

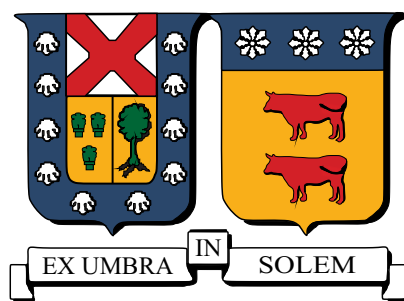
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA

**CUANTIFICACIÓN EXPERIMENTAL DEL IMPACTO DE
LA ACUMULACIÓN DE POLVO EN UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO CON UNA PLACA REFLECTORA Y
SELECTIVA DE RADIACIÓN SOLAR.**

Paula Francisca Isidora Peldoza Vásquez

Ingeniero Civil Mecánico

Marzo de 2022



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**CUANTIFICACIÓN EXPERIMENTAL DEL IMPACTO DE
LA ACUMULACIÓN DE POLVO EN UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO CON UNA PLACA REFLECTORA Y
SELECTIVA DE RADIACIÓN SOLAR.**

Memoria de Título presentada por
PAULA FRANCISCA ISIDORA PELDOZA VÁSQUEZ

Como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Civil Mecánico

Profesor Guía: Ph. D. Rodrigo Barraza
Profesor Co-Referente: Ph. D. Jesus Garcia

Marzo de 2022

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco a mi familia: a mi abuelo *Sergio*, quien con su ejemplo de trabajo, ingenio y amor por la naturaleza, ha puesto en mí, gran parte de la curiosidad que me trajo hasta aquí. A mi abuela *Ana*, quien con su inmensa bondad y amor ha sido mi refugio. A *Doris*, mi mamá, le agradezco por hacer posible todos mis sueños, por enseñarme a ser libre y luchar constantemente para que yo sea feliz. Agradecer también a mis tíos. *Mani*, que con sus preguntas me planteó otra gran parte del interés de llegar hasta aquí; gracias por tantas enseñanzas de la vida y los deportes. A mi tía *Pati* por estar siempre y en tantos lugares, quien me ha demostrado lo lejos que se puede llegar. A *Magaly* gracias por su cercanía y abrazos en el momento justo.

También agradezco a mis amigos y compañeros, *Jordi*, mi hermana por elección, gracias por tu alegría. A *Cata*, quien ha sido mi apoyo y ejemplo de fortaleza. *Dalia*, mi amiga Cubana quien desde allá logra estar cerca. A *Chri*, mi compañero de estudios y risas. A mis amigos de montaña y compañeros de cordada: *Maxy* y *Filipo*, agradecida de sus sabias palabras y enseñanzas. A mis amigos mecánicos surfistas y compañeros de ola: *Hans*, *Escala* y *Álvaro*. A *Hugo*, agradezco tu paciencia, cariño y apoyo en todo este período. A *Consu*, mi amiga con la que solucionamos la vida viendo amaneceres en bicicleta. A *Esteban* y su familia gracias por ser mi segunda casa y apoyo incondicional en Valparaíso. A *Daniel* y *Javier*, mis roomies y amigos, agradecida de tantos lindos momentos.

De igual forma agradezco a la montaña y el mar, los que con su fuerza me han ayudado a llegar al final. A la montaña, por mostrarme que la cumbre o el objetivo nunca es huella fácil, pero que siempre valdrá la pena, y al mar que me enseñó que para sentirse fuerte, también es obligación ser constante y muchas veces sentirse vulnerable o débil.

Finalmente agradecer a mis profesores *Rodrigo Barraza* y *Jesus Garcia* por su constante apoyo y por permitirme seguir en la búsqueda de herramientas y habilidades que me permitan contribuir de manera sostenible a los grandes desafíos a los que se enfrenta la humanidad.

RESUMEN

El crecimiento de la población humana y el aumento de la demanda energética ha incrementado las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) y la temperatura global de la superficie terrestre a un ritmo sin precedentes durante las últimas décadas [1]. Ante esto, la ciencia ha advertido que el mundo pronto podría experimentar una crisis climática, causada por la acción humana a menos que medidas transformadoras sean tomadas a escala global.

Como consecuencia, algunos países han impulsado la transformación de la matriz energética, incrementando el uso de fuentes de energías renovables para la generación eléctrica. Una de las tecnologías que más desarrollo ha presentado es la energía solar fotovoltaica, la cual mediante celdas capta el flujo de fotones proveniente del sol para transformarlo en un flujo de electrones, "efecto fotoeléctrico". Típicamente las celdas fotovoltaicas presentan una eficiencia de conversión entre 12 % y 25 %, rendimiento que se ve afectado por factores como la temperatura de operación, sombras cercanas, acumulación de polvo etc. y que busca ser constantemente mejorado a través de nuevas tecnologías.

Este trabajo estudia la influencia del ensuciamiento en un panel fotovoltaico convencional, y también, para la configuración de un módulo con una placa reflectora de radiación solar que aumenta la producción de energía hasta en un 30 % promedio para los días de invierno, [5] porcentaje que varía dependiendo de las condiciones ambientales.

El experimento es realizado en el Campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María utilizando dos paneles monocristalinos de 250 [W] de potencia nominal, y un reflector con una reflectividad de 89 %.

Los resultados muestran una disminución diaria del rendimiento, debido al ensuciamiento, de un 0.18 % y un 0.15 % para el sistema sin y con reflector, respectivamente. Estos factores son agregados al modelo de radiación desarrollado anteriormente para ambas configuraciones [5] obteniendo errores relativos menores a 10 % entre la radiación medida y calculada.

Respecto a la potencia generada, se obtuvo una mejora promedio al utilizar la lámina reflectora de un 4 % para todo el período medido y un aumento en el índice de rendimiento o *Performance Ratio* del sistema de un 6 %.

ABSTRACT

Human population growth and rising energy demand have increased greenhouse gas (GHG) concentrations and global surface temperatures at an unprecedented rate over the past few decades [1]. In response to this, science has warned that the world could soon experience a climate crisis, caused by human action unless transformative measures are taken on a global scale.

As a consequence, some countries have pushed for the transformation of the energy matrix, increasing the use of renewable energy sources for energy production. One of the most rapidly developing technologies is solar photovoltaics, which uses cells to capture the flow of photons from the sun and transform it into a flow of electrons, "photoelectric effect".

Typically photovoltaic cells have a conversion efficiency between 12 % and 25 %, a performance that is affected by factors such as operating temperature, nearby shadows, dust accumulation, etc., and which is constantly being improved through new technologies.

This work studies the influence of soiling on a conventional photovoltaic panel, and also, for the configuration of a module with a solar radiation reflector plate that increases energy production by up to 30 % on average for winter days [5], a percentage that varies depending on environmental conditions. The experiment is done at the San Joaquín Campus of the Universidad Técnica Federico Santa María using two monocrystalline panels of 250 [W] nominal power, and a reflector with a reflectivity of 89 %.

The results show a daily performance decrease, due to fouling, of 0.18 % and 0.15 % for the system without and with reflector, respectively. These factors are added to the radiation model developed earlier for both configurations [5], resulting in relative errors of less than 10 % between measured and calculated radiation.

Regarding the power generated, an average improvement was obtained when using the reflecting sheet of 4 % for the entire period measured and an increase in the performance ratio of the system of 6 %.

GLOSARIO

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

IPCC: Panel Intergubernamental Sobre el Cambio Climático

PV: Fotovoltaico

EVA: Etileno Vinil Acetato.

IAM: Modificador del ángulo de incidencia

MPP: Punto de Máxima Potencia.

AC: Corriente Alterna.

DC: Corriente Continua.

ANN: Red Neuronal Artificial.

STC: Condiciones estándar de prueba.

CR: Panel con reflector de radiación.

SR: Panel sin reflector de radiación.

POA: Irradiancia solar en un panel fotovoltaico en el plano inclinado

PR: Performance Ratio o Índice de Rendimiento

Sr: Soiling Ratio o Índice de ensuciamiento

UTC: Tiempo Universal Coordinado.

Soiling: Ensuciamiento de módulos FV producto de partículas aerotransportadas

NOMENCLATURA

Abreviación	Nombre	Unidad
A_i	Índice anisotrópico	-
A_p	Área del panel fotovoltaico	m^2
A_r	Área del reflector	m^2
α_p	Ángulo de perfil	grados
α_s	Altitud solar	grados
β	Ángulo de inclinación del panel con respecto a la horizontal	grados
β_r	Ángulo de inclinación del reflector con respecto a la horizontal	grados
δ	Declinación	grados
η	Eficiencia	-
F_{p-r}	Factor de forma del panel con respecto al reflector	-
F_{p-s}	Factor de forma del panel con respecto al cielo	-
F_{p-g}	Factor de forma del panel con respecto al suelo	-
F_{r-p}	Factor de forma del reflector con respecto al panel	-
F_{r-s}	Factor de forma del reflector con respecto al cielo	-
F_{r-g}	Factor de forma del reflector con respecto al suelo	-
G_{sc}	Constante solar	W/m^2
γ	Ángulo acimutal de superficie	grados
γ_s	Ángulo solar	grados
I_0	Radiación extraterrestre en superficie horizontal	W/m^2
I_b	Fracción de radiación directa	W/m^2
I_{br}	Radiación directa reflejada en el reflector	W/m^2
I_d	Fracción de radiación difusa	W/m^2
$I_{d,rs}$	Radiación difusa reflejada en el reflector	W/m^2
$I_{d,g}$	Radiación reflejada del suelo al panel	W/m^2
$I_{d,rg}$	Radiación reflejada del suelo al reflector	W/m^2

I_T	Radiación total incidente en el panel fotovoltaico	W/m^2
L_p	Largo del panel	m
L_r	Largo del reflector	m
ω	Ángulo de la hora	grados
P	Potencia generada	W
R_b	Factor geométrico	-
ρ_g	Reflectividad del suelo	
ρ_r	Reflectividad del reflector	-
T_a	Temperatura ambiente	°C
T_c	Temperatura de la celda	°C
θ	Ángulo de incidencia	grados
θ_z	Ángulo del cenit solar	grados
V	Voltaje	A
W_p	Alto del panel	m
W_r	Alto del reflector	m

CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS	I
RESUMEN	II
ABSTRACT	III
GLOSARIO	IV
CONTENIDO	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XV
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1. ESTADO DEL ARTE	5
1.1. Recurso solar	5
1.2. Radiación incidente	6
1.3. Paneles solares fotovoltaicos	6
1.3.1. Clasificación y funcionamiento	6
1.3.2. Parámetros característicos de un panel fotovoltaico	8
1.3.3. Pérdidas en una instalación fotovoltaica	9
1.4. Materiales reflectores de radiación	12
1.4.1. Lámina reflectora selectiva de radiación " <i>Cool Mirror 3M</i> "	12
1.5. Estudios y modelos existentes	13
1.5.1. Tecnología existente con reflectores	13
	vii

1.5.1.1.	Mejora del rendimiento de módulos fotovoltaicos de silicio multicristalino mediante reflectores de espejo en las condiciones climáticas del Himalaya occidental	13
1.5.2.	Instalaciones tecnología Cool Mirror 3M	17
1.5.2.1.	Sundiansolar y Tenksolar	17
1.5.3.	Estudios de los efectos de la suciedad en PV <i>"Soiling"</i>	18
1.5.3.1.	Modelado de los efectos de la suciedad del polvo en el rendimiento de la energía solar fotovoltaica: Una Revisión.	18
1.5.3.2.	Impacto del polvo en el rendimiento de los sistemas solares fotovoltaicos (PV) en las condiciones meteorológicas de los Emiratos Árabes Unidos.	21
2.	MARCO TEÓRICO	25
2.1.	Modelo de radiación en paneles fotovoltaicos	25
2.1.1.	Modelo de radiación sin reflector	25
2.1.1.1.	Ángulos Solares	25
2.1.1.2.	Cálculo radiación directa y difusa	27
2.1.1.3.	Factores de forma	28
2.1.1.4.	Cálculo de la radiación total incidente en el panel fotovoltaico	28
2.1.2.	Modelo de radiación con reflector	30
2.1.2.1.	Ángulos Solares	30
2.1.2.2.	Cálculo radiación directa y difusa	31
2.1.2.3.	Factores de forma	31
2.1.2.4.	Cálculo de las sombras y áreas iluminadas generadas por el reflector en el panel	32
2.1.2.5.	Radiación total incidente en el panel fotovoltaico	34
3.	METODOLOGÍA	36

3.1. General	36
3.1.1. Fecha y tiempo entre limpiezas	36
3.1.2. Días de análisis	37
3.2. Diseño experimental	38
3.3. Variables de medición	38
3.3.1. Temperatura	38
3.3.2. Radiación incidente	39
3.3.3. Potencia eléctrica generada en el panel	39
3.3.4. Índice de rendimiento o " <i>Performance ratio</i> " (PR)	40
3.3.5. Factor de ensuciamiento o Soiling Ratio (SR')	41
3.3.6. Ángulo óptimo	42
4. RESULTADOS	43
4.1. Temperatura	43
4.2. Radiación en el plano inclinado	44
4.3. Potencia generada por el panel	45
4.4. Índice de mejoramiento o Performance ratio	46
4.4.1. Performance ratio diario en el período estudiado	46
4.4.2. Performance Ratio en función de los días de exposición al ambiente . .	47
4.4.3. Análisis entre limpieza N°1 y N°2	47
4.4.4. Análisis entre limpieza N°2 y N°3	48
4.4.5. Análisis entre limpieza N°6 y N°7	49
4.5. Índice de ensuciamiento o Soiling Ratio (Sr)	51
4.5.1. Limpieza N°1 - 20 de Noviembre 2020	51
4.5.2. Limpieza N°2 - 05 de Enero 2021	52

4.5.3. Limpieza N°3 - 27 de Enero 2021	53
4.5.4. Limpieza N°6 - 09 de Septiembre 2021	54
4.5.5. Limpieza N°7 - 05 de Octubre 2021	55
4.6. Validación modelo	57
4.6.1. Modelo de radiación sin reflector	58
4.6.2. Modelo de radiación con reflector	58
5. CONCLUSIÓN	61
6. BIBLIOGRAFÍA	63
ANEXOS	65

ÍNDICE DE FIGURAS

1.	(a) Cambio en la temperatura global de la superficie (media decenal) reconstruida (1-2000) y observada (1850-2020) (b) Cambio en la temperatura global de la superficie (media anual) observada y simulada utilizando factores humanos y naturales, y sólo naturales (ambos 1850-2020)	1
2.	(a) Capacidad Instalada Neta ERNC (Enero 2022) (b) ERNC y Fuentes Convencionales en la Matriz Nacional (Enero 2022).	2
1.1.	Distribución espectral de la radiación solar afuera de la atmósfera, en la superficie de la tierra y radiación de un cuerpo negro.	5
1.2.	Efecto de la temperatura en la corriente y potencia de salida de un panel fotovoltaico.	10
1.3.	Las curvas rojas muestran la potencia de cuatro módulos fotovoltaicos (dos limpios y dos sucios) de un sistema en Iquique. La curva azul muestra el Ratio de Ensuciamiento calculado como la relación entre la potencia de salida de los módulos sucios y la potencia de salida de los módulos limpios de control. (a) Mediciones del 3 de enero de 2018 (condiciones de cielo despejado). (b) Mediciones realizadas el 6 de noviembre de 2017 (condiciones de cielo nublado).	10
1.4.	Muestra espectral del reflejo de la lámina para dos ángulos de incidencia diferentes.	12
1.5.	Diagrama de flujo para el modelado del ángulo de inclinación óptimo del reflector.	14
1.6.	Potencia de salida del panel fotovoltaico con y sin reflector y mejora de la eficiencia con efecto de temperatura en un ángulo de inclinación óptimo del reflector de 40° en la temporada de verano.	15
1.7.	Potencia de salida del panel fotovoltaico con y sin reflector y mejora de la eficiencia con efecto de temperatura, con un ángulo de inclinación óptimo del reflector de 20° en la temporada de invierno.	15
1.8.	Generación de energía fotovoltaica horaria [W] con diferentes ángulos del reflector y sin reflector.	16

1.9. Potencia diaria media de salida del panel fotovoltaico para distintos ángulos del reflector.	17
1.10. Instalación TenkSolar- Frederkick MD Fuente: Tenk Energy	18
1.11. Potencia fotovoltaica máxima normalizada en función de la densidad del polvo.	22
1.12. Pérdida de potencia por suciedad y densidad de polvo durante cinco meses en las condiciones climáticas de los EAU.	24
2.1. (a) Ángulo zenith, inclinación, ángulo acimutal de la superficie, y ángulo acimutal solar para una superficie inclinada (b) vista plana que muestra el ángulo acimutal solar.	26
2.2. Esquema de radiación recibida por una superficie inclinada.	29
2.3. Ángulos para definir la contribución de la radiación directa desde el reflector plano hacia el panel.	33
3.1. Configuración experimental sistema con y sin reflector [21]	38
4.1. Temperatura promedio PV con reflector y sin reflector, temperatura promedio ambiente y precipitaciones.	43
4.2. Radiación en el plano inclinado configuración con y sin reflector	45
4.3. Potencia promedio diaria con y sin reflector.	45
4.4. Índice de mejoramiento o performance ratio configuración con (línea azul) y sin reflector (línea roja).	47
4.5. Distribución del índice de mejoramiento del sistema sin reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°1 y N°2	48
4.6. Distribución del índice de mejoramiento del sistema con reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°1 y N°2.	48
4.7. Distribución del índice de mejoramiento del sistema sin reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°2 y N°3.	49
4.8. Distribución del índice de mejoramiento del sistema con reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°2 y N°3.	49

4.9. Distribución del índice de mejoramiento del sistema sin reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°6 y N°7.	50
4.10. Distribución del índice de mejoramiento del sistema con reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°6 y N°7.	50
4.11. Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling Ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).	51
4.12. Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).	53
4.13. Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).	54
4.14. Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).	55
4.15. Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).	56
4.16. Gráfico comparativo de la radiación diaria promedio medida y la radiación diaria entregada por el modelo	58
4.17. Performance ratio, experimental y obtenido desde el modelo para el sistema sin reflector después de cada limpieza.	58
4.18. Gráfico comparativo de la radiación diaria promedio medida y la radiación diaria entregada por el modelo con reflector.	59
4.19. Performance ratio, experimental y obtenido desde el modelo para el sistema con reflector después de cada limpieza.	60

ÍNDICE DE TABLAS

1.1. Potencia instalada y aumento de la energía para algunos proyectos con tecnología Cool Mirror 3M	18
3.1. Fecha y tiempo entre limpiezas manuales realizadas.	37
3.2. Días de análisis seleccionados antes y después de cada limpieza según la similitud entre la radiación directa, difusa y global.	37
3.3. Sensibilidad certificada y corregida de calibración utilizada en el programa de mediciones del datalogger.	39
3.4. Factor de multiplicación de calibración de ambos shunt utilizados en programa de mediciones del datalogger.	40
3.5. Factor de reducción del voltaje utilizado en el programa de medición del datalogger.	40
3.6. Ángulos óptimos del sistema sin y con reflector.	42
4.1. Temperatura promedio CR y SR para invierno y verano.	44
4.2. Radiación diaria promedio CR y SR para invierno y verano.	44
4.3. Potencia diaria máxima CR y SR para invierno y verano.	46
4.4. Índice de mejoramiento o performance ratio promedio en invierno y verano.	46
4.5. Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°1	52
4.6. Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°2.	52
4.7. Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°3.	53
4.8. Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°6.	54
4.9. Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°7.	55
4.10. Tabla resumen de pérdida por ensuciamiento (SL) para el sistema con reflector y sin reflector.	57

4.11. Variables y valores utilizados para la validación del modelo	57
6.1. Datos generales del panel fotovoltaico utilizado.	65
6.2. Descripción lámina reflectora Cool Mirror	66
6.3. Perfomance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°1.	67
6.4. Perfomance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°2.	67
6.5. Perfomance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°3.	68
6.6. Perfomance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°6.	68
6.7. Perfomance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°7.	69
6.8. Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°1.	70
6.9. Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°2	70
6.10. Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°3.	71
6.11. Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°6.	72
6.12. Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°7.	72

INTRODUCCIÓN

La cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero de origen humano, especialmente de dióxido de carbono, liberadas al medio ambiente es una de las principales preocupaciones del mundo para controlar el cambio climático. Según el sexto reporte del IPCC "Bases Científicas de la Física del Cambio Climático"[1], en 2019 las concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono fueron las más altas registradas en al menos dos millones de años, mientras que las concentraciones de metano y óxido nitroso fueron las más elevadas en los últimos ochocientos mil años. Por otra parte, y como se observa en la figura (1) la temperatura global de la superficie debido a la influencia humana ha aumentado desde 1970 a un ritmo sin precedentes que en cualquier otro período de cincuenta años durante los últimos dos mil años.

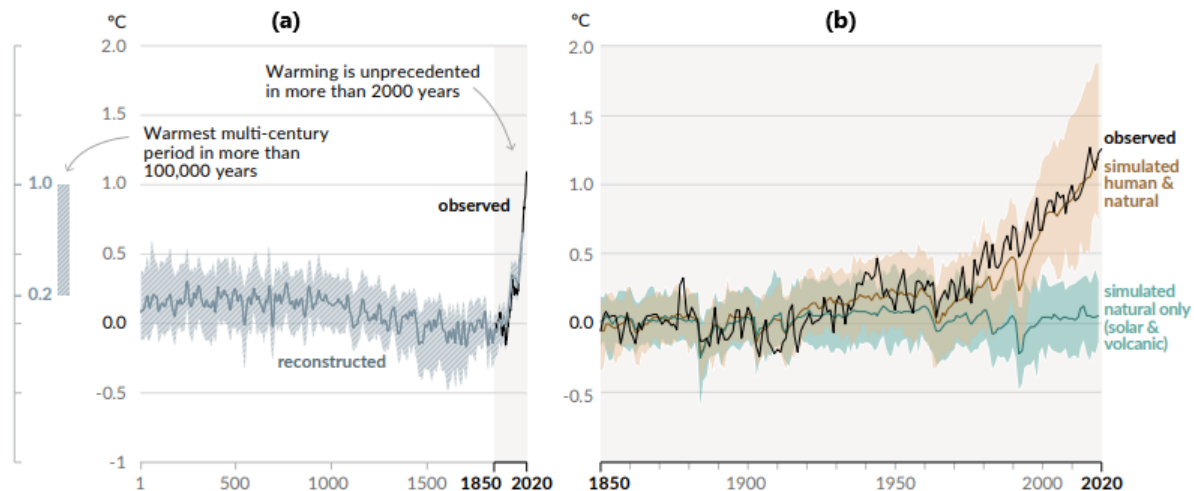


Figura 1: (a) Cambio en la temperatura global de la superficie (media decenal) reconstruida (1-2000) y observada (1850-2020) (b) Cambio en la temperatura global de la superficie (media anual) observada y simulada utilizando factores humanos y naturales, y sólo naturales (ambos 1850-2020)

[1].

Bajo estos números la ciencia ha advertido que el mundo experimentará una crisis climática, al menos que acciones transformadoras sean tomadas a escala global.

El acuerdo de París, firmado el año 2015 por 197 países, marca el inicio del compromiso de éstos de reducir sus emisiones y colaborar para adaptarse a los efectos del cambio climático, así como llamamientos a los Estados para que fortalezcan sus responsabilidades a lo largo del tiempo.

Una de las medidas más destacables que han debido tomar los países firmantes del tratado consiste, a nivel general, en convertir paulatinamente su matriz energética (sector que representa un 73.2 % de las emisiones de gases de efecto invernadero del planeta [2]), incentivando la instalación de plantas generadoras con base en energías renovables que reemplacen las fuentes de energía dependientes de combustibles fósiles. En este contexto, las ERNC en Chile a Enero de 2022 tienen una capacidad de generación instalada de 9411 [MW] equivalente al 33.5 % de toda la electricidad que llega a la matriz energética del país [3], donde la participación de la energía solar fotovoltaica representa el mayor porcentaje, correspondiente a un 17.7 %. Véase figura (2).

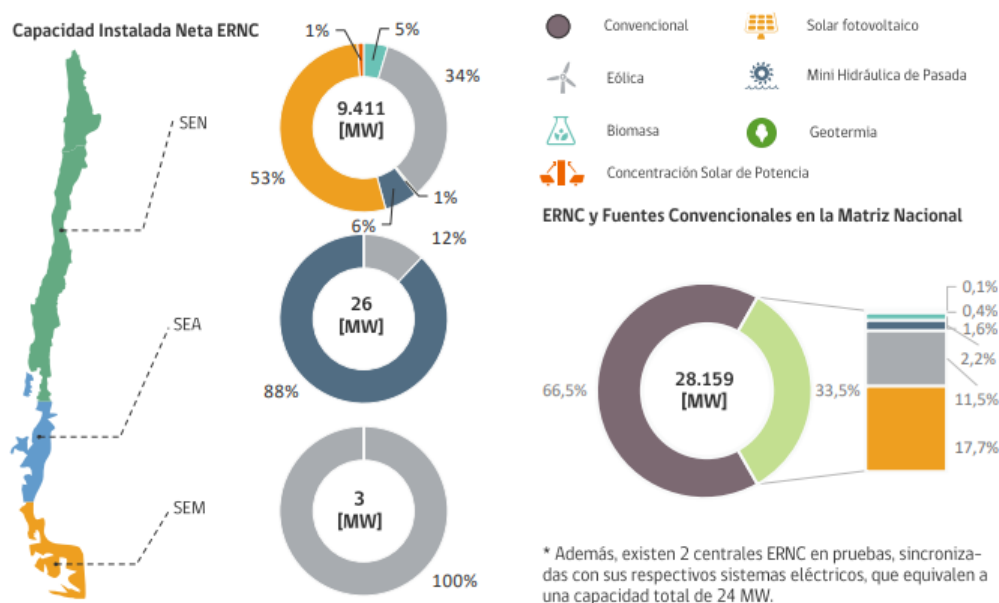


Figura 2: (a) Capacidad Instalada Neta ERNC (Enero 2022) (b) ERNC y Fuentes Convencionales en la Matriz Nacional (Enero 2022).

[3]

Se espera implementar las medidas necesarias para que las energías renovables constituyan el 60 % de la generación eléctrica en el año 2035, y al menos un 70 % para el año 2050 [4]. Chile es un país privilegiado en radiación solar, especialmente en la zona norte de éste. Esto da la oportunidad de desarrollar un liderazgo de nivel mundial en generación solar.

Es en este contexto que el estudio y desarrollo de una implementación más eficiente, rentable y sustentable de la energía solar fotovoltaica, debe emerger como uno de los desafíos a afrontar hoy en día.

Las eficiencias de estos sistemas son aún bastantes bajas, rondando el 20 % en condiciones ideales, valor que puede caer considerablemente con las condiciones de operaciones reales de

los paneles. Dentro de éstas, las principales causas que afectan el rendimiento son: el fenómeno de *Soiling* (acumulación de polvo sobre un panel) y el aumento de la temperatura. El primero disminuye la intensidad de radiación efectiva recibida por el panel, mientras que el segundo afecta directamente las características eléctricas, disminuyendo el voltaje de máxima potencia a medida que aumenta la temperatura de la celda.

Este trabajo de título busca aportar al desarrollo de esta tecnología, analizando como afecta la acumulación de polvo en un sistema fotovoltaico integrado con placas reflectoras. Se cuantifica experimentalmente el efecto de la suciedad en la potencia, temperatura y en el rendimiento de la configuración.

Objetivo General

El objetivo general del presente trabajo es cuantificar experimentalmente el impacto de la deposición de polvo (*soiling*) en el rendimiento del sistema fotovoltaico integrado con una placa reflectora y selectiva de radiación solar.

Objetivos Específicos

- Investigar el estado del arte y marco teórico asociado tanto a los sistemas fotovoltaicos con láminas reflectoras, como a los modelos existentes que indican el efecto del polvo en el rendimiento fotovoltaico.
- Cuantificar y analizar los efectos de la placa reflectora de radiación en la potencia, temperatura y rendimiento del sistema.
- Determinar y agregar un factor de ensuciamiento al modelo de radiación desarrollado previamente, para la configuración con y sin reflector.
- Comparar datos obtenidos experimentalmente con datos esperados según el modelo de radiación, considerando el ensuciamiento para ambos sistemas.

Capítulo 1

ESTADO DEL ARTE

1.1. Recurso solar

El sol es un cuerpo casi esférico con un diámetro de $1.39 \cdot 10^9$ [m] y una masa de $2 \cdot 10^{30}$ [Kg], ubicado a una distancia media de $1.50 \cdot 10^{11}$ [m] de la tierra. Emite radiación en forma de ondas electromagnéticas, como un cuerpo negro casi ideal a una temperatura de 5.780 [K] [6], la radiación es emitida en todas las longitudes de onda, pero tiene su intensidad máxima en una longitud de onda aproximadamente de 500 [nm], perteneciente al rango visible del espectro electromagnético. Esta radiación disminuye su intensidad al atravesar la atmósfera, como resultado de la absorción y dispersión, debido a los gases presentes.

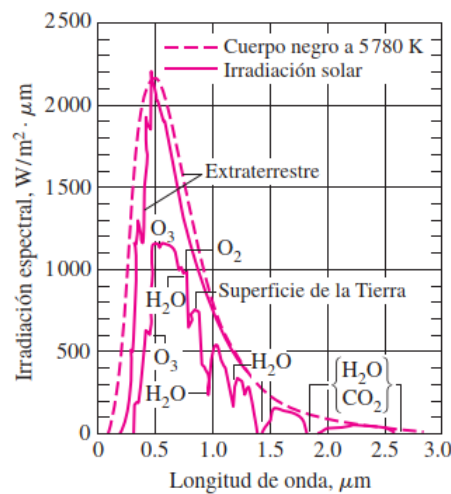


Figura 1.1: Distribución espectral de la radiación solar afuera de la atmósfera, en la superficie de la tierra y radiación de un cuerpo negro.

[6]

La energía que llega a la atmósfera terrestre es llamada irradiancia solar total o constante solar y tiene un valor igual a $1361 \text{ [W/m}^2\text{]}$ [7], sufriendo pequeñas variaciones durante el ciclo solar, el que tiene una duración de 11 años aproximadamente. La constante representa la tasa a la cual la energía solar incide sobre una superficie perpendicular a los rayos del sol en el borde exterior de la atmósfera, cuando la tierra se encuentra a su distancia media del sol. Esta energía solar es la fuente para la mayoría de procesos que ocurren en la tierra, y esta disponible para ser aprovechada por el ser humano mediante tecnología fotovoltaica y termosolar. La primera produce electricidad directamente de la radiación, y la tecnología termosolar, aprovecha el calor entregado con el fin de calentar materia.

1.2. Radiación incidente

Como ya se menciono anteriormente, la radiación solar que incide en un panel solar instalado en la superficie terrestre depende de distintos factores. Para entender el comportamiento se definen los siguientes conceptos [8]:

- **Radiación directa:** es la radiación solar que no es dispersada por la atmósfera. El valor depende de la distancia instantánea al sol, la latitud y la hora del día.
- **Radiación difusa:** es la radiación que se origina a partir de la radiación solar dispersada por la atmósfera, es afectada por las condiciones ambientales del lugar como la humedad o nubosidad.
- **Radiación total:** es la suma entre la radiación directa y difusa.
- **Irradiancia:** es la potencia o energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado.
- **Albedo:** es la fracción de radiación solar reflectada por la tierra. Toma valores de 0 a 1 dependiendo del tipo de suelo.

1.3. Paneles solares fotovoltaicos

1.3.1. Clasificación y funcionamiento

Los paneles fotovoltaicos (PV) son dispositivos que permiten transformar energía solar en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico. Está compuesto principalmente por; una capa de celdas fotovoltaicas conectadas en serie, un material encapsulante (normalmente EVA

u otro polímero) que rodea las celdas, un vidrio templado, un laminado posterior (normalmente de Tedlar u otro polímero), un marco de aluminio y por último una caja de conexiones donde se encuentran los diodos de bypass y las conexiones de transmisión de energía. Existen varios tipos de paneles, clasificados según la estructura atómica y materiales que componen las celdas solares. Dentro de estos, el silicio cristalino es el que domina el mercado actual, debido a la abundancia de este elemento en la Tierra.

A su vez, las celdas se clasifican según la estructura cristalina: monocristalino, policristalino, silicio amorfo y Galio-Arsénico.

- **Monocristalino:** Las celdas están hechas con una rodaja de Silicio de alta pureza, es decir, un solo cristal; su proceso de fabricación es costoso, pero alcanzan rendimientos cercanos al 16 %.
- **Policristalino:** son igualmente fabricadas a partir de laminas de silicio, con un proceso de fabricación más económico donde el silicio en su fase líquida es vertido en un molde rectangular, permitiendo el aprovechamiento del espacio. La eficiencia de esta tecnología alcanza menor rendimiento que la anterior (aproximadamente un 14 %), ya que se genera un bloque de silicio heterogéneo, reduciendo la eficiencia de la celda.
- **Silicio amorfo:** Estas celdas son considerablemente más económicas, ya que no poseen una lámina de silicio de estructura molecular cristalizada, su eficiencia es cercana a un 12 % y es usualmente utilizada en aplicaciones de baja energía, como relojes, cargadores o calculadoras solares.
- **Galio-Arsénico:** es una tecnología utilizada exclusivamente para fines específicos por su alta eficiencia (25-30 %), aunque la escasez de sus componentes y su elevado costo son sus principales impedimentos.

Otro tipo de clasificación de los paneles solares se realiza en base a la estructura de generación eléctrica:

- **Monofacial:** generan energía eléctrica con la radiación únicamente captada por la parte frontal del panel.
- **Bifacial:** poseen una capa de vidrio por ambas caras lo que permite una mayor superficie de generación, entregando más energía en un espacio reducido.

El funcionamiento del panel es independiente de su clasificación, la celda fotovoltaica es un dispositivo electrónico que capta la radiación electromagnética proveniente del Sol y la transforma en energía eléctrica de corriente continua. Este proceso como se mencionó anteriormente

se logra mediante el efecto fotoeléctrico, el cual consiste en que los fotones incidentes son absorbidos por electrones libres, que al estar dotados con mayor energía por la aportada por el electrón, tienden a salir de la estructura en la que se encuentran creando la posibilidad de ocupar a dicho electrón libre como energía eléctrica.

1.3.2. Parámetros característicos de un panel fotovoltaico

- **Corriente de Cortocircuito (I_{sc}):** es la máxima corriente que se puede obtener en el panel, medida sin ninguna resistencia de por medio, provocando un cortocircuito en el panel y un voltaje nulo.
- **Voltaje de circuito abierto (V_{oc}):** Corresponde al voltaje máximo medido entre los terminales del panel solar cuando éste no está conectado a ninguna carga externa, es decir, cuando la corriente en el panel es cero.
- **Factor de forma (FF):** corresponde a la razón entre la potencia máxima generada y la potencia máxima que el panel puede generar en su punto de funcionamiento óptimo.
- **Voltaje de máxima potencia (V_{mp}) y corriente de máxima potencia (I_{mp}):** indican el voltaje y la corriente a las que se logra la máxima potencia.
- **Punto de máxima potencia (P_{max}):** es el punto en el cual la potencia entregada es máxima. Se obtiene como el producto entre la corriente de corto circuito abierto y el voltaje de corto circuito abierto.
- **Eficiencia (η):** corresponde a la razón entre la potencia solar recibida y la potencia eléctrica generada en el panel solar.
- **Coeficientes de temperatura (γ , α_{sc} y ν_{oc}):** corresponden a los coeficientes lineales que cuantifican el cambio de las características eléctricas (P_{max} , I_{sc} y V_{oc}) respectivamente, de la instalación con cada grado centígrado de diferencia tomando como referencia la temperatura estándar de la célula.

Los parámetros de cada panel solar son determinados en condiciones estandarizadas para facilitar la comparación entre ellos. Dichas condiciones son: 1000 [W/m^2] de radiación incidente, 25 [$^{\circ}C$] de temperatura en las celdas fotovoltaicas, una velocidad del viento de 2 [m/s] y una razón de masa de aire equivalente a AM1.5.

1.3.3. Pérdidas en una instalación fotovoltaica

Las fallas más comunes se presentan a nivel de las celdas fotovoltaicas son generadas principalmente por las circunstancias ambientales en las que se encuentra el panel, factores como: nivel de radiación, temperatura, humedad, velocidad del viento y ensuciamiento por polvo. Otras causas que disminuyen el rendimiento del sistema son factores como: fisuras y fracturas en el módulo, una mala orientación del panel, pérdida debido a la resistencia de cables y conectores, entre otras. En particular, se estudia con mayor profundidad las pérdidas por ensuciamiento, mientras que para las otras se determinan valores promedios a partir de la recopilación de información disponible en la literatura en base a proyectos operativos en diversas partes del mundo. El resumen de las pérdidas consideradas se indica a continuación:

- **Sombras cercanas**

Las pérdidas por sombras surgen por diferencia en la radiación incidente debido a sectores que se encuentran con y sin sombra al mismo tiempo, o también por la obstrucción del sistema completo.

- **Modificador de ángulo de incidencia**

La pérdida por modificador de ángulo de incidencia (en inglés: incident angle modifier, IAM) considera la pérdida por reflexión, lo cual también depende de la inclinación en la que se encuentren los módulos.

- **Efecto de la temperatura**

La potencia de salida de un panel fotovoltaico depende de la radiación y la temperatura a la que se encuentra sometido, si bien la corriente de máxima potencia aumenta con la temperatura, el voltaje de máxima potencia disminuye, por lo que finalmente la eficiencia operacional disminuye linealmente con la temperatura. La figura (1.2) muestra el efecto de la temperatura en un panel fotovoltaico sobre la corriente y, consecuentemente, sobre la potencia eléctrica generada, bajo una irradiancia solar recibida de $1000 [W/m^2]$. Se observa el comportamiento descrito anteriormente, donde las curvas de mayor temperatura poseen un MPP más bajo.

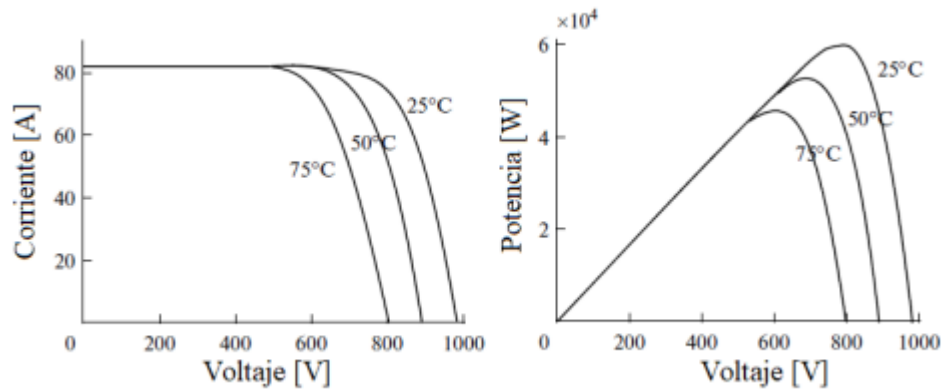


Figura 1.2: Efecto de la temperatura en la corriente y potencia de salida de un panel fotovoltaico.

[26]

■ Efecto del polvo "*Soiling*"

El polvo natural (*Soil*) es una fuente de contaminación para los paneles fotovoltaicos expuestos al aire libre. El ensuciamiento "*Soiling*" es el efecto de la deposición de partículas durante un período de tiempo en el que no hay limpieza externa. La acumulación de este material en la superficie frontal del módulo genera un sombreado parcial, efecto que provoca la disminución en la generación de corriente y consecuentemente en la potencia. figura (1.3)

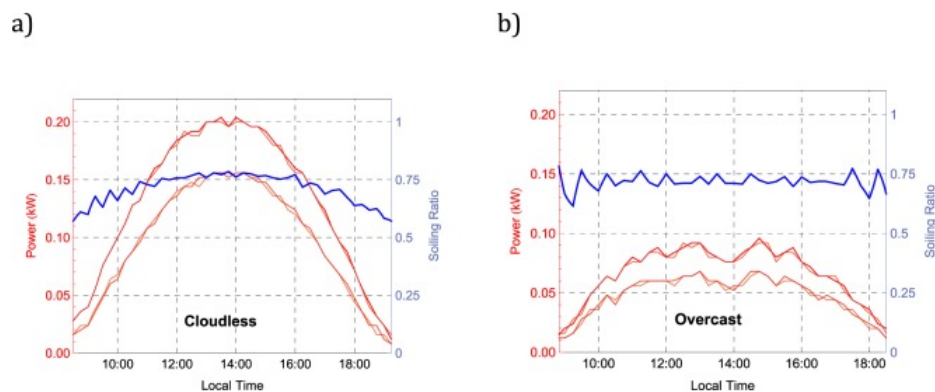


Figura 1.3: Las curvas rojas muestran la potencia de cuatro módulos fotovoltaicos (dos limpios y dos sucios) de un sistema en Iquique. La curva azul muestra el Ratio de Ensuciamiento calculado como la relación entre la potencia de salida de los módulos sucios y la potencia de salida de los módulos limpios de control. (a) Mediciones del 3 de enero de 2018 (condiciones de cielo despejado). (b) Mediciones realizadas el 6 de noviembre de 2017 (condiciones de cielo nublado).

[12]

El tamaño de estas partículas de polvo suele variar entre $1\text{ }\mu\text{m}$ y $500\text{ }\mu\text{m}$, dependiendo de la fuente y pueden comportarse como dieléctricas, absorbiendo la luz incidente y reduciendo la transmisión o incluso produciendo reflexión al cambiar el ángulo de la luz incidente en el módulo [10]. Se ha demostrado que la degradación del rendimiento de los paneles solares puede oscilar entre el 2 % y el 60 % de pérdida de potencia, dependiendo del tiempo y del lugar de acumulación de las partículas, ya que la eficacia de la limpieza depende en gran medida de la cantidad de lluvia y otros factores ambientales como la humedad relativa [11]. Aunque la suciedad no está estandarizada como un fallo del módulo fotovoltaico, su efecto perjudicial en la reducción de la producción eléctrica de los paneles solares fotovoltaicos es bien conocido. El efecto "*Soiling*" ha sido caracterizado a través de distintos estudios los cuales miden en terreno el rendimiento de los paneles fotovoltaicos de distintas plantas solares antes y después de las limpiezas. La tasa de degradación del rendimiento eléctrico tiene diferentes tasas dependiendo de la ubicación. Por ello, no es posible analizar teóricamente el comportamiento y desempeño de celdas fotovoltaicas. Para modelar matemáticamente el comportamiento se debe realizar una aproximación sujeta a condiciones ambientales.

En Europa, por ejemplo, las pérdidas medias de producción diaria en Málaga (España) causadas por la acumulación de polvo depositado en la superficie del módulo fotovoltaico fue de alrededor del 4.4 % y en largos períodos secos de acumulación de polvo este valor fue superior al 20 %. En Bélgica la pérdida de potencia se situó entre el 3 % y el 4 % en un periodo de 5 semanas. En Creta las pérdidas anuales por ensuciamiento se estimaron en un 5.86 %. En el sur de Italia se constataron pérdidas de potencia mensuales del 6.9 % y del 1.1 % para una planta construida en un suelo arenoso y otra en un suelo más compacto, respectivamente. En la isla de Gran Canaria, la eficiencia relativa descendió un 20 % de los valores iniciales en 5 meses, y recuperó su valor inicial después de las lluvias. En el desierto de Atacama, Chile, el coeficiente de rendimiento disminuyó a un ritmo del 4.8 % al mes para la tecnología de capa fina y del 6.2 % al mes para la multicristalina, debido a la acumulación de polvo y a las temperaturas extremas. [10].

- **Degradación:** La degradación de los paneles se produce directamente tras la exposición a la luz. La rápida degradación inicial se correlaciona con la contaminación por oxígeno en el material de silicio y la degradación prolongada se atribuye a la larga exposición a los rayos ultravioleta. Los índices de degradación pueden cambiar según las diferentes condiciones climáticas, se ha demostrado que éstos pueden variar desde el 0.17 %/año en Suecia hasta más del 0.5 %/año en Estados Unidos [12].

- **Cables:** Las pérdidas en los cables se originan especialmente en el lado de DC del sistema, debido a que la corriente es más alta que en AC. Se reporta en promedio pérdidas de un 1 %.

1.4. Materiales reflectores de radiación

1.4.1. Lámina reflectora selectiva de radiación "*Cool Mirror 3M*"

Cool Mirror Film 330 fabricada por $3M^{TM}$, es una lámina polimérica diseñada para aplicaciones solares, especiales para células solares de silicio. La cual al ser instalada sobre un vidrio actúa como reflector, refleja radiación útil para el panel, evitando reflejar la sección del espectro infrarrojo de radiación solar que aumenta la temperatura del módulo. Posee una reflectancia promedio de 89 % y varía según la longitud de onda y el ángulo de incidencia como se observa en la figura (1.4).

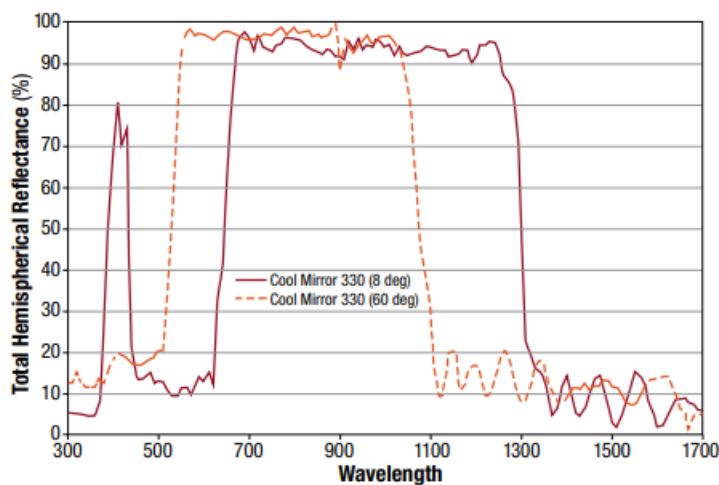


Figura 1.4: Muestra espectral del reflejo de la lámina para dos ángulos de incidencia diferentes.

[13]

1.5. Estudios y modelos existentes

Este ítem se divide en tres secciones. Primero, se describen algunos estudios realizados para la implementación de reflectores, los cuales están enfocados principalmente en el desarrollo de modelos matemáticos que permiten determinar los ángulos de inclinación óptimos del sistema, con el objetivo de mejorar el rendimiento de los colectores solares. Luego, se revisan algunos proyectos que utilizan la tecnología Cool Mirror de 3M y finalmente, una revisión resumida de autores que modelan el impacto de la acumulación de partículas de polvo y otros factores ambientales en un sistema fotovoltaico convencional que servirán como base para el estudio de este efecto en la configuración PV con reflector.

1.5.1. Tecnología existente con reflectores

1.5.1.1. Mejora del rendimiento de módulos fotovoltaicos de silicio multicristalino mediante reflectores de espejo en las condiciones climáticas del Himalaya occidental

Un estudio desarrollado por investigadores del Instituto Nacional de Tecnología de la India, la Universidad Shoolini y el Centro de Ingeniería Energética y Ambiental [14], busca mejorar el rendimiento de módulos fotovoltaicos de silicio multicristalino mediante reflectores de espejo en las condiciones climáticas del Himalaya occidental. El modelo matemático se realiza utilizando MATLAB y luego es validado experimentalmente en Hamipur, ciudad en el estado de Himachal Pradesh, India. La radiación solar global diaria promedio en el sitio varía entre $2.45 \text{ [kWh/m}^2\text{/día]}$ y $5.81 \text{ [kWh/m}^2\text{/día]}$, mientras que la radiación solar máxima y mínima esta disponible en mayo y diciembre, respectivamente.

El estudio, tiene como objetivo encontrar la inclinación óptima del reflector y el panel en donde la radiación solar sea máxima. Para determinar este ángulo se desarrolla un modelo a través de la metodología descrita en el diagrama de flujo de la figura (1.5).

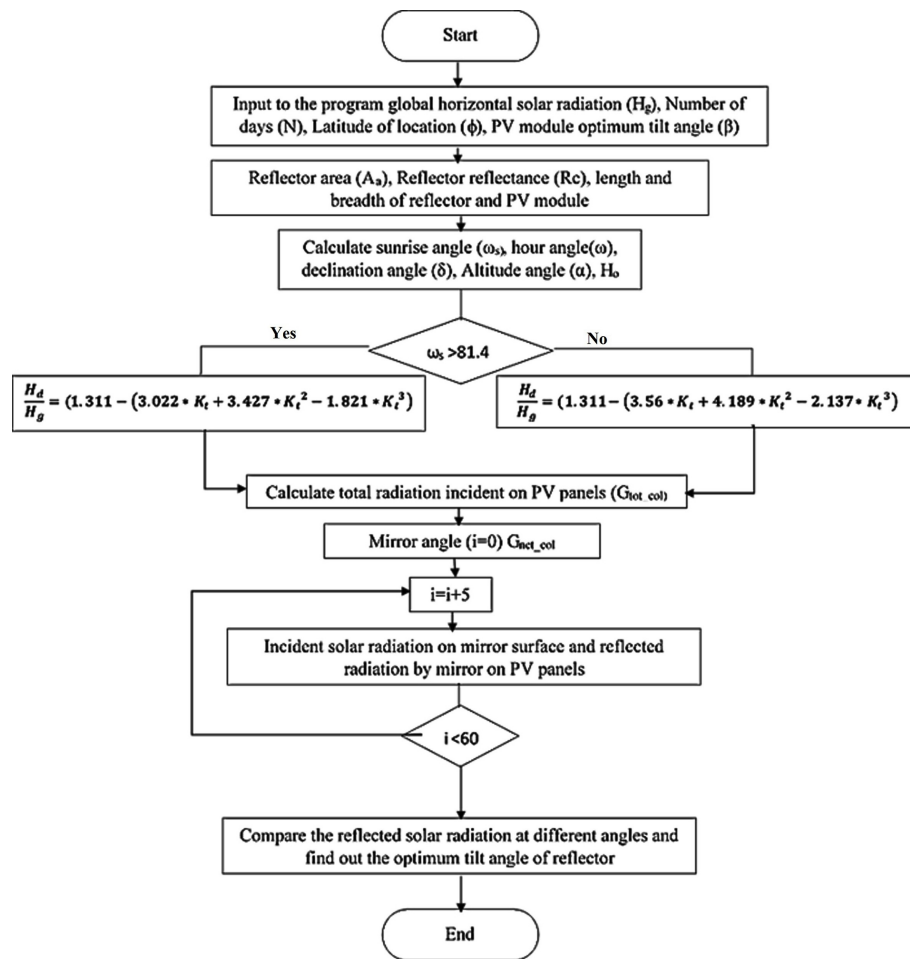


Figura 1.5: Diagrama de flujo para el modelado del ángulo de inclinación óptimo del reflector.

[14]

Los ángulos se determinan para varios meses en un período de dos años. Se encuentra que los ángulos óptimos de inclinación del reflector para ambos años son los mismos, ya que se determinan para la misma ubicación, latitud y el patrón de radiación solar para ambos años es casi el mismo para cada mes. Se observa que el ángulo de inclinación óptimo del reflector para mayo, junio y julio se encuentra en 45° , mientras que para diciembre es 15° . Finalmente, la configuración experimental instalada en el Centro de Ingeniería Energética y Ambiental (CEEE) para comprobar el modelo, consta de dos módulos fotovoltaicos con una capacidad nominal de 18 [W] cada uno y un reflector espejo. Los módulos poseen 36 células solares conectadas en serie. Ambos módulos se fijan en un ángulo de inclinación óptimo 31° para la ubicación en la que se centra el estudio, y el ángulo del reflector varía entre 10° y 70° en intervalos de 5° . La potencia de salida del módulo con y sin reflector se mide utilizando un

analyzer fotovoltaico en períodos de tiempo de 30 minutos entre 09:00 [h] a 17:00 [h].

Los resultados para los períodos de invierno y verano se muestran en la figura (1.6) y (1.7).

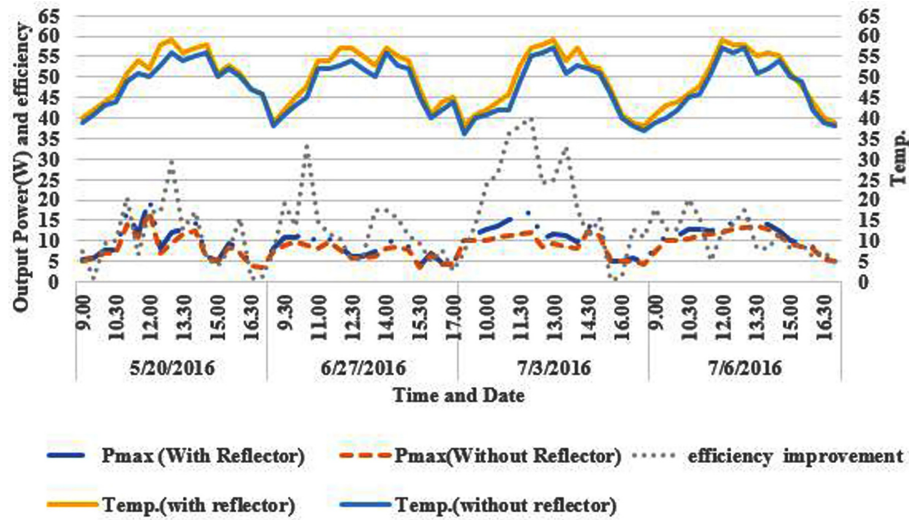


Figura 1.6: Potencia de salida del panel fotovoltaico con y sin reflector y mejora de la eficiencia con efecto de temperatura en un ángulo de inclinación óptimo del reflector de 40° en la temporada de verano.

[14]

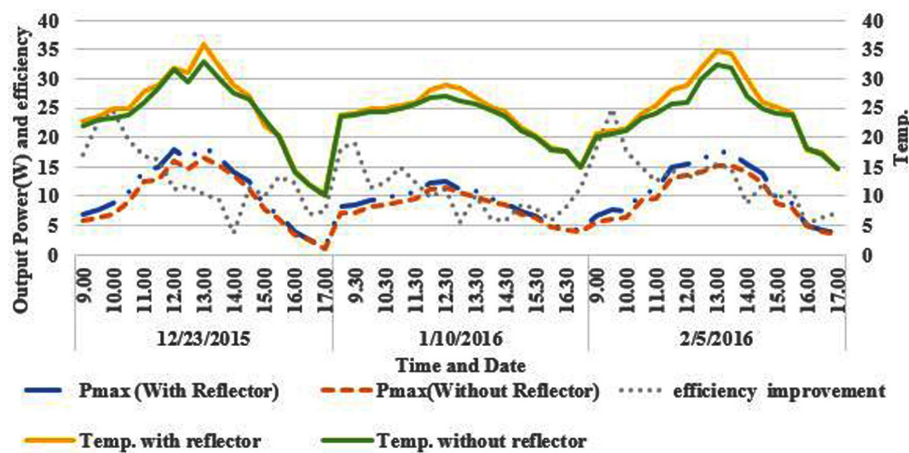


Figura 1.7: Potencia de salida del panel fotovoltaico con y sin reflector y mejora de la eficiencia con efecto de temperatura, con un ángulo de inclinación óptimo del reflector de 20° en la temporada de invierno.

[14]

El análisis muestra que la mejora de potencia media del sistema con reflector fotovoltaico en verano, es de 19.84 % en días soleados y de un 11.33 % en días parcialmente nublados. En invierno la mejora en la potencia para los días soleados y parcialmente nublados es de 13.23 % y 11.00 %, respectivamente. La temperatura máxima del panel fotovoltaico con reflector es de 59 [°C] con un rango promedio de 48[°C] a 50 [°C] durante los veranos. En invierno la máxima temperatura del módulo es de 36[°C] en condiciones de cielo despejado y la temperatura promedio se encuentra en el rango de 23 [°C] a 25[°C]. La diferencia de temperatura entre dos sistemas (con y sin reflector) se encuentra entre 0 [°C] y 2[°C] en inviernos y entre 0 [°C] y 4[°C] en veranos. Como el aumento de la temperatura es pequeño, el efecto sobre la eficiencia fotovoltaica no es sustancial para la región montañosa del Himalaya occidental que posee bajas temperaturas ambientales, sin embargo, para climas más cálidos se recomienda tomar medidas para el enfriamiento de los módulos.

La potencia promedio diaria generada por el módulo PV con un reflector es de 13.67 [W] en un ángulo de inclinación de 40° en mayo. La generación de energía diaria cada media hora y la mejora de eficiencia en diferentes ángulos de inclinación del reflector se muestra en las figuras (1.8) y (1.9).

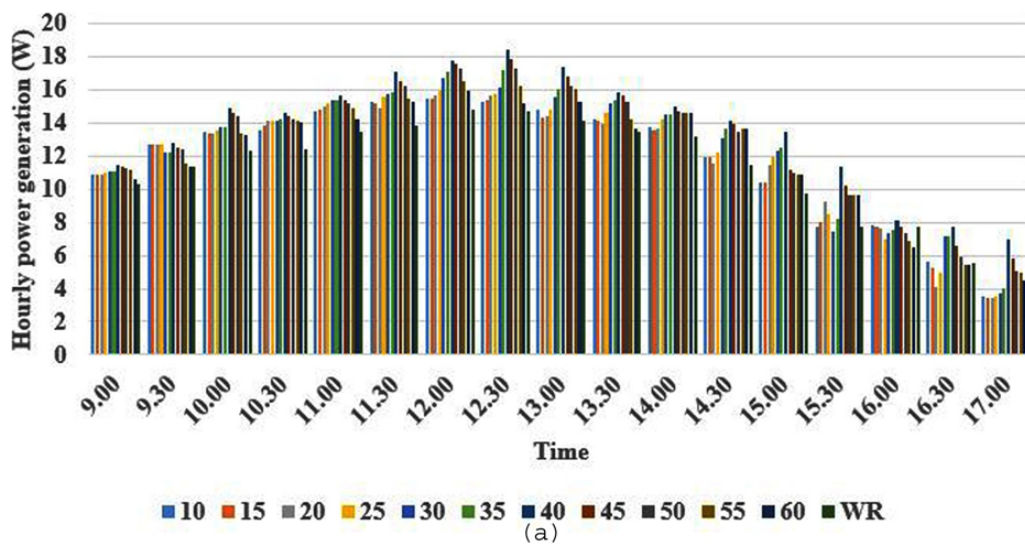


Figura 1.8: Generación de energía fotovoltaica horaria [W] con diferentes ángulos del reflector y sin reflector.

[14].

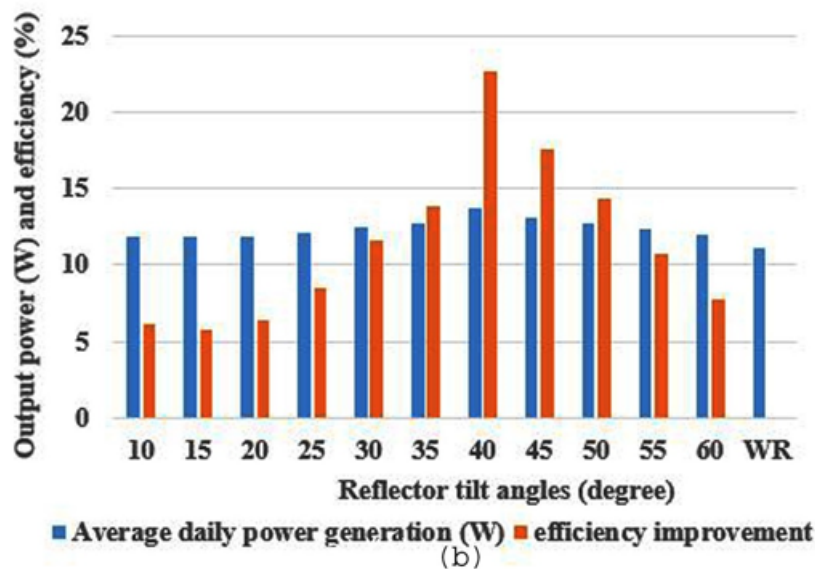


Figura 1.9: Potencia diaria media de salida del panel fotovoltaico para distintos ángulos del reflector.

[14]

En el gráfico de generación de energía por hora se observa que el período de máxima potencia fotovoltaica se alcanza de 9:00 a.m. a 13:00 p.m. La mejora de la eficiencia se calcula utilizando la generación de energía diaria promedio y se encuentra en 40° para todos los días en verano, esto sufre variaciones debido a la cantidad de radiación dependiendo de las condiciones del tiempo.

1.5.2. Instalaciones tecnología Cool Mirror 3M

1.5.2.1. Sundiansolar y Tenksolar

SundialSolar y TenkSolar son empresas que se dedican a la instalación del sistema “Rais Wave”, llamados así por la forma de ola que forma el reflector y el panel fotovoltaico. Estos sistemas al igual que en este trabajo utilizan como reflector la lámina Cool Mirror Film de 3M. Se observa en la figura (1.10) la instalación de este tipo de sistema realizado por TenkSolar en Frederick MD, Estados Unidos.

En la tabla (1.1) se resumen algunos proyectos realizados por ambas empresas, con sus respectivas potencias instaladas. El aumento de energía se muestra en porcentaje, comparando la potencia de salida máxima del sistema con y sin reflector [11].



Figura 1.10: Instalación TenkSolar- Frederick MD Fuente: Tenk Energy

Tabla 1.1: Potencia instalada y aumento de la energía para algunos proyectos con tecnología Cool Mirror 3M

Compañía	Ubicación PV	Potencia Instalada	Aumento energía
Tenk Solar	Washington DC	70 [kW]	32 %
	Frederick MD	950 [kW]	20 %
Sundian Solar	Minneapolis	200 [kW]	60 %

Se observa hasta un 60 % en el aumento de energía, para una potencia instalada de 200 [kW] en Minneapolis, Estados Unidos.

1.5.3. Estudios de los efectos de la suciedad en PV *"Soiling"*

1.5.3.1. Modelado de los efectos de la suciedad del polvo en el rendimiento de la energía solar fotovoltaica: Una Revisión.

Como se mencionó anteriormente las pérdidas por ensuciamiento indican una caída en la potencia o el rendimiento debido al polvo y la acumulación de otras partículas que caen en el exterior fotosensible de la unidad fotovoltaica. Durante las últimas décadas, los investigadores evaluaron y documentaron la disminución de la intensidad solar que alcanza el aparato fotovoltaico, considerando factores como las propiedades del polvo (tamaño de partícula, composición química), el entorno local (temperatura, humedad, precipitaciones, velocidad y dirección del viento) y la configuración de los módulos fotovoltaicos (ángulo de inclinación, incidencia de irradiancia y entorno). El estudio revisa en resumen las diferentes metodologías de modelado que los investigadores siguieron al caracterizar el efecto de deposición de polvo, subdividiendo en modelos de Red Neural Artificial (ANN), modelos de factor de re-

ducción, modelos exponenciales, modelos lineales, simulaciones numéricas, ópticas y modelos estadísticos [15].

- **Modelos de redes neuronales artificiales (ANN):** éste representa un sistema de capas de neuronas matemáticas interrelacionadas que intercambian comunicación entre sí. La tecnología ANN permite detectar relaciones de datos con menos trabajo computacional y dar una solución eficiente para los problemas multivariantes. Un estudio reciente es el modelado de redes neuronales artificiales y análisis de sensibilidad para efectos de suciedad en paneles fotovoltaicos en Marruecos (considerado el mayor mercado de energías renovables en la región de Medio Oriente y África del Norte), el trabajo estudia el efecto de los parámetros meteorológicos sobre la tasa de suciedad del módulo. La tasa de suciedad se calcula utilizando las siguientes ecuaciones:

$$T_e = \frac{G - G_{moy}}{G} \quad (1.1)$$

$$G_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^{24} G_i}{24} \quad (1.2)$$

G y G_{moy} son respectivamente la irradiancia recibida y transmitida por el vidrio solar fotovoltaico. El procedimiento implementado para el desarrollo matemático consta de tres pasos:

- Se forma una base de datos de trabajo basada en los parámetros registrados por el equipo de medición: irradiancia solar, velocidad del viento, dirección del viento, temperatura ambiente, humedad relativa, lluvia y tasa de suciedad del vidrio.
- Para obtener un modelo confiable se evalúan varias arquitecturas ANN, la estructura básica utilizada, esta compuesta por 6 neuronas en la capa de entrada correspondientes a los parámetros mencionados anteriormente, y una neurona en la capa de salida dada por la tasa de soldadura de vidrio PV.
- Para medir la precisión de la estimación de la arquitectura ANN, se realizan comparaciones estadísticas entre los resultados simulados y los valores experimentales.

El uso repetido del mismo flujo de trabajo ANN en los estudios relevantes indica un proceso de modelado fácil de implementar para predecir el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos sucios. La fuerza de ANN es muy clara cuando se manejan sistemas complejos implícitos y no lineales sin soluciones analíticas.

- **Modelos de factor de reducción:** esta metodología de modelado utiliza el factor de reducción (causas ecológicas) como indicador de las pérdidas de energía fotovoltaica,

es más sencillo que el enfoque multivariable, pero se rige por las condiciones climáticas del sitio que cambian las magnitudes de los coeficientes del modelo según la ubicación. Además, la solidez de la predicción del modelo está sujeta al conocimiento con que se elija el método de análisis matemático. Por ejemplo, Jamil y Col. (2020) [16]. centró su estudio en la formulación de ecuaciones mediante dos enfoques para describir el factor de reducción de potencia de la suciedad (F_{dirt}), que es un porcentaje que muestra la pérdida de la potencia producida por un módulo fotovoltaico a causa de la suciedad. Ambos métodos dependían, en su funcionamiento, de los datos de potencia fotovoltaica obtenidos de un sistema fotovoltaico Poly-Si conectado a la red en Malasia. La ecuación (1.3) resulta de la inserción de los datos de campo y las especificaciones del módulo fotovoltaico en una fórmula reconocida (Khatib et al., 2012) [17].

La segunda metodología correlaciona empíricamente el factor de reducción de potencia de la suciedad con la superficie fotovoltaica, utilizando el análisis de regresión para obtener una ecuación más sencilla, pero menos precisa (véase la ecuación (1.4)).

Cabe señalar que la desviación media entre los resultados de los dos modelos fue del 5 %. Utilizando las ecuaciones mencionadas anteriormente, los investigadores predijeron una pérdida porcentual media anual de la potencia de salida debido a la suciedad igual al 26.22 %.

$$f_{dirt} = \frac{P_{AC}}{P_{array, stc}(1.112 - 0.004T_c)} \quad (1.3)$$

Dónde P_{AC} es la potencia de salida de corriente continua instantánea del sistema fotovoltaico, $P_{array, stc}$ es la potencia máxima en las condiciones STC. y T_c corresponde a la temperatura de la celda.

$$f_{dirt} = 21.703 - 0.005A + 0.000002047A^2 - 0.0000000002224A^3 \quad (1.4)$$

El coeficiente A corresponde a la superficie de una unidad fotovoltaica/absorción.

- **Modelos exponenciales:** el modelo exponencial tiene una fórmula matemática simple y fácil de usar, pero su utilización para pronosticar el rendimiento fotovoltaico deteriorado está totalmente sujeto a la precisión de los resultados. Benghanem y Col. (2018) revelaron el comportamiento exponencial del efecto de suciedad del polvo, empleando una ecuación dependiente del entorno geográfico que correlaciona empíricamente la densidad de deposición de polvo (ρ_D) con la pérdida de energía fotovoltaica (ver ecuación (1.5)). Los investigadores utilizaron dos módulos fotovoltaicos (uno cubierto por polvo

y otro como referencia) para obtener datos característicos de intensidad y voltaje.

$$\rho_D = 0.47e^{\frac{L}{34.9}} - 0.37 \quad (1.5)$$

Donde L es el porcentaje de pérdidas en la potencia producida.

- **Modelos lineales:** la correlación lineal para describir la relación entre parámetros es la forma más sencilla y aceptablemente precisa. Sin embargo, como la mayoría de los métodos, presenta gran dependencia del clima local. Específicamente, para los modelos lineales, los investigadores notaron que la disminución en la magnitud del indicador de rendimiento normalizado, debido a la acumulación de polvo, escapa a su linealidad después de una cierta cantidad a medida que las partículas de polvo comienzan a agruparse. Un estudio de utilidad para este trabajo se describe a continuación.

1.5.3.2. Impacto del polvo en el rendimiento de los sistemas solares fotovoltaicos (PV) en las condiciones meteorológicas de los Emiratos Árabes Unidos.

Este trabajo es desarrollado por la Universidad de Sharjah en los Emiratos Árabes Unidos, y tiene como objetivo investigar cómo afecta la suciedad en el rendimiento fotovoltaico mediante el desarrollo de experimentos interiores y exteriores, que permitan obtener el comportamiento del efecto del polvo bajo condiciones de laboratorio controlables, y en condiciones climáticas reales, respectivamente.

Durante el período de estudio se instala un módulo fotovoltaico limpio junto a cada módulo, en idénticas condiciones. Las variables eléctricas de ambos paneles se miden semanalmente para una comparación sistemática.

Los resultados experimentales se dividen en tres partes principales. Primero, se caracteriza una muestra de polvo para comprender su composición y morfología. Luego se describe el efecto del polvo en el interior, y finalmente en condiciones reales.

■ **Caracterización de polvo.**

El polvo es recolectado desde la azotea de la Universidad de Sharjah, donde se caracteriza la muestra mediante un análisis morfológico utilizando microscopía electrónica de barrido y fluorescencia de rayos X de dispersión, para determinar el tamaño de las partículas y la composición química elemental de la muestra.

▪ **Efecto del polvo en el rendimiento fotovoltaico del experimento en un sistema controlado.**

Para determinar la degradación del rendimiento del módulo fotovoltaico debido al polvo, se evalúan las características eléctricas normalizadas como se indica en la ecuación (1.6).

$$\varphi_{norm} = \frac{\varphi_{dusty}}{\varphi_{clean}} \quad (1.6)$$

Donde φ puede ser cualquier parámetro eléctrico como corriente, voltaje o potencia. Al evaluar las características eléctricas normalizadas, el único factor que varía es el efecto del polvo. Cualquier otro efecto (irradiancia, temperatura o humedad) se anulará, ya que tanto el panel limpio como el sucio se prueban en las mismas condiciones.

Se realizan varias repeticiones del experimento para comprobar la coherencia y repetibilidad de los resultados. La figura (1.11) muestra la relación lineal entre la potencia máxima normalizada y la densidad del polvo. La potencia normalizada cae linealmente en un 1.7 % por $[g/m^2]$ de densidad de polvo, observándose aproximadamente un 15 % de disminución de esta variable entre 0 $[g/m^2]$ y 8 $[g/m^2]$ de acumulación de polvo.

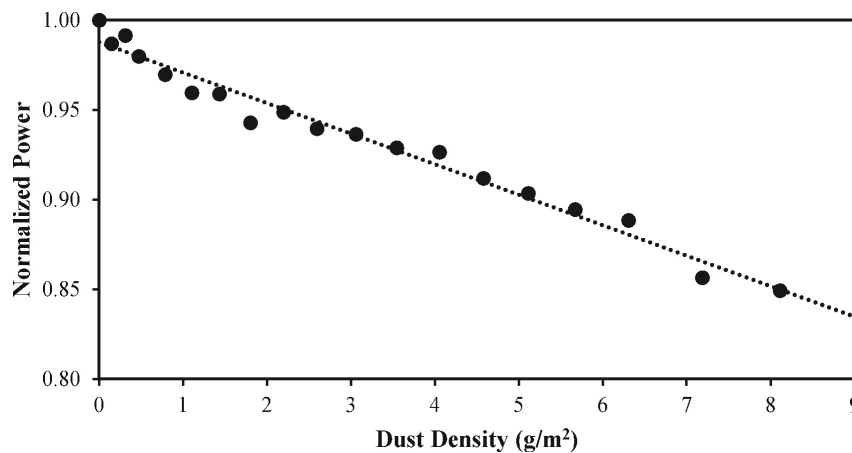


Figura 1.11: Potencia fotovoltaica máxima normalizada en función de la densidad del polvo. [18]

- **El efecto del polvo en el rendimiento fotovoltaico en las condiciones climáticas de los EAU.**

En el experimento al aire libre, el efecto de otras condiciones climáticas se midió a través de la disminución relativa de la potencia (también llamada factor de ensuciamiento) y la eficiencia.

La pérdida de potencia por suciedad (SL) se calcula en relación al módulo de referencia limpio como se muestra en la ecuación (1.7).

$$SL_{PV} = \frac{P_{max, clean} - P_{max, dusty}}{P_{max, clean}} \quad (1.7)$$

Donde $P_{max, dusty}$ y $P_{max, clean}$ corresponde a la potencia máxima del módulo sucio y limpio, respectivamente. De manera similar, la caída en la eficiencia (E_{drop}) se calcula como la disminución relativa de la eficiencia con respecto al módulo limpio.

$$E_{drop} = \frac{E_{clean} - E_{dusty}}{E_{clean}} \quad (1.8)$$

La eficiencia del módulo fotovoltaico (E) se obtiene de la siguiente ecuación,

$$E = \frac{I_{MMP} V_{MPP}}{GA} \quad (1.9)$$

donde I_{MMP} representa la corriente en el punto de máxima potencia, V_{MMP} la tensión en el punto de máxima potencia, G es la irradiancia solar efectiva y A el área del módulo.

La figura (1.12) muestra el desarrollo de la densidad del polvo y la pérdida de potencia por suciedad. Durante el período de prueba se encontró que la pérdida aumentó del 0.29 % al 12.7 %, mientras que la densidad del polvo aumentó de 0 hasta 5.44 [g/m²] durante el mismo período.

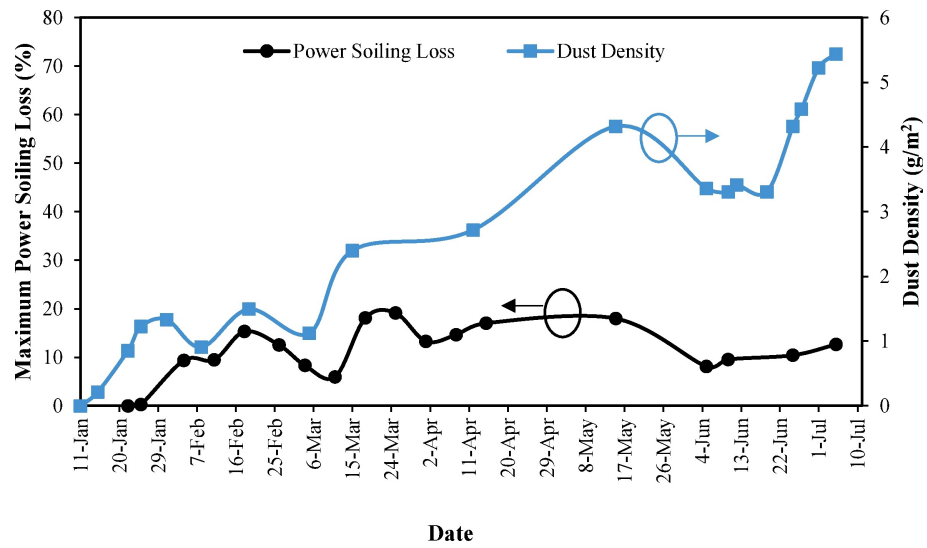


Figura 1.12: Pérdida de potencia por suciedad y densidad de polvo durante cinco meses en las condiciones climáticas de los EAU.

[18]

Capítulo 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Modelo de radiación en paneles fotovoltaicos

Para ejecutar el modelo teórico de radiación se utiliza el software Matlab R2020b. Se toma como base el código escrito anteriormente "Modelación de un sistema fotovoltaico con placas reflectoras de radiación solar"[5], adaptando las ecuaciones necesarias que buscan incluir el efecto de la suciedad.

2.1.1. Modelo de radiación sin reflector

Se describen a continuación de forma resumida los pasos para el desarrollo del modelo del sistema sin reflector.

2.1.1.1. Ángulos Solares

Las relaciones geométricas entre un plano con respecto a la tierra y el haz de radiación solar entrante, es decir, la posición del sol con respecto a ese plano, pueden describirse en términos de varios ángulos como se observa en la figura (2.1).

Latitud (ϕ): ubicación angular al Norte o al Sur del ecuador, Norte positivo; $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$.

Inclinación (β): ángulo entre el plano de la superficie en cuestión y la horizontal ; $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$.

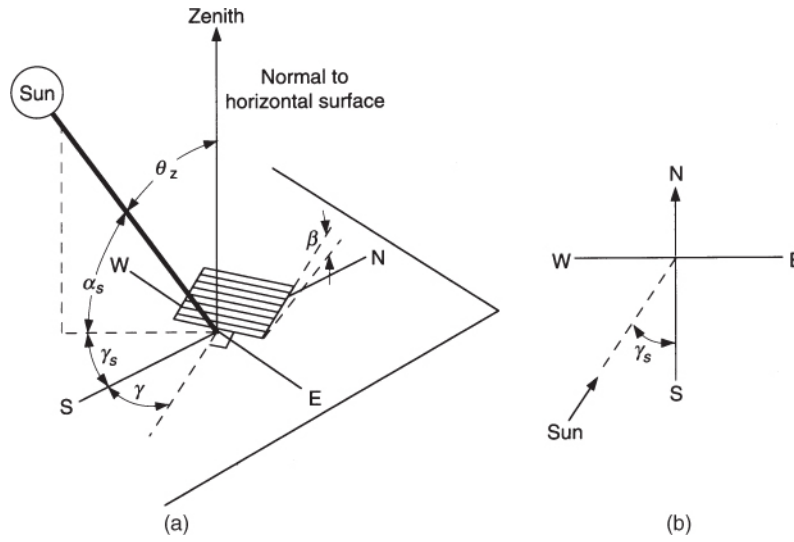


Figura 2.1: (a) Ángulo zenith, inclinación, ángulo acimutal de la superficie, y ángulo acimutal solar para una superficie inclinada (b) vista plana que muestra el ángulo acimutal solar. [20]

- **Declinación (δ):** posición angular del sol al mediodía solar (es decir, cuando el sol está en el meridiano local) con respecto al plano del ecuador, Norte positivo; $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$. Puede ser calculada a partir de la ecuación (2.1) aproximada de Cooper (1969).

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left(360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2.1)$$

Donde n corresponde al día del año que se quiere calcular, considerando n igual a 1 para el primero de enero.

- **Ángulo acimutal de superficie (γ):** la desviación de la proyección sobre un plano horizontal de la normal a la superficie, con respecto al meridiano local, con cero hacia el Sur, Este negativo y Oeste positivo; $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$
- **Ángulo de la hora (ω):** desplazamiento angular del sol al Este o al Oeste del meridiano local debido a la rotación de la tierra sobre su eje 15° por hora. Por la mañana negativo, por la tarde positivo. Véase ecuación (2.2)

$$\omega = 15^\circ (S_t - 12) \quad (2.2)$$

Donde S_t corresponde a la hora solar, que se puede calcular utilizando la corrección correspondiente a la longitud del lugar y la ecuación del tiempo [19].

- **Ángulo de incidencia (θ):** ángulo entre la radiación del rayo en una superficie y la

normal a esa superficie.

$$\cos(\theta) = \cos(\theta_z) \cos(\beta) + \sin(\theta_z) \sin(\beta) \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (2.3)$$

Donde θ_z y γ_s representan al ángulo cenital y acimutal solar, respectivamente.

Los siguientes ángulos describen la posición del sol en el cielo:

- **Ángulo cenital (θ_z):** ángulo entre la vertical y la línea del sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación del rayo sobre una superficie horizontal.

$$\cos(\theta_z) = \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\phi) \sin(\delta) \quad (2.4)$$

- **Ángulo de altitud solar: (α_s):** ángulo entre la horizontal y la línea del sol, es decir, el complemento del ángulo cenital.
- **Ángulo acimutal solar: (γ_s):** es el desplazamiento angular desde el sur de la proyección de la radiación del rayo sobre el plano horizontal.

$$\gamma_s = \text{signo}(\omega) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos(\theta_z) \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z) \cos(\phi)} \right) \right| \quad (2.5)$$

2.1.1.2. Cálculo radiación directa y difusa

Para obtener la fracción de radiación directa y difusa, primero se calcula la cantidad de radiación extraterrestre para un período horario, como se indica en la ecuación (2.6) [5]:

$$I_0 = \frac{12 \cdot 3600}{\pi} \cdot G_{sc} \cdot \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right) \cdot [\cos(\phi) \cos(\delta) (\sin(\omega_2) - \sin(\omega_1)) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin(\phi) \sin(\delta)] \quad (2.6)$$

Donde G_{sc} corresponde a la constante solar que es equivalente a 1361 [W/m^2] [7]. n es el día del año, ϕ es la latitud, δ indica la declinación, ω_1 y ω_2 corresponden a los ángulos de la hora entre el período que se requiere calcular la radiación, siendo ω_2 la hora mayor.

Luego se utiliza el índice de claridad horario (k_T), el cual demuestra la relación entre la radiación en el plano horizontal horaria (I) y la radiación extraterrestre en la superficie

horizontal (I_0) para un período.

$$k_T = \frac{I}{I_0} \quad (2.7)$$

Las correlaciones que asocian como se comporta I_d/I con respecto a k_T han sido estudiadas por varios científicos. Para este estudio se utiliza la correlación de Erbs [19], con este valor y el de la radiación total en la superficie horizontal entregada por la estación meteorológica del Campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María, se puede despejar la radiación difusa desde la ecuación (2.7). Una vez despejada I_d , se puede obtener la radiación directa como se indica a continuación,

$$I_b = I - I_d \quad (2.8)$$

2.1.1.3. Factores de forma

Para el modelo convencional se necesita calcular solo dos factores de forma: el factor de forma del panel con respecto al cielo (F_{p-s}) y el factor de forma del panel con respecto al suelo (F_{p-g}). Ambos dependen de la inclinación del panel (β), como se observa en la ecuación (2.9) y (2.10).

$$F_{p-s} = \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad (2.9)$$

$$F_{p-g} = \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (2.10)$$

2.1.1.4. Cálculo de la radiación total incidente en el panel fotovoltaico

El último paso que utiliza el modelo, es el cálculo de la radiación total incidente en el panel fotovoltaico. Para el modelo se considera un tipo de cielo anisotrópico, el cual considera que la radiación en la superficie inclinada incluye los siguientes componentes: radiación directa (I_b), radiación reflejada (I_{refl}) y la radiación difusa (I_d). Esta última consta de tres partes: primero una isotrópica ($I_{d,iso}$) que considera la radiación difusa proveniente del cielo como uniforme, segundo la circunsolar difusa ($I_{d,cs}$), y una tercera que considera el brillo del horizonte ($I_{d,hz}$). Estas radiaciones se muestran de manera esquemática en la figura (2.2).

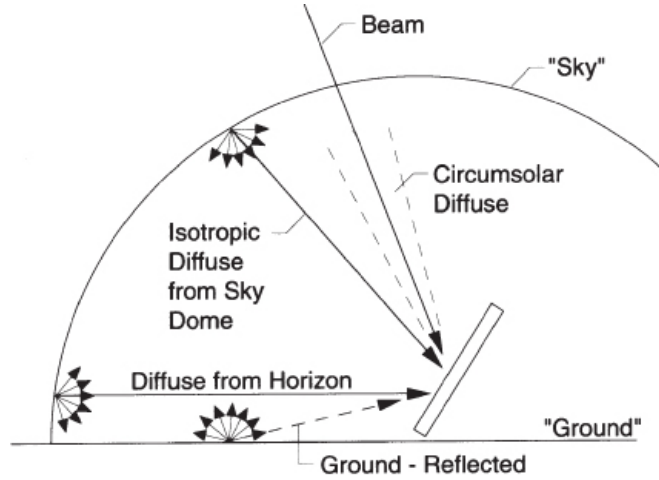


Figura 2.2: Esquema de radiación recibida por una superficie inclinada. [19]

Se puede describir la radiación total incidente en la superficie inclinada de la siguiente forma:

$$I_T = I_{T,b} + I_{T,d,iso} + I_{T,d,cs} + I_{T,d,hz} + I_{T,refl} \quad (2.11)$$

Donde el subíndice T representa a la totalidad de radiación, para cada factor.

Para calcular la radiación difusa total ($I_{d,T}$) se considera el modelo de Hay and Davies (1980) modificado más tarde por Reindl y Col (1990). El primero esta basado en el supuesto de que todo lo difuso se puede representar mediante la suma de la radiación total isotrópica ($I_{d,T,iso}$) y circunsolar ($I_{d,T,cs}$), como se muestra en la ecuación (2.12).

$$I_{d,T} = I_{T,d,iso} + I_{T,d,cs} \quad (2.12)$$

ésta queda expresada como:

$$I_{d,T} = I_d \cdot [(1 - A_i) \cdot F_{p-s} + A_i \cdot R_b] \quad (2.13)$$

Donde I_d representa la radiación difusa en una superficie horizontal, F_{p-s} es el factor de forma con respecto al cielo, R_b corresponde al factor geométrico calculado como el ratio entre el coseno del ángulo de incidencia (θ) y el coseno del ángulo cenital (θ_z) según la ecuación (2.14). Este factor representa cuanta radiación directa incide en el panel con un ángulo de inclinación con respecto a la horizontal.

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (2.14)$$

Por otra parte, el índice anisotrópico A_i determina que porción de la radiación difusa horizontal será dispersa. Se calcula según la ecuación (2.14). Este factor es mayor para días despejados y disminuye en días con nubosidad.

$$R_b = \frac{I_b}{I_0} \quad (2.15)$$

La corrección de Reindl y Col. (1990), consiste además en la adición de un factor de corrección a la ecuación (2.13), el cual explica el brillo del horizonte en días despejados y nubosos. Este término tiene la forma de $1 + f \sin^3(\beta/2)$, donde:

$$f = \sqrt{\frac{I_b}{I}} \quad (2.16)$$

La radiación difusa de una superficie horizontal agregando el factor de corrección ($I_{d,T,c}$) queda definida entonces como:

$$I_{d,T,c} = I_d \cdot \left\{ (1 - A_i) \cdot F_{p-s} \cdot \left[1 + f \cdot \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + A_i \cdot R_b \right\} \quad (2.17)$$

Finalmente se considera la pérdida por acumulación de polvo, en función de los días de exposición al ambiente que el panel se encuentre sin limpieza. El factor de ensuciamiento (f_s) se calcula experimentalmente en este trabajo.

Reemplazando estos factores en la ecuación (2.11), la radiación total incidente sobre el panel queda definida finalmente como se expresa en la ecuación (2.18):

$$I_T = [(I_b + I_d \cdot A_i) \cdot R_b + I_d \cdot (1 - A_i) \cdot F_{p-s} \cdot \left[1 + f \cdot \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + I \cdot \rho_g \cdot F_{p-g}] \cdot f_s \quad (2.18)$$

2.1.2. Modelo de radiación con reflector

2.1.2.1. Ángulos Solares

Adicionalmente a los ángulos mencionados en el punto 2.1.1.1 para este modelo, se deben calcular los ángulos relacionados al reflector, como el ángulo de incidencia y el acimutal de superficie.

2.1.2.2. Cálculo radiación directa y difusa

El reflector no influye en la radiación directa y difusa, ya que dependen netamente de la radiación extraterrestre, por lo tanto, se utilizan las mismas relaciones descritas para el sistema sin reflector.

2.1.2.3. Factores de forma

En el caso particular de adicionar superficies reflectoras al sistema, se hace necesario determinar factores de forma acordes a la nueva configuración:

- Panel con respecto al reflector (F_{p-r})
- Panel con respecto al cielo (F_{p-s})
- Panel con respecto al suelo (F_{p-g})
- Reflector con respecto al panel (F_{r-p}),
- Reflector con respecto al cielo (F_{r-s})
- Reflector con respecto al suelo (F_{r-g})

La obtención de estos factores no se encuentra en la literatura, por lo que el modelo utiliza el método estocástico de Monte Carlo, aplicado generalmente cuando el sistema físico involucra muchas variables que no pueden ser expresadas fácilmente con métodos analíticos o numéricos. Para calcular el factor de forma del panel con respecto al reflector, la metodología consiste en lanzar rayos desde una posición aleatoria del panel a una posición aleatoria en el espacio. Si este rayo golpea a la superficie del reflector, se cuenta como *hit* y el factor de forma finalmente se calcula como la cantidad de rayos que golpearon dividido en la cantidad de rayos generados, véase ecuación (2.19).

$$F_{p-r} = \frac{\text{Cantidad de rayos que golpean al reflector}}{\text{Cantidad total de rayos lanzados al espacio}} \quad (2.19)$$

Para calcular el factor de forma del panel con respecto al cielo (F_{p-s}), se utiliza el mismo método, pero agregando una condición adicional que limite el hit, si es que el rayo golpea en la superficie del reflector [5]. Conociendo estos ángulos, es posible obtener el factor de forma del panel con respecto al suelo (F_{p-g}) utilizando una de las propiedades de los factores de forma conocida como relación del recinto o de la sumatoria, donde la suma de todos los

factores de forma desde una superficie i a las superficies j que componen el recinto donde se está trabajando debe ser igual a 1, como se observa en la siguiente ecuación.

$$\sum_{j=1}^N F_{i,j} = 1 \quad (2.20)$$

$$F_{p,g} = 1 - F_{p-s} - F_{p-r}$$

Luego de obtener los factores correspondientes al panel, se calculan los factores respecto al reflector. Para el cálculo del factor de forma del reflector con respecto al panel, se utiliza la relación de reciprocidad de los factores de forma y las áreas de las superficies definidas para este caso como:

$$A_p \cdot F_{p-r} = A_r \cdot F_{r-p}$$

Donde A_p y A_r corresponden al área del panel y reflector, respectivamente. Para calcular el factor de forma del reflector con respecto al cielo, se utiliza nuevamente el método de Monte Carlo, pero situando el sistema de referencia y el eje coordenado en la superficie del reflector. Finalmente, para calcular el factor de forma del reflector con respecto al suelo se utiliza la propiedad de la ecuación (2.20), de la forma:

$$F_{r-g} = 1 - F_{r-p} - F_{r-s} \quad (2.21)$$

2.1.2.4. Cálculo de las sombras y áreas iluminadas generadas por el reflector en el panel

Para el cálculo de la radiación reflejada por el reflector que llega al panel y las sombras que éste genera sobre el módulo, el modelo utiliza de referencia el estudio realizado por Perers y Karlsson [20], el cual mediante un modelo 2-D analiza como se comporta un colector solar plano añadiendo un reflector de dimensiones infinitas. El cálculo de radiación directa reflejada en el reflector (I_{br}), se divide en cuatro casos que dependen de la altitud solar aparente (α_p) que representa la proyección de la altitud solar sobre un plano vertical perpendicular al colector y al reflector. Calculado como se indica a continuación:

$$\alpha_p = \frac{\tan(\alpha_s)}{\cos(\gamma_s - \gamma_p)} \quad (2.22)$$

Donde α_s es la altitud solar, γ_s representa el acimut solar y γ_p el acimut de superficie (en este caso el panel).

Es necesario además proyectar la radiación directa del sol en el mismo plano vertical, la que estará definida como (I_{bp}) y viene dada según:

$$I_{bp} = I_{bn} \cdot \frac{\sin(\alpha_s)}{\sin(\alpha_p)} \quad (2.23)$$

Donde I_{bn} es la radiación directa del sol, la componente perpendicular de ésta es despreciable, ya que es paralela tanto al panel como al reflector, por lo que no genera energía.

Se describe a continuación, de forma resumida los cuatro casos, para el cálculo de la radiación directa reflejada en el reflector y que llega al panel. Las condiciones para cada caso son definidas según los ángulos que se observan en la figura (2.3).

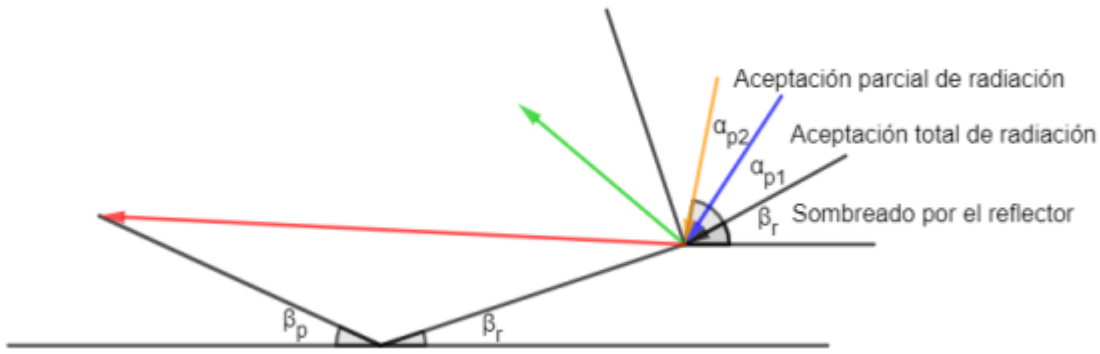


Figura 2.3: Ángulos para definir la contribución de la radiación directa desde el reflector plano hacia el panel.

[20]

- Caso 1: ($\alpha_p < \beta_r$) la altitud solar aparente es menor que el ángulo de inclinación del reflector (β_r), por lo tanto, el reflector sombrea al panel. Algebraicamente, el valor de I_{br} se calcula como:

$$I_{br} = -I_{b,p} \cdot \frac{W_r}{W_p} \cdot \frac{\sin(\beta_r - \alpha_p)}{\sin(\beta_p + \alpha_p)} \quad (2.24)$$

Donde W_r y W_p es el largo del reflector y el panel, respectivamente.

- Caso 2: ($\beta_r < \alpha_p < \alpha_{p1}$) la altitud solar aparente es mayor que la inclinación del reflector, pero menor a α_{p1} , ángulo que se observa en la figura (2.3). Este caso produce que toda la radiación del reflector llegue a la superficie del panel y se calcula como:

$$I_{br} = I_{b,p} \cdot \left(\frac{W_r}{W_p}\right) \cdot \rho_r \cdot \sin(\alpha_p - \beta_r) \quad (2.25)$$

La única variable no definida anteriormente es ρ_r y representa la reflectividad del reflector.

- Caso 3: ($\alpha_{p1} < \alpha_p < \alpha_{p2}$) la altitud solar aparente es lo suficientemente alta, provocando que una parte de la radiación se pierda y no llegue al panel fotovoltaico. Esto se traduce como una aceptación parcial del panel a la radiación reflejada en el reflector, se puede calcular como:

$$I_{br} = I_{b,p} \cdot \left(\frac{W_r}{W_p} \right) \cdot \rho_r \cdot \sin(2\beta_r + \beta_p - \alpha_p) \quad (2.26)$$

- Caso 4: ($\alpha_p > \alpha_{p2}$) la altitud solar aparente es mayor que el ángulo definido por α_{p2} , traduciéndose en la pérdida total de la radiación reflejada en el reflector hacia el panel. Por lo tanto, se expresa como:

$$I_{br} = 0 \quad (2.27)$$

Finalmente, se define el total de radiación (α_{p1}) y el ángulo de aceptación parcial (α_{p2}) como se indica en la ecuación (2.28) y (2.29), correspondientemente.

$$\alpha_{p1} = 2 \cdot \beta_r + \arctan \left(\frac{\sin(\beta_p) - \frac{W_r}{W_p} \cdot \sin(\beta_r)}{\frac{W_r}{W_p} \cos(\beta_r) + \cos(\beta_p)} \right) \quad (2.28)$$

$$\alpha_{p2} = 2\beta_r + \beta_p \quad (2.29)$$

2.1.2.5. Radiación total incidente en el panel fotovoltaico

Para calcular la radiación total incidente en el panel con reflector se realiza el balance de energía total, considerando la pérdida por ensuciamiento en función de los días de exposición al ambiente o que se encuentre sin limpieza, el cual queda definido como:

$$I_T = [I_{b,s} + I_{br,t} + I_{d,s} + I_{d,rs} + I_{d,g} + I_{d,rg}] \cdot f_s \quad (2.30)$$

Donde $I_{b,s}$ corresponde a la radiación directa incidente en el panel, $I_{br,t}$ es la radiación reflejada por el reflector, $I_{d,s}$ corresponde a la radiación difusa proveniente del cielo, $I_{d,rs}$ es la radiación difusa que refleja el reflector, $I_{d,g}$ es la radiación proveniente del suelo y que llega al panel, $I_{d,rg}$ es la radiación del suelo hacia el reflector y luego al panel, y finalmente f_s es el factor de pérdida por ensuciamiento.

Se calcula respectivamente cada término, como se indica a continuación:

$$I_{b,s} = (I_b + I_d A_i) R_{b,p} \quad (2.31)$$

$$I_{br,t} = I_{br} \cdot K \quad (2.32)$$

$$I_{d,s} = (1 - A_i) \cdot I_d \cdot F_{p,s} \quad (2.33)$$

$$I_{d,rs} = (1 - A_i) \cdot I_d \cdot F_{r,s} \cdot \rho_r \cdot F_{p,r} \quad (2.34)$$

$$I_{d,g} = (I_b + I_d) \cdot \rho_g \cdot F_{p,g} \quad (2.35)$$

$$I_{d,rg} = (I_b + I_d) \cdot \rho_g \cdot F_{r,g} \cdot \rho_r \cdot F_{p,r} \quad (2.36)$$

Capítulo 3

METODOLOGÍA

3.1. General

Para analizar el comportamiento del ensuciamiento en ambos sistemas, se utilizaran los datos recolectados antes y después de las limpiezas realizadas manualmente. La comparación de los registros se realiza para días con condiciones ambientales similares, con el objetivo de evitar la influencia de otros factores en los resultados. Las principales condiciones utilizadas para definir días análogos son las siguientes:

- Radiación global
- Radiación directa
- Radiación difusa

Estos factores permiten diferenciar un día despejado o nublado, adicionalmente se analiza también la temperatura ambiente, velocidad del viento y humedad de ambos días.

Posteriormente, se contraponen los datos experimentales con los obtenidos desde el modelo, el cual en un principio no considera la influencia del polvo en su desarrollo, por lo tanto, los resultados justo después de las limpiezas son de gran importancia al momento de validarlo.

3.1.1. Fecha y tiempo entre limpiezas

Se realizan siete limpiezas manuales en las fechas indicadas en la tabla (3.1), por problemas de sobrecarga del datalogger debido a la dificultad de descargar datos en un período estricto de pandemia y la desconexión del MC4 el cual mide la corriente del sistema con reflector, los análisis se realizan para los datos registrados entre las limpiezas N°1, N°2, N°3, N°6 y N°7.

Tabla 3.1: Fecha y tiempo entre limpiezas manuales realizadas.

Número de limpieza	Fecha	Tiempo entre limpiezas [Días]
Nº1	20.Nov.2020	52
Nº2	05.Ene.2021	46
Nº3	27.Ene.2021	22
Nº4	24.Mar.2021	56
Nº5	23.Jul.2021	121
Nº6	09.Sept.2021	48
Nº7	05.Oct.2021	26

3.1.2. Días de análisis

Los días con condiciones similares que se analizaran previo y posterior a cada limpieza, se muestran en la tabla (3.2), como se mencionó anteriormente estos son seleccionados considerando la similitud en la radiación directa, difusa y global.

Tabla 3.2: Días de análisis seleccionados antes y después de cada limpieza según la similitud entre la radiación directa, difusa y global.

Nº Limpieza	Fecha	Rad. directa [W/m ²]	Rad. Difusa [W/m ²]	Rad. Global [W/m ²]	Temp. [°C]
1	16.11.2020	790.55	69.35	621.82	16.80
	24.11.2020	799.19	68.25	630.44	18.00
2	03.01.2021	777.89	73.77	637.30	23.00
	06.01.2021	782.99	80.71	687.40	22.70
3	26.01.2021	593.98	129.32	548.38	20.90
	01.02.2021	543.62	187.56	499.63	17.00
6	08.09.2021	591.67	41.26	392.53	8.60
	10.09.2021	613.94	42.40	400.50	9.10
7	02.10.2021	574.05	79.46	433.66	12.90
	09.10.2021	583.82	72.40	460.98	12.80

3.2. Diseño experimental

Las instalaciones experimentales de las configuraciones mencionadas anteriormente, se encuentran en el Campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María, Santiago. En la figura (3.1), se indica con el N°1 el sistema con reflector, y a la derecha con el N°2 el panel de referencia sin reflector.



Figura 3.1: Configuración experimental sistema con y sin reflector [21]

Para la configuración con reflector las mediciones son realizadas en el panel central, ya que es el caso más representativo. Las inclinaciones de los paneles y el reflector son las siguientes: Panel PV sin reflector 44.2° ; PV con reflector 44.6° ; reflector 19° . Sin embargo, poseen soportes bases telescópicas que permiten variar ambas inclinaciones de 0 a 45° . El acimut es de 10° Noroeste. Los detalles técnicos del modulo PV y el reflector se encuentran en el Anexo 1: Ficha técnica panel fotovoltaico y Anexo 2: Ficha técnica reflector Cool Mirror 3M, respectivamente.

3.3. Variables de medición

3.3.1. Temperatura

La temperatura de ambos paneles PV es medida a través de termistores modelo "110PV-L de Campbell Scientific" conectados directamente en la cara posterior de cada módulo.

Por otra parte, la temperatura ambiente es registrada cada minuto mediante un sensor modelo 083E-L instalado en la estación meteorológica de la Universidad, los datos erróneos y faltantes de esta medición son reemplazados por la temperatura media de Santiago, extraída desde los servicios climáticos de dirección meteorología de Chile [25].

3.3.2. Radiación incidente

La radiación del módulo sin reflector es registrada mediante un piranómetro CMP10 de Kipp Zonen de la estación meteorológica, con un ángulo de inclinación de 44.2° similar al piranómetro LI-COR200R, utilizado en el sistema con reflector. Luego, para realizar una comparación más objetiva se instalan dos nuevos piranómetros EKO-ML01, uno en el panel de control sin reflector indicado con el número 2 en la figura (3.1) de la configuración experimental en el techo de mecánica y otro en el módulo de la estación meteorológica de la Universidad. Ambos instrumentos son calibrados, obteniendo las sensibilidades corregidas que se muestran en la tabla (3.3), utilizadas en el programa de mediciones del datalogger, el cual registra la radiación cada un minuto.

Tabla 3.3: Sensibilidad certificada y corregida de calibración utilizada en el programa de mediciones del datalogger.

	EKO-ML01(1)	EKO-ML01(2)
Sensibilidad cert. [$\mu V/wm^2$]	51.10	51.30
Sensibilidad corr. [$\mu V/wm^2$]	49.58	49.71

3.3.3. Potencia eléctrica generada en el panel

La potencia eléctrica (P) generada por el panel para el sistema con y sin reflector, es calculada luego de descargar los datos del datalogger multiplicando el voltaje medido (V_{cc}) por la corriente continua (I_{cc}) como se indica a continuación.

$$P = I_{cc} \cdot V_{cc} \quad (3.1)$$

Las mediciones de corriente continua se realizan conectando en serie, a ambos paneles un shunt y el micro inversor. Los valores se obtienen directamente en Amperes, luego de aplicar los factores multiplicativos de calibración mostrados en la tabla (3.4). Para medir el voltaje se conecta en paralelo a cada panel, un divisor de tensión. Los factores de reducción eléctrica obtenidos en la calibración de estos dispositivos y utilizados para el programa de medición del datalogger se adjuntan en la tabla (3.5).

Tabla 3.4: Factor de multiplicación de calibración de ambos shunt utilizados en programa de mediciones del datalogger.

Sensor	Factor de multiplicación [mA]
Shunt N°1	0.99285
Shunt N°2	0.99421

Tabla 3.5: Factor de reducción del voltaje utilizado en el programa de medición del datalogger.

Sensor	Factor de multiplicación [-]
Divisor de tensión N°1	11.052
Divisor de tensión N°2	11.059

3.3.4. Índice de rendimiento o "*Performance ratio*" (PR)

Las condiciones estándar de ensayo (STC) de un panel solar describen su rendimiento en perfectas condiciones a nivel de laboratorio, sin embargo, en condiciones reales se exponen a altas irradiaciones y otros factores que influyen en su rendimiento. Para analizar el módulo bajo estas condiciones, se utiliza el índice de rendimiento como factor de calidad. En la práctica el PR es la eficiencia de un panel solar después de las pérdidas, este depende principalmente de la temperatura del módulo, la disipación de potencia y el sistema de medición [22]. La degradación normal de los paneles y otros parámetros operativos como la eficiencia de las conexiones eléctricas también influyen en el valor de PR.

Para calcular este indicador la norma IEC 61724 [23] lo define como la relación entre el rendimiento final del sistema fotovoltaico (Y_f) y el rendimiento de referencia (Y_r). Véase la ecuación (3.2).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.2)$$

El rendimiento final del sistema (Y_f) depende de la irradiación solar y se define como la relación entre la generación eléctrica de CA medida en [kW] (EN_{AC}) del sistema con respecto a su potencia nominal (P_{STC}). Véase la ecuación (3.3).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{AC}}{P_{STC} \cdot \frac{G_{POA}}{G_{ref}}} \quad (3.3)$$

Donde G_{POA} es la irradiancia total en el plano y G_{STC} la irradiancia de referencia del FV (igual a 1000 [W/m²] en condiciones estándar).

Para este trabajo se utiliza el índice de rendimiento corregido por temperatura. La estrategia de corrección se basa en el hecho de que los módulos funcionan normalmente a 45 °C y una corrección de la temperatura a 25 °C generalmente superaría el rendimiento real, lo que daría lugar a un PR más alto e incorrecto.

La corrección propuesta se limita a las variaciones que afectan a la temperatura del módulo (temperatura ambiente, viento e irradiación). La metodología no cubre ni incorpora los efectos relativos a la suciedad, la cobertura de nieve o las variaciones de irradiación que afectan a la eficiencia del módulo fotovoltaico. El Performance Ratio corregido (PR_{corr}) se calcula según [22]:

$$PR_{corr} = \frac{\sum_i EN_{AC,i}}{\sum_i \left[P_{STC} \left(\frac{G_{POA,i}}{G_{STC}} \right) \left(1 - \frac{\delta}{100} (T_{cell,ref} - T_{cell,i}) \right) \right]} \quad (3.4)$$

Las sumas son a lo largo de un período de tiempo definido (días, semanas, meses, años); T_{cell} es la temperatura de la célula calculada a partir de los datos meteorológicos medidos (°C); $T_{cell,ref}$ es la temperatura de referencia del módulo (°C) y δ es el coeficiente de temperatura para la potencia.

3.3.5. Factor de ensuciamiento o Soiling Ratio (SR')

La pérdida de potencia por suciedad se mide generalmente a través de la disminución relativa de ésta, comparando los valores para el módulo antes y después de la limpieza considerando condiciones ambientales similares como se mencionó anteriormente. Se calcula según la ecuación (3.5), como se indica a continuación.

$$SR = \frac{Pot_{PV,limpio} - Pot_{PV,sucio}}{Pot_{PV,limpio}} \quad (3.5)$$

Para este trabajo el SR se calcula de manera similar a través de la caída en el índice de mejoramiento o performance, según se indica en la siguiente ecuación:

$$SR = \frac{PR_{PV.sucio}}{PR_{PV.limpio}} \quad (3.6)$$

Siendo la pérdida por suciedad (SL) igual a:

$$SL = 1 - SR \quad (3.7)$$

Adicionalmente se analiza la disminución del rendimiento debido a la acumulación de polvo, en función de los días de exposición antes de las limpiezas realizadas.

3.3.6. Ángulo óptimo

Para analizar el rendimiento según los ángulos óptimos calculados para cada mes, se utilizan los resultados obtenidos en [5], donde empleando MATLAB, se optimiza la función que calcula la cantidad de radiación que llega al panel fotovoltaico, encontrando de esta forma los ángulos donde se maximice esta radiación. Los resultados para cada mes se muestran en la tabla (3.6).

Tabla 3.6: Ángulos óptimos del sistema sin y con reflector.

	Sistema panel SR	Sistema panel CR			Sistema panel SR	Sistema panel CR	
Mes	β_p	β_p	β_r	Mes	β_p	β_p	β_r
Enero	14°	20°	45°	Julio	58°	70°	0°
Febrero	24°	35°	35°	Agosto	52°	70°	5°
Marzo	36°	45°	25°	Septiembre	40°	50°	20°
Abril	48°	50°	15°	Octubre	28°	30°	35°
Mayo	56°	60°	5°	Noviembre	18°	30°	40°
Junio	60°	65°	0°	Diciembre	12°	25°	45°

Se observa que en los meses de mayo, junio, julio y agosto, el ángulo de inclinación del reflector es bajo, pero con una mayor fracción de radiación solar que la reflectada por la tierra. La inclinación óptima si se desea fijar para todo el año se calcula con el promedio de los ángulos mensuales, obteniendo para el panel convencional un ángulo de 37.1°, mientras que para el sistema de panel con reflector el ángulo óptimo del panel sería aproximadamente 45.8°, y para el reflector 22.5°. Es importante mencionar que los ángulos óptimos el mes de septiembre son los más cercanos a los utilizados en este experimento (mencionados en el punto 3.2).

Capítulo 4

RESULTADOS

Se muestran a continuación los resultados para las variables medidas mencionadas anteriormente.

4.1. Temperatura

La figura (4.1) muestra la temperatura promedio diaria del módulo con y sin reflector, y la temperatura ambiente promedio para un intervalo de horas de 08:00 h a 17:00 h. Se observa además la cantidad de precipitaciones diarias (PP) registradas en Santiago por la Dirección Meteorológica de Chile [25].

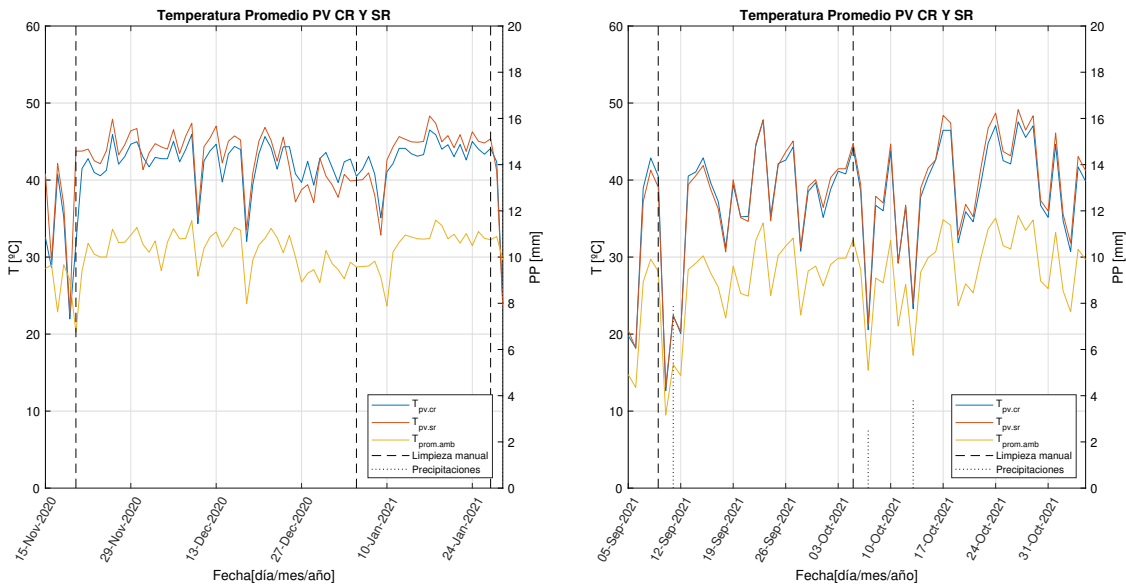


Figura 4.1: Temperatura promedio PV con reflector y sin reflector, temperatura promedio ambiente y precipitaciones.

Tabla 4.1: Temperatura promedio CR y SR para invierno y verano.

Estación	$T_{prom}CR$ [°C]	$T_{prom}SR$ [°C]
Invierno	34.42	33.68
Verano	42.01	41.90

Además del aumento de la temperatura de los módulos fotovoltaicos debido a la temperatura ambiente, se espera que la radiación solar reflejada que incide sobre el módulo fotovoltaico con reflector, incremente la temperatura en comparación con un sistema fotovoltaico convencional. Este incremento de temperatura depende de otros factores como el material del reflector, la velocidad del viento, la humedad, acumulación de polvo etc. Sin embargo, en este estudio el aumento de temperatura promedio debido al reflector es de 0.74 [°C] y 0.11 [°C] para la estación de invierno y verano, respectivamente. Se observa además, que para el resto del período registrado, la temperatura del módulo SR supera a la configuración CR. Por lo tanto, utilizar el reflector no impacta mayormente en la temperatura de los módulos fotovoltaicos. Las precipitaciones se consideran como limpieza sobre los 10 [mm], condición que se cumple solo el día 29 de enero de 2021 con 24.9 [mm] de lluvia registrados.

4.2. Radiación en el plano inclinado

Los resultados muestran la radiación promedio diaria entre las 8:00 h y 17:00 h para la configuración con reflector y sin reflector. Se observa desde la figura (4.2) que la radiación recibida es mayor para el sistema con reflector en la estación de invierno, con un promedio de 554.70 [W/m^2], valor 12.98 % superior a la radiación promedio medida, en el mismo período para el sistema convencional. Al contrario en verano la radiación incidente en el panel SR es en promedio un 4.14 % mayor que el sistema CR.

Tabla 4.2: Radiación diaria promedio CR y SR para invierno y verano.

Estación	$Rad_{prom}CR$ [W/m^2]	$Rad_{prom}SR$ [W/m^2]
Invierno	554.70	482.67
Verano	609.87	634.74

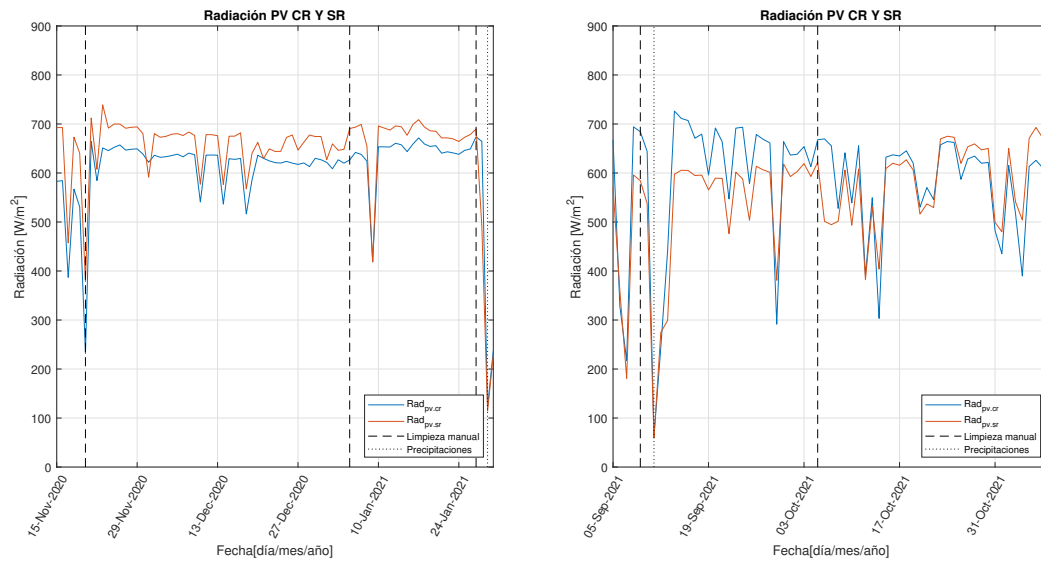


Figura 4.2: Radiación en el plano inclinado configuración con y sin reflector

4.3. Potencia generada por el panel

Al igual que los análisis anteriores, la potencia promedio diaria de la figura (4.3) se calcula para el intervalo de 8:00 h a 17:00 h para ambos sistemas.

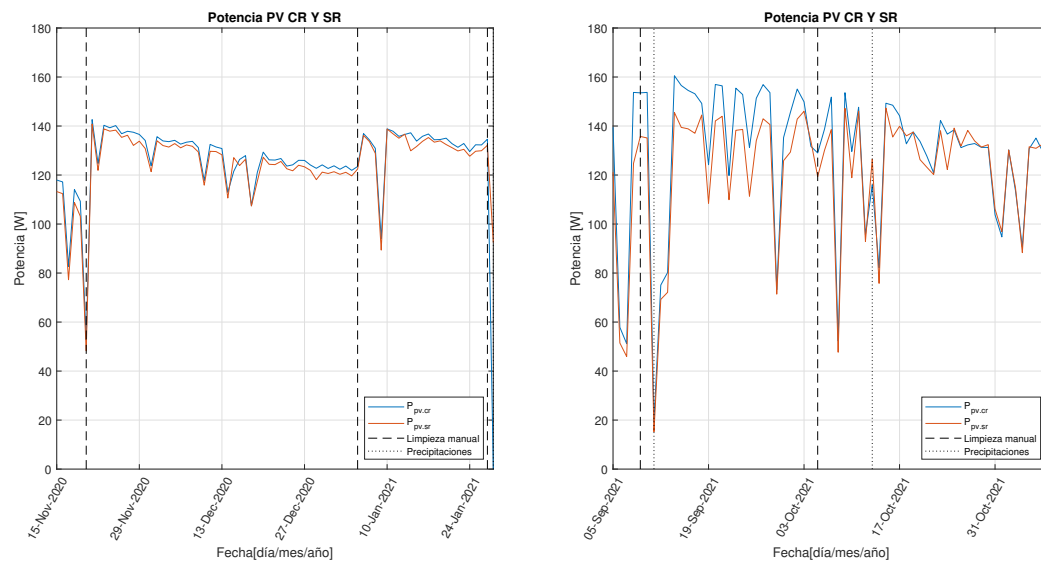


Figura 4.3: Potencia promedio diaria con y sin reflector.

Tabla 4.3: Potencia diaria máxima CR y SR para invierno y verano.

Estación	$P_{prom}CR$ [W]	$P_{prom}SR$ [W]
Invierno	123.28	110.04
Verano	129.11	127.08

La potencia promedio diaria generada para el sistema CR y SR se muestra en la tabla (4.3). Realizando la comparación de estos valores para ambas configuraciones se obtiene un aumento utilizando el reflector de un 10.74 % y un 1.57 % para los días de invierno y verano, respectivamente. Se observa además desde la figura (4.3) que durante la mayor parte del período registrado, la potencia obtenida desde el sistema CR es mayor que la configuración SR. Esto traducido en porcentaje, muestra una mejora promedio de la potencia de un 4 %. Por otra parte, se percibe una disminución de esta variable en función de los días de exposición al polvo (entre limpiezas). Este fenómeno se analiza a continuación de manera más detallada mediante el índice de mejoramiento corregido, ya que existen variables meteorológicas como el viento o la temperatura ambiente que influyen en el rendimiento fotovoltaico y que deben eliminarse antes de evaluar las consecuencias de la suciedad.

4.4. Índice de mejoramiento o Performance ratio

4.4.1. Performance ratio diario en el período estudiado

Tabla 4.4: Índice de mejoramiento o performance ratio promedio en invierno y verano.

Estación	$PR_{prom}CR$ [%]	$PR_{prom}SR$ [%]
Invierno	75.33	72.09
Verano	81.02	76.28

Realizando un análisis similar a los anteriores se tiene que el performance ratio promedio calculado mediante la ecuación (3.5), para las horas efectivas del día, consideradas desde 8:00 h a 17:00 h es mayor para el sistema con reflector en un 3.24 % en invierno y 4.74 % para la estación de verano (véase tabla 4.4). Se observa también una disminución del rendimiento que se traduce en un descenso diario entre los períodos de limpieza, el cual se revisa a continuación en función del tiempo transcurrido entre estas.

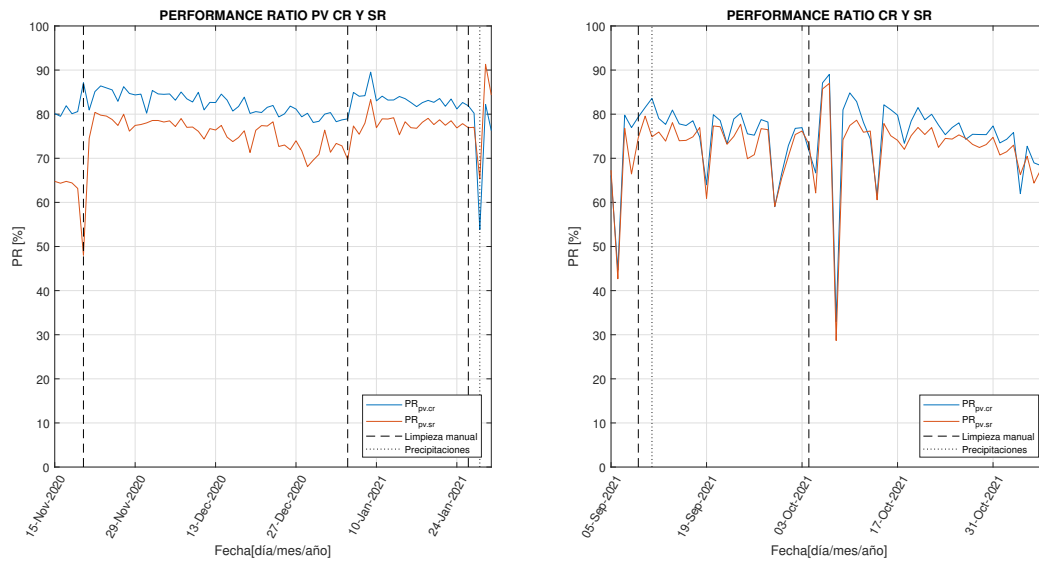


Figura 4.4: Índice de mejoramiento o performance ratio configuración con (línea azul) y sin reflector (línea roja).

4.4.2. Performance Ratio en función de los días de exposición al ambiente

Con el objetivo de encontrar la tasa de decaimiento del índice de rendimiento, en función de los días de exposición al ambiente, se analiza la distribución de datos para el tiempo entre limpiezas. Es decir, entre la limpieza N°1 Y N°2, N°2 y N°3 y finalmente, entre la limpieza N°6 Y N°7. Para el análisis estadístico se utiliza el software SPC, desde donde se obtiene una distribución del tipo lineal. El ajuste de curva se realiza en MATLAB y se muestra a continuación para cada período y configuración.

4.4.3. Análisis entre limpieza N°1 y N°2

Se observa desde la figura (4.5) que el rendimiento del sistema sin reflector cae linealmente en un 0.18 % por día de exposición al ambiente, desde noviembre a enero. Realizando el mismo análisis para el panel con reflector (véase figura 4.6) se obtiene una pendiente negativa de 0.15 %. El coeficiente de determinación (R^2) es de 0.65 y 0.72, respectivamente.

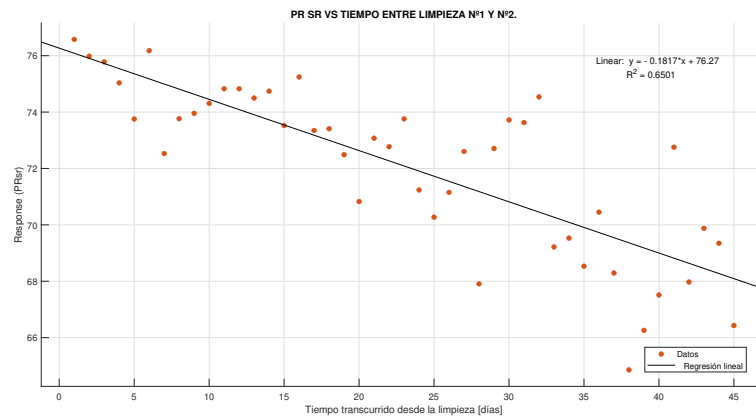


Figura 4.5: Distribución del índice de mejoramiento del sistema sin reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°1 y N°2

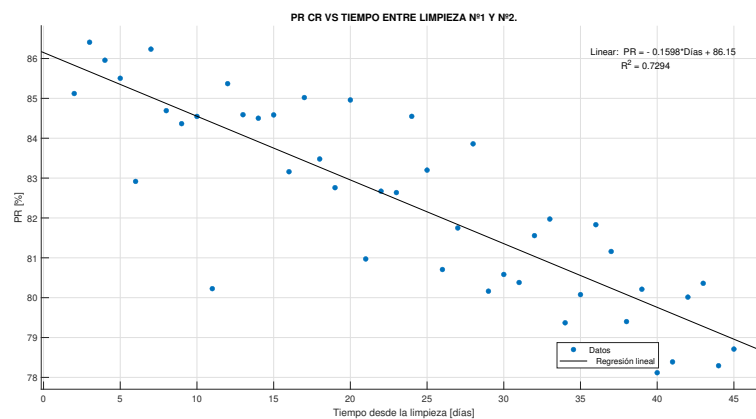


Figura 4.6: Distribución del índice de mejoramiento del sistema con reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°1 y N°2.

4.4.4. Análisis entre limpieza N°2 y N°3

El análisis entre la limpieza N°2 y N°3 corresponde a la estación de verano, y se observan tasas de decaimiento muy similares al período anterior para ambos sistemas. La configuración del panel convencional cae linealmente un 0.18 %, mientras que el sistema con reflector lo hace a una tasa de 0.14 % por día de exposición al ambiente.

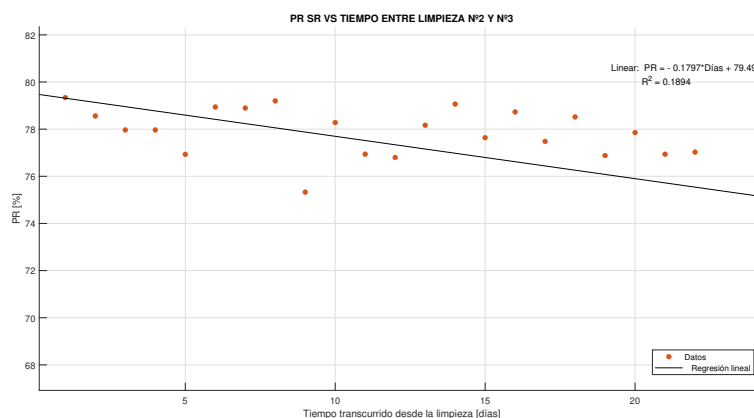


Figura 4.7: Distribución del índice de mejoramiento del sistema sin reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°2 y N°3.

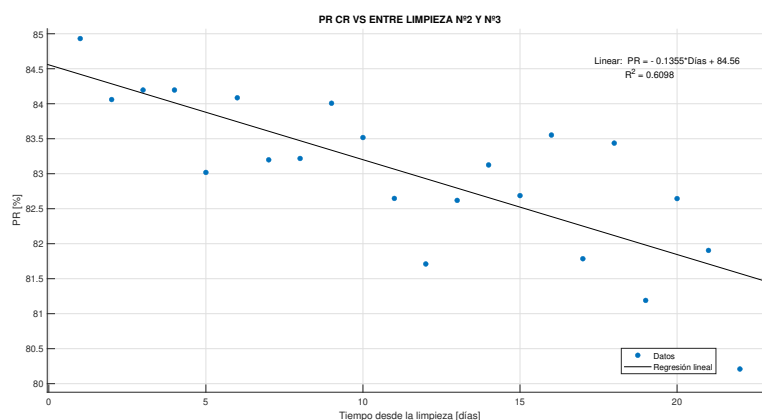


Figura 4.8: Distribución del índice de mejoramiento del sistema con reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°2 y N°3.

4.4.5. Análisis entre limpieza N°6 y N°7

Los datos para la última regresión se consideran después la lluvia del día 11 de septiembre (dos días después de la limpieza manual). Los resultados se observan en la figura (4.9) y (4.10), desde donde se obtiene una pérdida lineal de rendimiento de 0.20 % y 0.17 % para el panel sin y con reflector, respectivamente. Para este caso se tiene menor valor de ajuste (R^2), ya que en invierno las condiciones climáticas suelen ser más extremas.

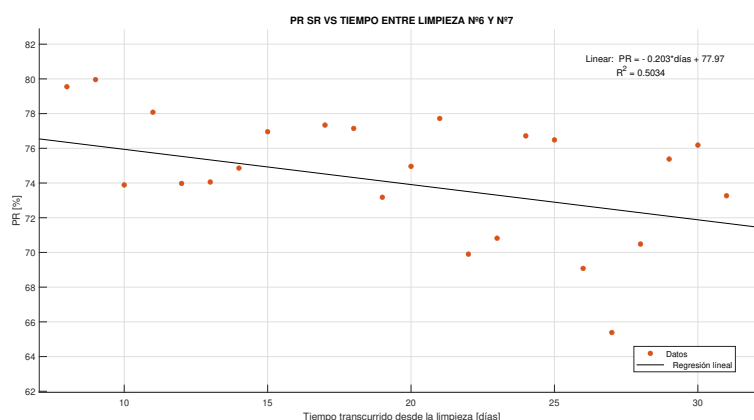


Figura 4.9: Distribución del índice de mejoramiento del sistema sin reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°6 y N°7.

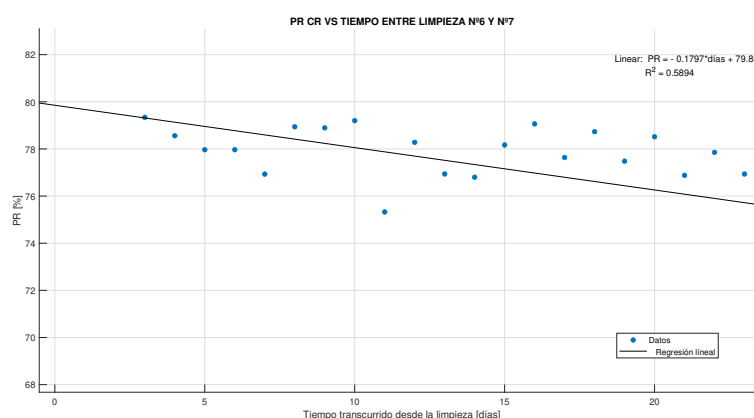


Figura 4.10: Distribución del índice de mejoramiento del sistema con reflector, en función de los días de exposición de los módulos al polvo entre la limpieza N°6 y N°7.

Finalmente para el período entre octubre - noviembre se observa desde la figura (4.4) una mayor caída del performance ratio, la disminución lineal del rendimiento es de un 0.30 % y 0.36 % por día de exposición para el sistema sin y con reflector, respectivamente. Este aumento puede deberse a una mayor acumulación de polvo, debido a otras condiciones climáticas o a los trabajos de construcción que se están realizando cercanos al experimento. Para cuantificar la cantidad de suciedad se muestra a continuación una de las métricas más comunes, definida como la relación entre el rendimiento real de un conjunto fotovoltaico en determinadas condiciones de suciedad y la salida esperada si el conjunto fotovoltaico estuviera limpio y libre de suciedad.

4.5. Índice de ensuciamiento o Soiling Ratio (Sr)

Se evalúa el Sr considerando que es igual a la relación entre el índice de mejoramiento de los módulos de control sucios y limpios, como se indica en la ecuación (3.6). La condición de limpio/sucio del PV es definida para los días con condiciones similares antes y después de las limpiezas establecidos en la tabla (3.2).

4.5.1. Limpieza N°1 - 20 de Noviembre 2020

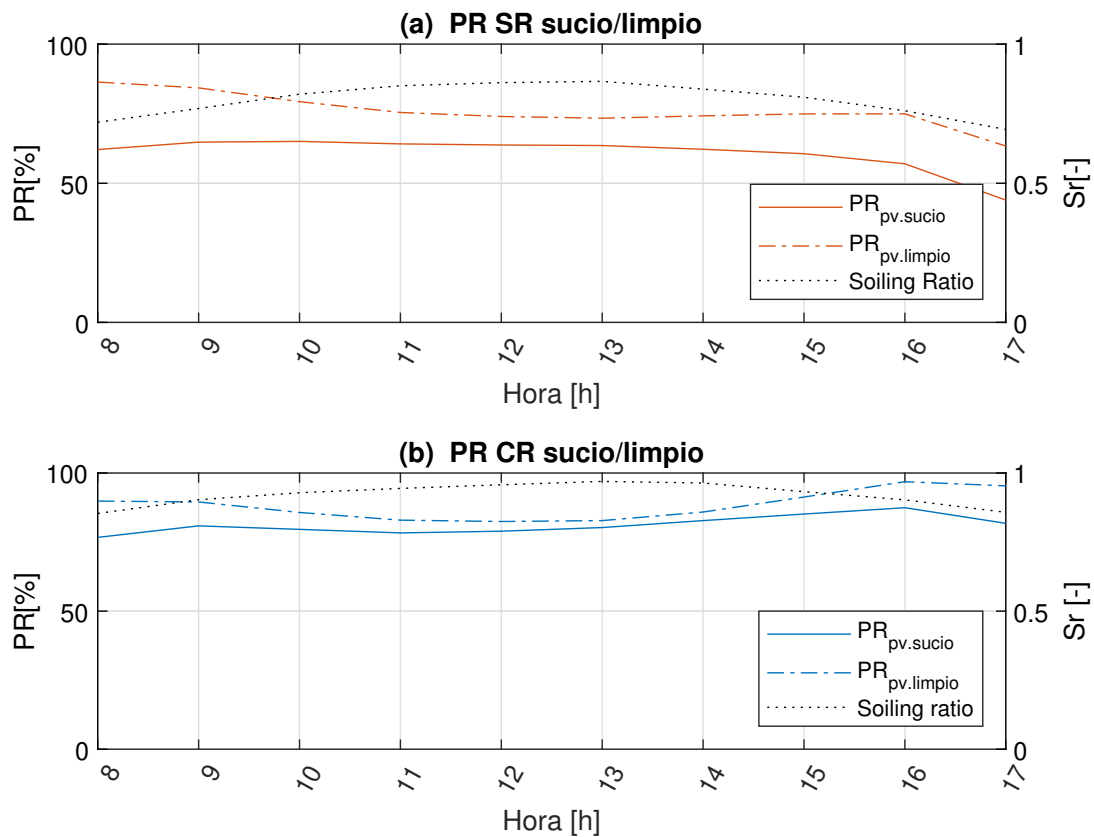


Figura 4.11: Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling Ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).

Tabla 4.5: Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°1

Fecha	Condición	$PR_{CR}[\%]$	$PR_{SR}[\%]$
16.Nov.2020	Sucio	81.17	60.71
24.Nov.2020	Limpio	88.25	76.01

Se analiza la mejora en el rendimiento comparando dos días despejados, previo y después de la limpieza. Se observa que para el sistema con reflector existe una mejora en el rendimiento promedio diario de un 7.08 %, mientras que para el sistema sin reflector se tiene una mejora de 15.30 %. Por otra parte, la curva punteada marca el progreso del soiling ratio durante el día. Se observa en la figura (4.11) que a primera hora de la mañana y a última de la tarde, los valores de Sr son inferiores a los del mediodía, lo que significa que la respuesta de los módulos fotovoltaicos sucios cambia con el ángulo cenital. Calculando la pérdida por ensuciamiento (SL) diaria promedio con la ecuación (3.7) como se indica en el punto 3.3.5, se obtiene un valor de 20.12 % para el sistema sin reflector, mientras que para la configuración con reflector la pérdida por ensuciamiento tiene un valor de 8.02 %.

4.5.2. Limpieza N°2 - 05 de Enero 2021

Tabla 4.6: Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°2.

Fecha	Condición	$PR_{CR}[\%]$	$PR_{SR}[\%]$
04.Ene.2021	Sucio	80.03	63.65
10.Ene.2021	Limpio	87.92	78.63

Para la limpieza efectuada el día 05 de enero, se comparan también dos días despejados con condiciones ambientales similares. Se tiene una mejora de un 7.89 % para el sistema con reflector y 14.98 % para el sistema sin reflector. Por otra parte, la pérdida por ensuciamiento promedio diaria para el sistema convencional es 19.05 %. Para la configuración con reflector el SL es de 8.97 %.

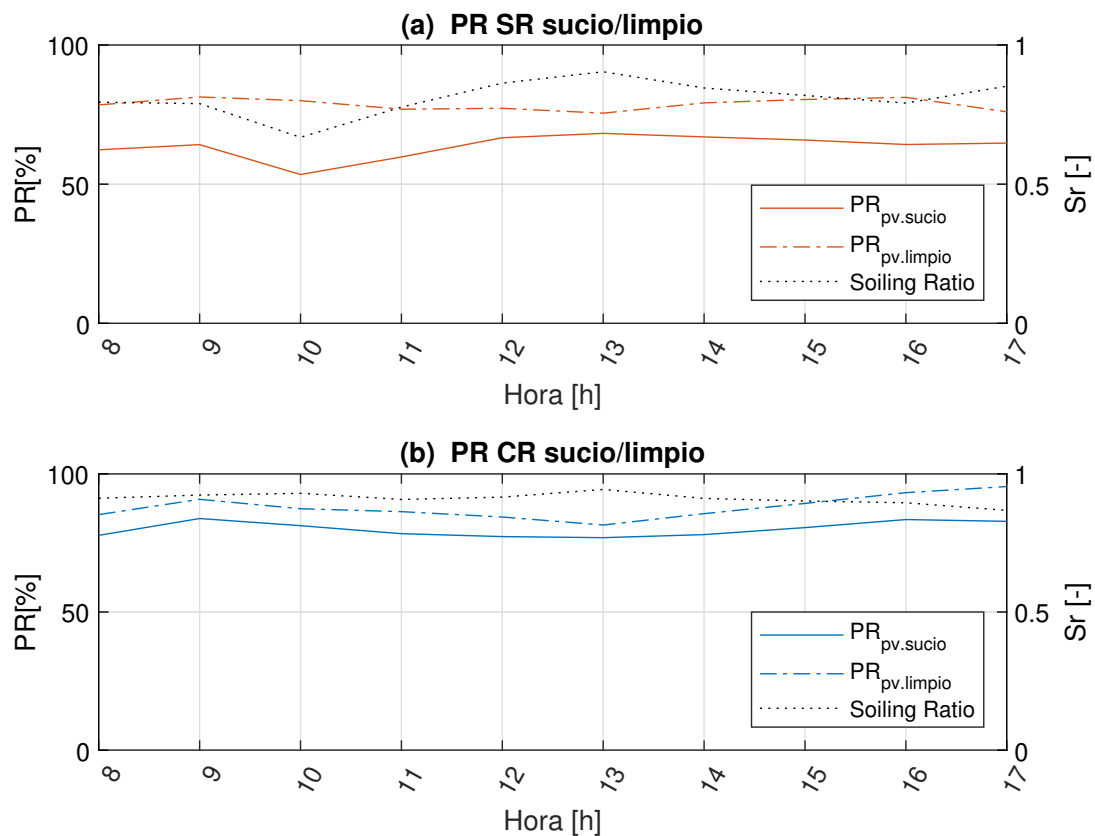


Figura 4.12: Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).

4.5.3. Limpieza N°3 - 27 de Enero 2021

Tabla 4.7: Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°3.

Fecha	Condición	PR _{CR} [%]	PR _{SR} [%]
26.Ene.2021	Sucio	79.27	72.41
01.Feb.2021	Limpio	83.40	84.42

Continuando con el análisis se tiene una mejora en el rendimiento después de la limpieza de un 4.13 % para el sistema con reflector y un 12.01 % para la configuración estándar. El promedio de la pérdida diaria calculada para la tercera limpieza es de 14.22 % para el sistema sin reflector y 4.95 % el panel con reflector.

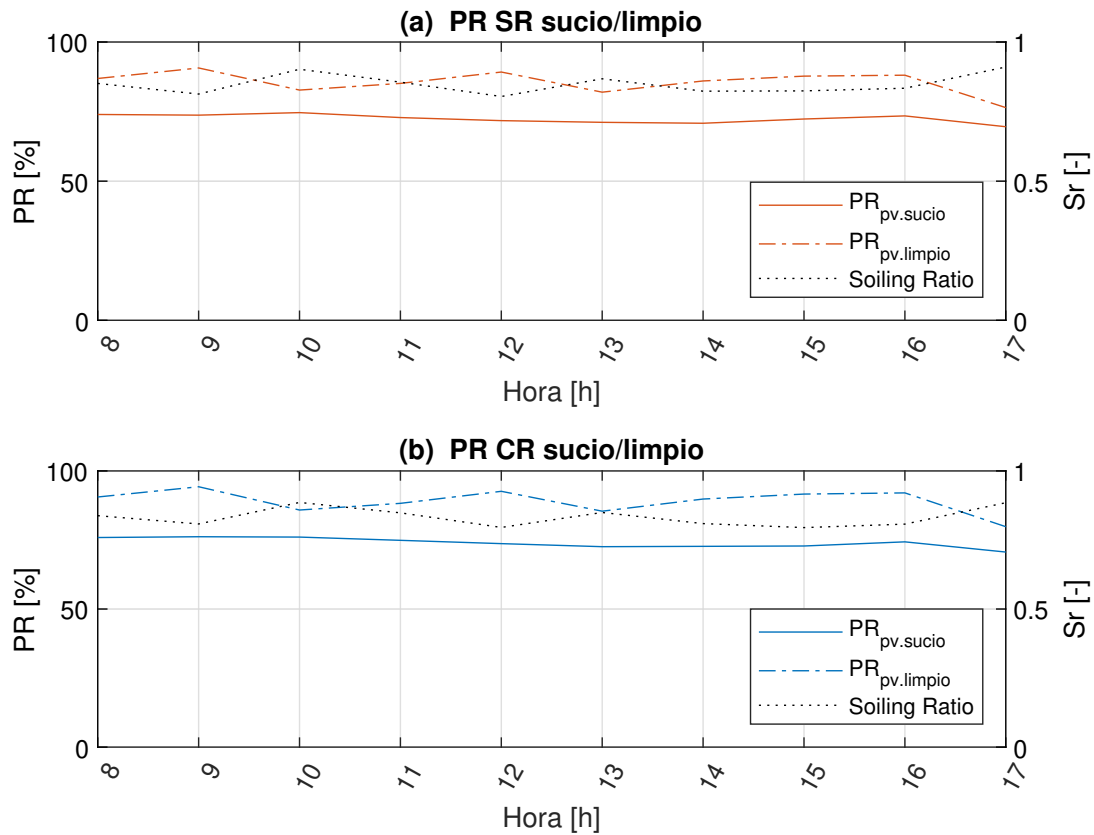


Figura 4.13: Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).

4.5.4. Limpieza N°6 - 09 de Septiembre 2021

Tabla 4.8: Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°6.

Fecha	Condición	PR_{CR} [%]	PR_{SR} [%]
08.Sept.2021	Sucio	79.96	67.32
14.Sept.2021	Limpio	88.92	81.54

Como se observa en la tabla (4.8), se tiene una mejora del rendimiento después de la limpieza de un 8.96 % y 14.23 % para el sistema con reflector y sin reflector, respectivamente. Por otra parte el soiling Ratio promedio es de 82.56 % y 89.92 %, obteniendo así una pérdida por suciedad de 17.44 % y 10.08 % para la configuración convencional y con reflector, correspondientemente.

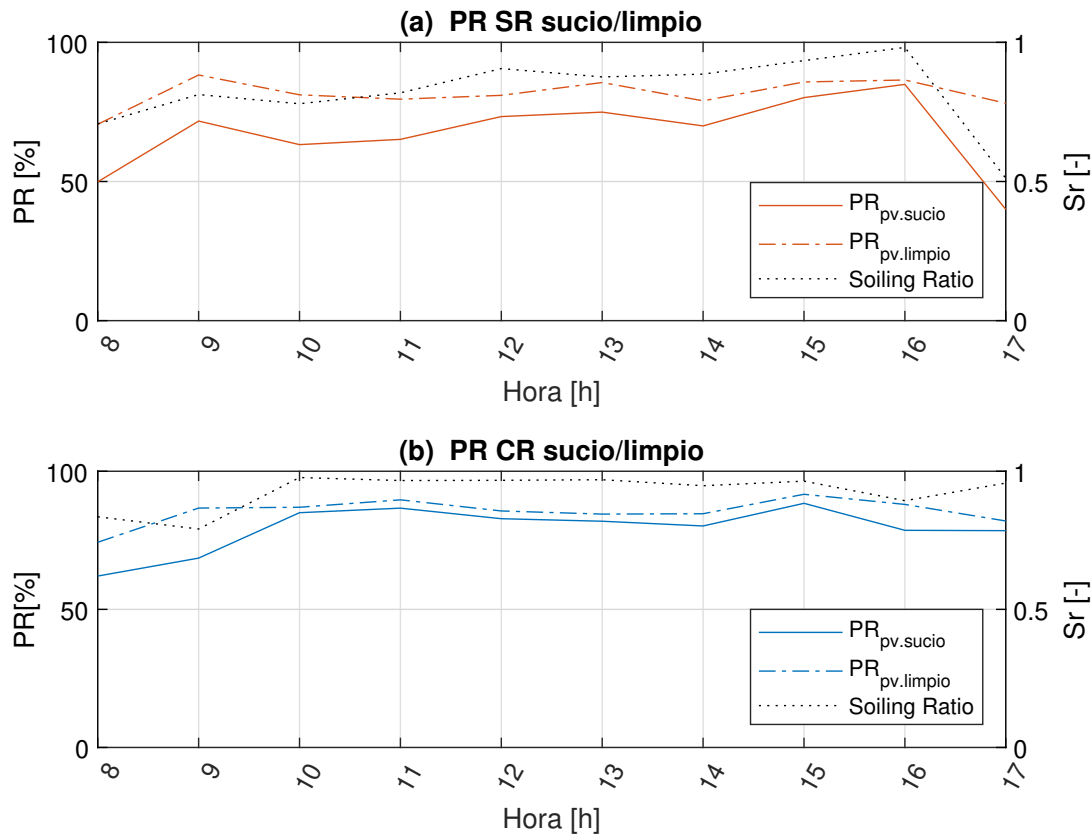


Figura 4.14: Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).

4.5.5. Limpieza N°7 - 05 de Octubre 2021

Tabla 4.9: Promedio diario de PR CR Y SR condición limpio/sucio, limpieza N°7.

Fecha	Condición	PR_{CR} [%]	PR_{SR} [%]
02.Oct.2021	Sucio	76.47	72.89
09.Oct.2021	Limpio	85.66	81.25

Observando la figura (4.15) con el objetivo de realizar el mismo análisis de las limpiezas anteriores, se tiene una mejora en el performance ratio promedio de un 9.19% y 8.36% y un porcentaje de pérdida por ensuciamiento diario de 10.72% y 10.28%, ambos valores para el sistema con reflector y sin reflector, respectivamente.

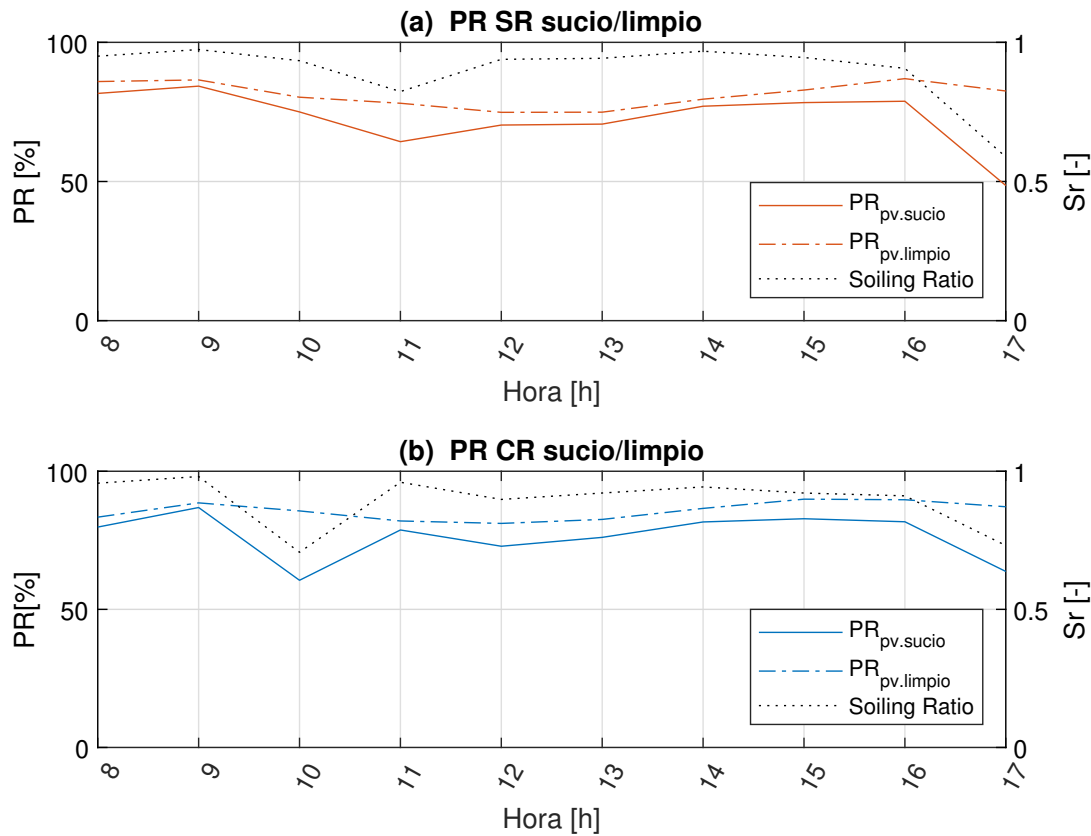


Figura 4.15: Performance ratio condición limpio/sucio y Soiling ratio para el sistema sin reflector (a) y con reflector (b).

Finalmente, se adjunta una tabla resumen de las pérdidas por ensuciamiento calculadas anteriormente para cada limpieza. Es posible notar que el fenómeno de suciedad afecta en menor porcentaje al sistema con reflector, con un promedio de 8.33 % contra un 16.22 % del sistema convencional. Aunque la cantidad de depósitos de polvo en una superficie depende en gran medida de las condiciones climáticas y los fenómenos durante el período de medición, es posible observar que existe una relación lineal entre los días transcurridos y la pérdida por ensuciamiento, realizando el análisis sin considerar la limpieza N°7, la cual se ve afectada por trabajos de construcción que aceleran la deposición de polvo en el sistema con reflector. Se obtiene una pérdida lineal de 0.13 % y 0.18 % por día con un (R^2) de 0.73 y 0.87 para el sistema con y sin reflector, respectivamente, valores bastante similares a los calculados en el ítem anterior para la pérdida de rendimiento entre limpiezas.

Tabla 4.10: Tabla resumen de pérdida por ensuciamiento (SL) para el sistema con reflector y sin reflector.

Limpieza	Días transcurridos	LS SR [%]	LS CR [%]
L1	52	20.12	8.02
L2	46	19.05	7.89
L3	22	14.22	4.95
L6	48	17.93	10.07
L7	26	10.28	10.72

4.6. Validación modelo

Para la validación del modelo de radiación, luego de agregar el factor de ensuciamiento calculado anteriormente es necesario conocer la radiación global horizontal por hora, la que se obtiene desde la estación meteorológica del Campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María. También se deben ingresar al modelo las variables presentadas en la tabla (4.11), la que muestra además los valores utilizados para este trabajo.

Tabla 4.11: Variables y valores utilizados para la validación del modelo

Latitud	-33.42°	Inclinación reflector	19°
Longitud	-70.62°	Acimut de sup.	10°
Hora de inicio	08:00 h	Orientación	Noroeste
Hora de término	17:00 h	Albedo	0.2
Día/Mes	-	Altura panel	1.64 [m]
UTC	-3 ó -4	Largo panel	0.98 [m]
Inclinación PV SR	44.2°	Altura reflector	1.64 [m]
Inclinación PV CR	44.6°	Largo reflector	3.1 [m]

Es importante mencionar que al realizar la depuración de datos, se identificaron valores incorrectos e incompletos, los cuales fueron reemplazados por datos de radiación obtenidos desde el servicio climático de la Dirección Meteorológica de Chile [25] para la estación más cercana correspondiente a Quinta Normal (Latitud -33.44°, Longitud -70.68°).

4.6.1. Modelo de radiación sin reflector

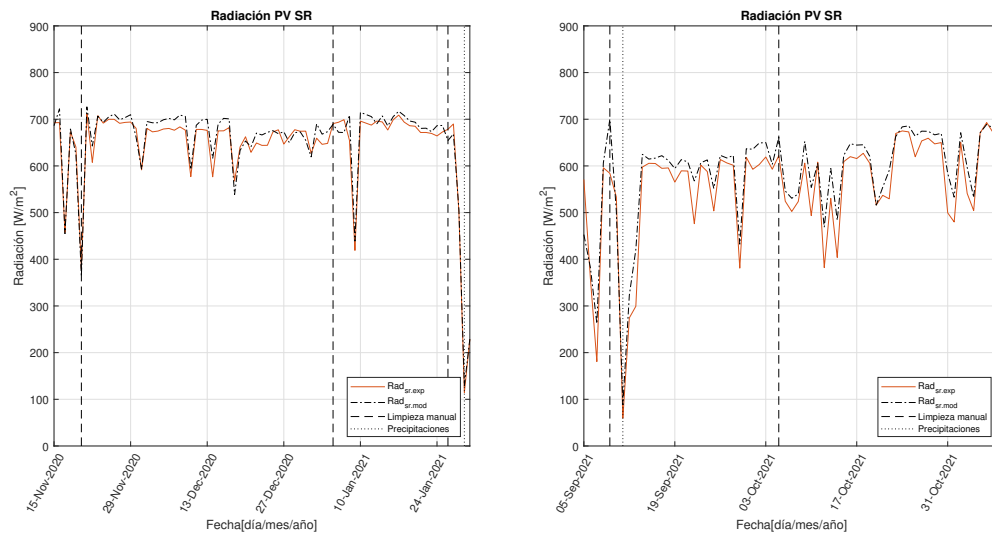


Figura 4.16: Gráfico comparativo de la radiación diaria promedio medida y la radiación diaria entregada por el modelo

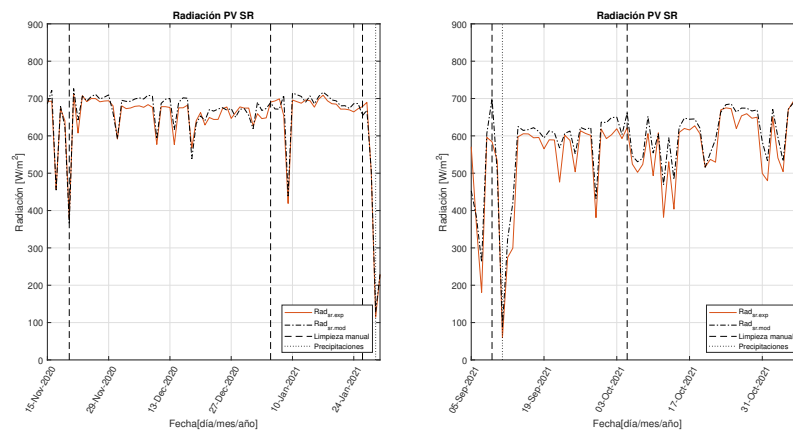


Figura 4.17: Performance ratio, experimental y obtenido desde el modelo para el sistema sin reflector después de cada limpieza.

4.6.2. Modelo de radiación con reflector

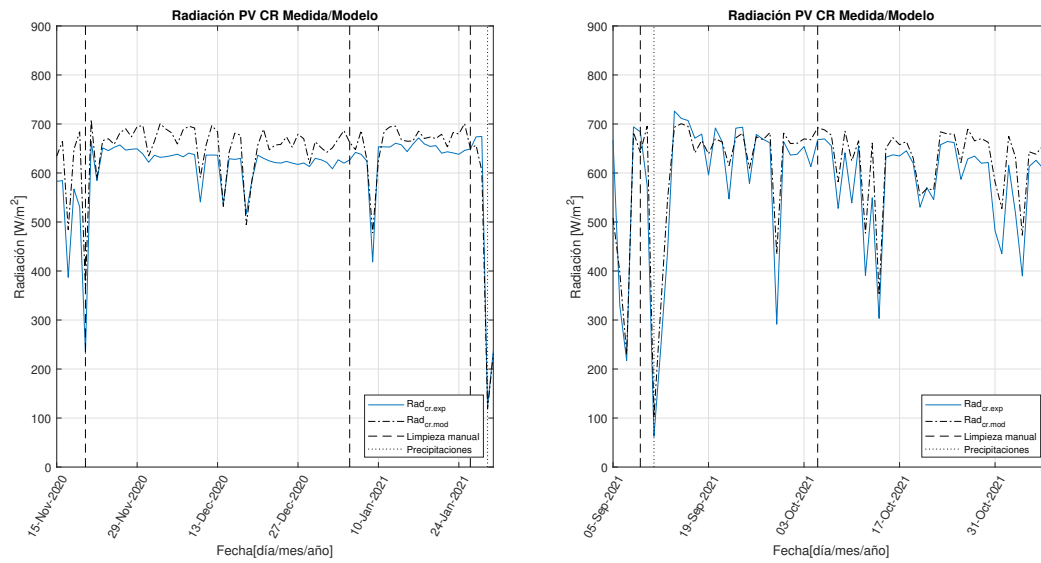


Figura 4.18: Gráfico comparativo de la radiación diaria promedio medida y la radiación diaria entregada por el modelo con reflector.

Como se aprecia en la figura (4.16) y (4.18) el modelo sobre estima la radiación que le llega al panel para ambas configuraciones, excepto para el sistema con reflector algunos días de invierno. Calculando el error según la ecuación (4.1), se obtiene un error promedio entre la radiación medida y obtenida desde el modelo para el período estudiado de un 5 % para el sistema sin reflector y de un 8 % para la configuración con reflector, los mayores errores se encuentran en días nublados.

$$Error(\%) = \frac{|dato\ medido - dato\ modelo|}{dato\ medido} \cdot 100 \quad (4.1)$$

Luego para encontrar el error sin considerar el ensuciamiento, se comparan los datos reales con la radiación obtenida desde el modelo después de cada limpieza. El análisis se realiza por horas (véase figura (4.17) y (4.19)), se observa que los mayores errores para ambas configuraciones se registran en las horas extremas del día, donde la altitud solar es baja provocando problemas de convergencia con la ecuación del factor geométrico, dado que el denominador de la ecuación, que corresponde al coseno del cenit solar, es muy cercano a 90° , por lo que los valores se elevan más de lo que se debería. Sin embargo, el error promedio diario no supera el 10 % para ningún caso. El detalle de cálculo para cada día se adjunta en el Anexo 4.

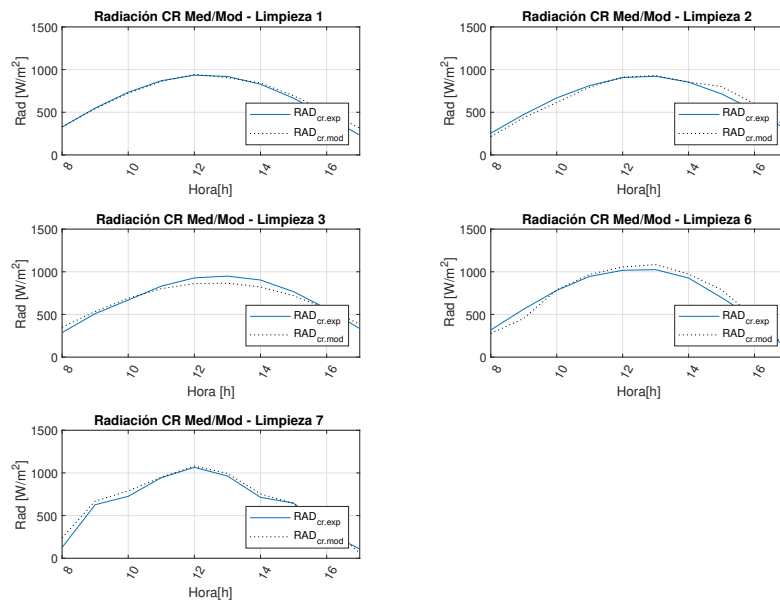


Figura 4.19: Performance ratio, experimental y obtenido desde el modelo para el sistema con reflector después de cada limpieza.

Capítulo 5

CONCLUSIÓN

A partir de la investigación realizada en este trabajo de título, se pueden entregar las siguientes conclusiones y recomendaciones.

En el estado del arte se recopiló información del uso de reflectores fotovoltaicos de investigaciones dedicadas principalmente a encontrar los ángulos óptimos de inclinación entre el reflector y el panel, mostrando además la mejora en la generación de energía y la eficiencia del uso de una superficie reflectora, demostrando un aumento que va desde un 11 % a un 60 % en algunas instalaciones.

Se observa además que esta tecnología suele usarse en climas fríos, como la región montañosa del Himalaya occidental debido a que se espera que la radiación solar reflejada aumente la temperatura, sin embargo, el incremento de ésta no es sustancial en los estudios revisados ni en este trabajo.

Se revisa también información del efecto de la deposición de polvo sobre el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, lo cual representa un problema complejo, ya que depende de condiciones ambientales muy localizadas.

Tanto en estudios y modelos se señala que el rendimiento de dichos dispositivos se ve significativamente afectado por la acumulación de polvo durante las exposiciones al aire libre.

Estudios experimentales han investigado el efecto del polvo en el rendimiento fotovoltaico expuesto a condiciones exteriores en lugares diversos. Los resultados indican que las condiciones climáticas, el ángulo de inclinación y la composición del polvo influyen, en la acumulación de éste sobre la superficie fotovoltaica.

El presente estudio investigó el efecto de la acumulación de polvo en el rendimiento fotovoltaico para un panel con y sin reflector, situados en el Campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María. Para esta cuantificación se compararon datos antes y después de una serie de limpiezas manuales, realizadas dentro de un periodo de seis meses, afectado por intervalos debido a problemas en la obtención de los datos.

Los principales hallazgos de esta investigación se resumen a continuación:

Durante el período de prueba, tanto el panel con reflector como el sin reflector experimentan una disminución en la relación de rendimiento. Se aplicó un ajuste de curvas, obteniendo una relación lineal entre el índice de rendimiento y los días de exposición al ambiente.

Este índice cae linealmente en un 0.18 % y 0.15 % promedio por día para la configuración sin y con reflector, respectivamente.

Se recomienda realizar el mismo análisis midiendo la densidad de polvo, ya que la medición experimental se realizó en condiciones ambientales variables y en diferentes periodos de exposición.

Se midió el Soiling ratio como la relación entre el índice de rendimiento de los módulos sucios y limpios, comparando días con similitud de radiación directa, difusa y global, antes y después de cada limpieza. De esta forma se obtiene una pérdida promedio por ensuciamiento de 17 % para el panel convencional y de un 13 % para el sistema con reflector. Se obtiene además que esta pérdida aumenta linealmente en 0.13 % y 0.18 % por día, respectivamente. Por lo tanto, podemos concluir que el polvo depositado de forma natural impacta mayormente los módulos sin reflector.

Se sugiere para futuros trabajos estudiar en profundidad los factores no presentados en esta investigación, como el impacto de la geometría de la configuración con reflector y la influencia de los ángulos de inclinación del sistema en la deposición de polvo.

Finalmente se agrega el factor de reducción por ensuciamiento al modelo de radiación, logrando un error menor a 10 % entre la radiación medida y calculada para el modelo con y sin reflector. Estas son comparadas para las horas efectivas de 08:00 h a 17:00 h, encontrando los mayores errores en horas extremas, debido a problemas en la convergencia del factor geométrico.

Otro análisis importante es el incremento de ciertas variables al utilizar el reflector, como la temperatura que aumenta 0.74 °C en verano y 0.11 °C en invierno, lo cual como se mencionó anteriormente, no es un incremento sustancial.

Respecto a la potencia generada se obtuvo una mejora promedio al utilizar la lámina reflectora de un 4 % para todo el período medido, observándose un aumento de 10.74 % para invierno y 1.57 % para la época de verano.

Capítulo 6

BIBLIOGRAFÍA

- [1] The Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC. AR6 Climate Change 2021: The Physical Science Basis.
- [2] Ritchie, H. (2020), Emisiones globales de gases de efecto invernadero por sector.
- [3] Comisión Nacional de Energía CNE, Reporte mensual ERNC Febrero 2022.
- [4] Ministerio de Energía, Energía 2050 Política energética de Chile.
- [5] Reyes, A (2019), Modelación de un sistema fotovoltaico integrado con placas reflectoras de radiación.
- [6] Y.A Cengel. Transferencia de calor y masa; un enfoque práctico, chapter "Fundamentos de la radiación térmica". McGraw-Hill, Reno, 3rd edition, 2007.
- [7] G. Knopp and J.L Lean. A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance. Geophysical Research Letters, 2011.
- [8] J.A Duffie and W.A Beckman, Solar engineering of thermal processes. Jonh Wiley Sons, 2013.
- [9] A.P.Dobos PVWatts Version 5 Manual. National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- [10] E. Urrejola, J. Antonanzas, P. Ayala, M.Salgado, G. Ramírez-Sagner, C. Cortés, A. Pino, R.Escobar. Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile, 2016.
- [11] AR. Hoffman, CR Maag. Photovoltaic module soiling studies, Jet Propulsion Laboratory, Pasadena, California.
- [12] R Cordero, Damiani, D. Laroze, S. MacDonell, J. Jorquera, E. Sepúlveda, S. Feron, P. Llanillo, F. Labbe, J. Carrasco, J. Ferrer, and G. Torres. Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert, Santiago, 2018.

- [13] 3M Cool Mirror Film 330. Obtenido de <https://multimedia.3m.com/mws/media/752578O/3m-cool-mirror-film-330.pdf>
- [14]] Prashant Malik, Shyam Singh Chandel. Performance enhancement of multi-crystalline silicon photovoltaic modules using mirror reflectors under Western Himalayan climatic conditions. 2020.
- [15] Maghami MR, et al. "Power loss due to soiling on solar panel: A review." *Renew. Sust. Energ. Rev.* 2016;59:1307–1316.
- [16] W.J. Jamil, H.A. Rahman, S. Shaari Modeling of Soiling Derating Factor in Determining Photovoltaic Outputs *IEEE J. Photovoltaics*, 10 (2020), pp. 1-7
- [17] T. Khatib, A. Mohamed, K. Sopian, M. Mahmoud A New Approach for Optimal Sizing of Standalone Photovoltaic Systems *Int. J. Photoenergy*, (2012).
- [18] Ahmed Amine Hachicha, Israa Al-Sawafta, Zafar Said. Impact of dust on the performance of solar photovoltaic (PV) systems under United Arab Emirates weather conditions. 2019.
- [19] Deceased, J.A.D., Beckman, W.A. (2013). *Duffie Solar Engineering of Thermal Processes Fourth Edition*.
- [20] Perers, B., Karlsson, B. (1993). External reflectors for large solar collector arrays, simulation model and experimental results. *Solar Energy*, 51(5), 327–337. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(93\)90145-E](https://doi.org/10.1016/0038-092X(93)90145-E)
- [21] Benitez, B. (2019). "Cuantificación experimental de los efectos de la instalación de una lámina reflectora de radiación en un panel fotovoltaico"
- [22] Ahmad Mohd Khalid, Indradip Mitra, Werner Warmuth, Volker Schacht. Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. Alemania, 2016.
- [23] IEC. Photovoltaic system performance monitoring—guidelines for measurement, data exchange and analysis. IEC standard 61724. Ginebra Suiza.
- [24] PUC, Valdés Marcelo, Potencial desarrollo fotovoltaico en Chile: desde la gran escala hasta la medición neta. Santiago, 2014.
- [25] Dirección Meteorológica de Chile, Servicios climáticos. <https://climatologia.meteochile.gob.cl/>
- [26] Norton B (2007) Effect of Soiling on Power Output of a Photovoltaic System

Anexos

Anexo N°1: Ficha técnica panel fotovoltaico Stärkee JS 250M.

Tabla 6.1: Datos generales del panel fotovoltaico utilizado.

Datos generales	
Dimensiones [mm]	1640 x 992 x 40
Peso [kg]	20
Tipo de vidrio y espesor [mm]	3.2/4 (vidrio templado/revestimiento de vidrio AR)
Largo del cable [mm]	900
Tipo de conector	MC4 ó conector compatible
Características eléctricas (STC)	
Potencia nominal (P _{máx}) [W]	250
Voltaje de máxima potencia (V _{mp}) [V]	30.7
Corriente de máxima potencia (I _{mp}) [A]	8.15
Voltaje de circuito abierto (V _{oc}) [V]	36.8
Corriente de cortocircuito (I _{sc}) [A]	8.87
Tolerancia de potencia [%]	0-3
Eficiencia del módulo [%]	15.32
Rendimiento eléctrico (NOCT)	
Potencia de salida (P _{máx}) [W]	181
Voltaje de máxima potencia (V _{mp}) [V]	27
Corriente de máxima potencia (I _{mp}) [A]	6.7
Voltaje de circuito abierto (V _{oc}) [V]	34.8
Corriente de cortocircuito (I _{sc}) [A]	7.23
Temperaturas características	
NOCT [°C]	45 +/- 2
Coefficiente de temperatura de P _{máx}	-0.45 %/°C
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0.32 %/°C
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0.06 %/°C
Capacidad máxima del fusible [A]	15
Temperatura de operación [°C]	-40 a 85
Temperatura de almacenaje [°C]	-40 a 85

[21]

Anexo N°2: Ficha técnica Cool Mirror Film 330**Tabla 6.2:** Descripción lámina reflectora Cool Mirror

Descripción	3M TM Cool Mirror Film 330 es una película de espejo polimérica con una reflectancia media normal de incidencia del 89 % o mayor. Refleja la luz que es útil para módulos fotovoltaicos y transmite la luz infrarroja (IR). La película Cool Mirror 330 se puede utilizar para aumentar significativamente PV potencia del módulo al aumentar la cantidad de luz en el módulo al tiempo que limita la cantidad de Luz IR generadora de calor en el módulo. En ángulos típicos de incidencia, Cool Mirror Film 330 tiene bajo reflectancia visible, que limita los reflejos cegadores asociado con espejos de banda ancha en fijo Sistemas LCPV.
Características	Baja reflectividad visible en incidencia normal. Alta reflectividad visible en ángulos de incidencia mayores. Reflectividad adaptada al espectro solar y respuesta de las celdas solares de silicio. Construcción totalmente polimérica, lo que elimina la corrosión. Sin plomo.
Propiedades ópticas	Reflectividad media de incidencia normal (700-1250nm) de un 89 % mínimo Reflectividad fotópica de incidencia normal de 25 % máximo.
Propiedades físicas	Espesor de 0.107[mm] Ancho máximo: 1.22 [m]

[13]

Anexo N°3: Tablas performance ratio y soiling ratio.

Tabla 6.3: Performance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°1.

	Sin reflector			Con reflector		
Hora	PR sucio	PR limpio	SR	PR sucio	PR limpio	SR
08:00	62.11	86.35	0.71	76.70	89.84	0.85
09:00	64.77	84.26	0.76	80.86	89.52	0.90
10:00	65.04	79.31	0.82	79.59	85.71	0.92
11:00	64.13	75.43	0.85	78.31	82.93	0.94
12:00	63.74	73.99	0.86	78.93	82.44	0.95
13:00	63.55	73.37	0.86	80.26	82.77	0.96
14:00	62.21	74.22	0.83	82.77	85.87	0.96
15:00	60.61	74.91	0.80	85.15	91.30	0.93
16:00	56.98	74.93	0.76	87.43	96.85	0.90
17:00	43.94	63.37	0.69	81.78	95.34	0.85

Tabla 6.4: Performance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°2.

	Sin reflector			Con reflector		
Hora	PR sucio	PR limpio	SR	PR sucio	PR limpio	SR
08:00	62.34	78.47	0.79	77.75	85.26	0.91
09:00	64.2	81.33	0.78	83.85	90.81	0.92
10:00	53.47	80.01	0.66	81.26	87.39	0.92
11:00	59.76	76.93	0.77	78.36	86.34	0.90
12:00	66.68	77.26	0.86	77.31	84.39	0.91
13:00	68.24	75.51	0.9	76.92	81.50	0.94
14:00	66.98	79.21	0.84	78.03	85.62	0.91
15:00	65.85	80.42	0.81	80.57	89.32	0.90
16:00	64.25	81.19	0.79	83.48	93.21	0.89
17:00	64.75	75.99	0.85	82.83	95.43	0.86

Tabla 6.5: Performance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°3.

Hora	Sin reflector			Con reflector		
	PR sucio	PR limpio	SR	PR sucio	PR limpio	SR
08:00	73.96	86.89	0.85	75.88	90.56	0.91
09:00	73.71	90.67	0.81	76.17	94.27	0.94
10:00	74.62	82.73	0.9	76.04	85.84	0.85
11:00	72.85	85.13	0.85	74.87	88.26	0.88
12:00	71.74	82.21	0.8	73.67	92.62	0.92
13:00	71.14	81.97	0.86	72.57	85.42	0.85
14:00	70.8	86.01	0.82	72.69	89.82	0.89
15:00	72.33	87.14	0.82	72.82	91.62	0.91
16:00	73.45	88.07	0.83	74.32	92.05	0.92
17:00	69.56	73.43	0.91	70.62	78.81	0.79

Tabla 6.6: Performance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°6.

Hora	Sin reflector			Con reflector		
	PR sucio	PR limpio	SR	PR sucio	PR limpio	SR
08:00	49.88	70.56	0.71	62.06	74.3	0.83
09:00	71.71	88.27	0.81	68.56	86.67	0.79
10:00	63.25	81.15	0.78	85.12	86.97	0.97
11:00	65.14	79.58	0.81	86.65	89.66	0.96
12:00	73.32	80.96	0.9	82.82	85.63	0.96
13:00	74.92	85.56	0.87	81.9	84.49	0.96
14:00	69.97	78.99	0.88	80.19	84.62	0.94
15:00	80.14	85.76	0.93	88.4	71.67	0.96
16:00	84.89	86.46	0.98	78.62	88.01	0.89
17:00	39.89	78.13	0.51	78.5	82.00	0.95

Tabla 6.7: Performance ratio por hora condición limpio y sucio sistema sin reflector y con reflector, limpieza N°7.

	Sin reflector			Con reflector		
Hora	PR sucio	PR limpio	SR	PR sucio	PR limpio	SR
08:00	81.65	85.91	0.95	79.79	83.39	0.95
09:00	84.26	86.5	0.97	86.87	88.55	0.98
10:00	74.99	80.29	0.93	60.53	85.65	0.71
11:00	64.30	78.11	0.82	78.74	82.01	0.96
12:00	70.28	74.85	0.93	72.85	81.13	0.89
13:00	70.62	74.91	0.94	76.06	82.56	0.92
14:00	77.04	79.58	0.96	81.65	86.56	0.94
15:00	78.35	82.85	0.94	82.81	89.90	0.92
16:00	78.83	86.95	0.90	81.71	89.69	0.91
17:00	48.55	82.52	0.58	63.72	87.15	0.73

Anexo N°4: Cálculo del error entre la radiación medida y calculada según el modelo después de las limpiezas.

Tabla 6.8: Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°1.

Hora	Sin reflector			Con reflector		
	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]
08:00	435.02	512.05	17,85 %	326.78	330.02	1,02 %
09:00	676.25	703.64	4,09 %	548.67	541.84	1,31 %
10:00	781.73	852.66	9,07 %	734.11	725.23	1,30 %
11:00	934.76	954.57	2,12 %	869.80	861.25	1,01 %
12:00	1001.60	958.52	4,30 %	934.82	944.42	0,94 %
13:00	1005.96	920.36	8,51 %	919.42	906.08	1,51 %
14:00	948.36	893.54	5,78 %	828.07	843.93	1,85 %
15:00	795.77	750.99	5,63 %	664.91	693.41	4,26 %
16:00	582.28	565.26	2,92 %	453.16	509.89	12,28 %
17:00	286.80	360.18	25,59 %	231.62	314.45	35,62 %

Tabla 6.9: Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°2

Hora	Sin reflector			Con reflector		
	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]
08:00	312.20	249.72	20.01 %	254,69	289.29	13.59 %
09:00	554.11	451.77	18.47 %	474.06	517.84	9.23 %
10:00	689.74	641.01	7.07 %	667.96	716.16	7.22 %
11:00	983.12	991.02	0.82 %	813.12	876.18	7.75 %
12:00	911.62	907.75	0.42 %	907.13	983.27	8.39 %
13:00	905.65	980.02	8.21 %	921.85	986.22	6.98 %
14:00	946.62	917.22	3.11 %	853.29	913.24	7.02 %
15:00	835.62	86.28	3.26 %	715.41	692.01	3.27 %
16:00	652.8	746.15	14.30 %	521.93	569.62	9.14 %
17:00	508.92	574.77	12.94 %	290.58	324.24	11.58 %

Tabla 6.10: Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°3.

Hora	Sin reflector			Con reflector		
	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]
08:00	347.73	357.33	2.76 %	287.27	350.34	21.96 %
09:00	479.85	530.74	10.60 %	509.36	534.22	4.88 %
10:00	706.38	692.36	1.98 %	668.68	689.73	3.15 %
11:00	858.60	805.69	6.16 %	831.44	801.17	3.64 %
12:00	800.34	728.38	8.99 %	928.46	861.56	7.21 %
13:00	727.95	663.61	8.84 %	948.95	865.95	8.75 %
14:00	582.86	545.40	6.43 %	903.32	822.41	8.96 %
15:00	337.98	339.76	0.52 %	766.65	719.11	6.20 %
16:00	252.57	250.07	0.99 %	567.07	570.09	0.53 %
17:00	181.03	195.18	8.06 %	333.56	385.35	15.53 %

Tabla 6.11: Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°6.

Hora	Sin reflector			Con reflector		
	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]
08:00	318.12	425.88	33.87 %	318.12	276.57	13.06 %
09:00	562.15	558.65	0.62 %	562.15	453.69	19.29 %
10:00	782.01	799.85	2.28 %	782.01	788.65	0.85 %
11:00	945.57	959.85	1.51 %	945.56	968.85	2.46 %
12:00	1017.08	1025.62	0.84 %	1017.08	1055.95	3.82 %
13:00	1024.73	1049.00	2.37 %	1024.73	1084.63	5.85 %
14:00	926.63	963.85	4.02 %	926.62	973.62	5.07 %
15:00	597.71	592.12	0.94 %	697.71	789.62	13.17 %
16:00	397.72	297.36	25.23 %	450.88	465.85	3.32 %
17:00	86.55	55.66	35.69 %	86.55	102.01	17.86 %

Tabla 6.12: Error radiación medida y calculada según el modelo después de la limpieza N°7.

Hora	Sin reflector			Con reflector		
	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]	Rad.Med [W/m ²]	Rad.Mod [W/m ²]	Error [%]
08:00	156.95	238.36	51.87 %	126.10	104.73	16.95 %
09:00	627.15	669.62	6.77 %	627.15	593.45	5.37 %
10:00	725.54	789.62	8.83 %	725.54	736.00	1.44 %
11:00	944.62	949.97	0.57 %	944.62	803.25	14.97 %
12:00	1065.60	1080.02	1.35 %	965.00	896.45	7.10 %
13:00	963.54	993.45	3.10 %	963.54	875.85	9.10 %
14:00	714.25	754.96	5.70 %	714.25	791.52	10.82 %
15:00	646.95	640.08	1.06 %	646.96	637.12	1.52 %
16:00	353.68	399.63	12.99 %	303.07	291.71	3.75 %
17:00	109.35	78.95	27.80 %	109.35	90.81	16.95 %