20MOHM/	±(0.8%+2)
Temperature (°C)	-40°C~1000°C	±(1%+3)
Special Functions		
Diode	✓	
Continuity Buzzer	✓	
Transistor	✓	
Square Wave Output	✓	
Data Hold	✓	
Display Backlight*	✓	
Low Battery Display	✓	
Input Impedance for Voltage Measurement	✓	
Max. Display	1999	

GENERAL CHARACTERISTICS	
Power	9V Battery (6F22)
LCD Size	48 x 16mm
Product Colour	Body - Grey, Holster - Red
Product Net Weight	160g
Product Size	130 x 74 x 41mm
Standard Accessories	Test Lead, Battery, English Manual, Holster
Optional Accessories	Clip-On Test Lead Light (PR-13), Built-in Test Lead Light (PR-15), Built-in Test Lead Light Plus (PR-14)
Standard Individual Packing	Gift Box
Standard Quantity Per Carton	60pcs
Standard Carton Measurement	536x 310 x 305mm (0.051 CBM Per Standard Carton)
Standard Carton Gross Weight	Around 15.86kg

Tesis-Pregrado

INFORME DE ORIGINALIDAD

14%

INDICE DE SIMILITUD

13%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

10%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	hdl.handle.net Fuente de Internet	2%
2	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	1%
3	repositorio.usm.cl Fuente de Internet	1%
4	Submitted to Universidad Tecnologica del Peru Trabajo del estudiante	1%
5	es.scribd.com Fuente de Internet	1%
6	www.scribd.com Fuente de Internet	1%
7	1library.co Fuente de Internet	1%
8	documentop.com Fuente de Internet	1%
9	www.slideshare.net Fuente de Internet	

1 %

10

www3.fi.mdp.edu.ar

Fuente de Internet

1 %

11

repository.unimilitar.edu.co

Fuente de Internet

<1 %

12

repositorio.ucv.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

13

Submitted to Universidad Santo Tomas

Trabajo del estudiante

<1 %

14

www.coursehero.com

Fuente de Internet

<1 %

15

dspace.uclv.edu.cu

Fuente de Internet

<1 %

16

Submitted to UNIBA

Trabajo del estudiante

<1 %

17

repositorio.uncp.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

18

Submitted to Universiteit van Amsterdam

Trabajo del estudiante

<1 %

19

www.utepsa.edu

Fuente de Internet

<1 %

20

S. T. Moraglio, M. Corte, L. Tavella. "

Occurrence and impact of spp. and associated

<1 %

egg parasitoids in hazel groves of Northwest Italy ", Journal of Applied Entomology, 2013

Publicación

21 Submitted to Tecsup <1 %
Trabajo del estudiante

22 www.hisour.com <1 %
Fuente de Internet

23 Submitted to University of Liverpool <1 %
Trabajo del estudiante

24 Submitted to Universidad ESAN -- Escuela de Administración de Negocios para Graduados <1 %
Trabajo del estudiante

25 Submitted to Universidad Privada Boliviana <1 %
Trabajo del estudiante

26 repositorio.unasam.edu.pe <1 %
Fuente de Internet

27 Submitted to Unidad Educativa Letort Covima <1 %
Trabajo del estudiante

28 Submitted to Universidad Católica San Pablo <1 %
Trabajo del estudiante

29 mafiadoc.com <1 %
Fuente de Internet

30 solar-energia.net <1 %
Fuente de Internet

repositorio.unsm.edu.pe

31

Fuente de Internet

<1 %

32

Submitted to La Trobe University

Trabajo del estudiante

<1 %

33

www.clubensayos.com

Fuente de Internet

<1 %

34

repositorio.unc.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

35

eprints.uanl.mx

Fuente de Internet

<1 %

36

viajartours.pt

Fuente de Internet

<1 %

37

Submitted to Universidad Cesar Vallejo

Trabajo del estudiante

<1 %

38

Submitted to Universidad de León

Trabajo del estudiante

<1 %

39

Submitted to Universitat Politècnica de València

Trabajo del estudiante

<1 %

40

doczz.fr

Fuente de Internet

<1 %

41

dokumen.pub

Fuente de Internet

<1 %

Excluir citas Activo

Excluir coincidencias < 15 words

Excluir bibliografía Activo