

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO-CHILE



“PROPUESTA METODOLÓGICA DE ANÁLISIS
DE DESEMPEÑOS DE PANELES SOLARES
AFECTADOS POR ENSUCIAMIENTO Y
DEGRADACIÓN”.

Pablo Ignacio Carvallo Galdames.

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
MECÁNICO.

PROFESOR GUÍA: RODRIGO BARRAZA.

PROFESOR CORREFERENTE: PATRICIO VALDIVIA

Marzo de 2021

Dedicatoria

Quiero agradecer la confianza entregada por el equipo FONDEF y al profesor guía. Gracias a mi familia por el apoyo brindado en todos los años que invirtieron en mi educación. Agradecer a los amigos que pude conocer en mi educación superior y que brindaron apoyo a lo largo de este proceso.

Resumen

El objetivo de este trabajo es implementar una metodología que pueda determinar el desempeño de los módulos solares enfocándose en los efectos de ensuciamiento y degradación. Este estudio se realizó en las dependencias de la Universidad Federico Santa María, Campus San Joaquín, Santiago de Chile. Se recolectan datos meteorológicos, térmicos y eléctricos para analizar el desempeño de un panel sucio, un panel quebrado y dos paneles limpios desde fines de mayo del 2019 hasta diciembre del 2020. Se realiza la obtención de un índice de desempeño denominado performance ratio y mediante esta base dato se procede analizar el efecto de ensuciamiento y la degradación de estos mismos. Las tasas de soiling no fueron influyentes para los paneles 2 y 3, cuyo soiling rate promedio fue levemente superior a 1 [–], en cambio, el panel 4 tuvo un soiling rate promedio 0,986 [–]. Por otra parte, las tasas de degradación de los paneles obtenidas revelaron la pérdida de potencia para cada módulo, siendo el módulo 3 el que sufre la mayor tasa de pérdida de potencia. La metodología implementada mostró buenos resultados en las detecciones de anomalías en la potencia de salida.

Abstract

The objective of this work considers the implementation of a methodology that can determine the performance of solar modules focusing on the effects of soiling and degradation. This study was carried out at the premises of the Universidad Técnica Federico Santa María, San Joaquín Campus, Santiago de Chile. Meteorological, thermal and electrical data are collected to analyze the performance of a dirty panel, a broken panel and two clean panels from the end of May 2019 to December 2020. A performance index called performance ratio is obtained and through this Data base we proceed to analyze the effect of soiling and their degradation. Soiling rates were not influential for panels 2 and 3, whose average soiling rate was slightly higher than 1 [–], whereas panel 4 had an average soiling rate 0.986 [–]. On the other hand, the degradation rates of the panels obtained revealed the loss of power for each module, being module 3 the one that suffers the highest rate of power loss. The implemented methodology showed good results in detecting anomalies in the output power.

Glosario

PV: Fotovoltaico.

UTC: Tiempo universal coordinado.

POA: plano de incidencia.

Junction box: Caja de diodos en un módulo FV

Snail tracks: Falla de paneles solares que es visiblemente similar a una huella de caracol.

Soiling: ensuciamiento de paneles fotovoltaicos.

IEC: Comisión electrónica internacional.

Curva IV: curva de corriente voltaje.

PR: Performance ratio.

EVA: Etileno Vinil Acetato.

String: conjuntos de módulos conectados en serie.

Datalogger: Registrador de datos.

PLR: Tasa de pérdida de desempeño.

1. Índice General

Resumen	2
Abstract.....	2
Glosario	3
1. Índice General.....	4
Tabla de figuras	6
Tabla de tablas	8
1. Introducción.....	9
1.1. Objetivo General:.....	9
1.2. Objetivo Específicos:	9
1.3. Recursos	10
2. Marco teórico.....	10
2.1. Energía Solar:	10
2.1.1. Fundamentos de astronomía y geometría solar:	11
Radiación solar:.....	17
Atenuación Solar:	18
2.1.2. Componentes de la radiación:.....	19
2.2. Efecto fotovoltaico:.....	20
2.3. Funcionamientos de celdas, paneles y arreglos:	21
2.4. Tipos de fallas en paneles solares para módulos de silicios:	23
2.5. Indicadores de desempeño para plantas solares:.....	26
3. Estado de arte.....	29
3.1. Performance ratio (PR):	29
3.2. Modos de degradación:	31

4. Laboratorio de medición de variables:	51
4.1. Instrumentos de medición de variables eléctricas:	51
4.2. Instrumentos de medición de temperatura:	52
4.3. Monitoreo de condiciones ambientales:.....	53
4.4. Configuración en el laboratorio:	54
5. Metodología de trabajo.....	56
5.1. Requerimientos previos:	56
5.2. Mantenimientos de los paneles y de los equipos de medición:	57
5.3. Medición de datos:.....	57
5.4. Recolección de la data:	58
5.5. Filtrados de datos:	58
5.6. Entrecruzamiento de datos:.....	59
5.7. Obtención de Performance Ratio:.....	59
5.8. Análisis de datos:	60
6. Análisis y resultados:.....	61
6.1. Requerimientos de la norma IEC 61724:.....	61
6.2. Irradiación y energía de salida:	62
6.3. Métricas principales para cada panel:	65
6.4. Efecto del soiling en cada panel:	74
6.5. Degradación para cada panel:	80
7. Conclusiones y Recomendaciones.....	83
8. Referencias	85
9. Anexos.....	¡Error! Marcador no definido.

Tabla de figuras.

Ilustración 2.1:Esquema que muestra la obtención de la constante solar. [39]	10
Ilustración 2.2:Órbita de la tierra alrededor del sol [2]	13
Ilustración 2.3:Declinación de la Tierra. [40].....	14
Ilustración 2.4: Absorción (zona oscurecida) y dispersión (entre extraterrestre y oscurecido) de espectro de radiación normal. [29]	18
Ilustración 2.5: Radiación directa, difusa y reflejada, además del fenómeno de atenuación en la superficie terrestre. [5].....	20
Ilustración 2.6:(a) Sección transversal de una celda de silicio. (b Esquema de la configuración de los interconectores de arriba de la celda. [30]	21
Ilustración 2.7: Partes de un módulo cristalino de silicio. [6]	22
Ilustración 2.8: Configuración de los módulos solares. [14].....	23
Ilustración 2.9: Panel con snails tracks en una prueba de electroluminiscencia. [16].....	25
Ilustración 3.1: Variación del performance ratio durante el día. [33]	29
Ilustración 3.2: Comparación entre el PR y el PR corregido [34]......	31
Ilustración 3.3: Causas de la acumulación de polvos. [35]	46
Ilustración 4.1: Conexión de termocupla en los paneles solares.	53
Ilustración 4.2: ubicación de la Universidad Federico Santa María.	54
Ilustración 4.3: Paneles solares utilizados en la medición y la configuración implementada.	55
Ilustración 5.1: Diagrama de flujo de la metodología utilizada.	56
Ilustración 5.2: Filtración de datos según la hora solar.	58
Ilustración 6.1: Irradiancia y energía de salida mensual por los paneles solares en función del tiempo.	62
Ilustración 6.2:Temperatura del panel promedio 1 mensual versus la irradiancia en función del tiempo.	63
Ilustración 6.3:Temperatura del panel 2 promedio mensual versus la irradiancia en función del tiempo.	63

Ilustración 6.4: Temperatura del panel 3 promedio mensual versus la irradiancia en función del tiempo.	63
Ilustración 6.5: Temperatura del panel 4 promedio mensual versus la irradiancia en función del tiempo.	64
Ilustración 6.6: Performance ratio sin corregir de los distintos paneles solares. Panel 1(azul), Panel 2(verde), Panel 3 (rojo), Panel 4(negro).	65
Ilustración 6.7: Performance ratio corregido de los distintos paneles solares. Panel 1(azul), Panel 2(verde), Panel 3 (rojo), Panel 4(negro).	66
Ilustración 6.8: Comportamiento del performance ratio a través del tiempo.	72
Ilustración 6.9: Diagramas de cajas de los dos tipos de PR para cada panel.	73
Ilustración 6.10: Performance ratio a través del tiempo incluyendo los períodos de lluvia (línea azul) y limpieza (línea verde).	74
Ilustración 6.11: Rendimiento del panel 2 sucio y limpio.	76
Ilustración 6.12: Rendimiento del panel 2 sucio y limpio.	77
Ilustración 6.13: Rendimiento del panel 3 sucio y limpio.	78
Ilustración 6.14: Soiling Rate del panel 3.	78
Ilustración 6.15: Rendimiento del panel 4 sucio y limpio.	79
Ilustración 6.16: Soiling rate del panel 4.	80

Tabla de tablas

Tabla 3.1: Comparacion de modelos estadísticos [19].	39
Tabla 4.1: Especificaciones de datalogger CR100 [23].	52
Tabla 4.2: Especificaciones de sensor PT1000	52
Tabla 4.3: Especificaciones de piranómetro CMP10. [24].	53
Tabla 4.4: Especificaciones de piranómetro Li-Cor 200SZ. [25]	53
Tabla 4.5: Características principales del panel.	54
Tabla 4.6: Valores principales del modelo del panel. [1]	54
Tabla 6.1: Checklist de laboratorio con respecto a norma IEC 61724.	61
Tabla 6.2: Valores estadísticos del panel 1.	67
Tabla 6.3: Valores estadísticos del panel 1 luego del filtrado.	68
Tabla 6.4: Valores estadísticos del panel 2.	68
Tabla 6.5: Valores estadísticos del panel 2 luego del filtrado.	69
Tabla 6.6: Valores estadísticos del panel 3.	69
Tabla 6.7: Valores estadísticos del panel 3 luego del filtrado.	70
Tabla 6.8: Valores estadísticos del panel 4.	71
Tabla 6.9: Valores estadísticos del panel 4 luego del filtrado.	71
Tabla 6.10: Performance ratios promedio para cada panel.	73
Tabla 6.11: Valores promedios para soiling en panel 2.	76
Tabla 6.12: Valores promedios para soiling en panel 3.	77
Tabla 6.13: Valores promedios para soiling en panel 4.	79
Tabla 6.14: Parametros del modelo ARIMA seleccionados por el software R studio para los PR.	80
Tabla 6.15: Tasa de pérdidas de potencia para cada panel con si incertidumbre correspondiente.	82

1. Introducción

La necesidad de buscar un reemplazo de los combustibles fósiles ha llevado a la búsqueda de nuevas energías menos contaminantes como son las energías renovables no convencionales. La que más ha llamado la atención en nuestro país es la energía solar debido a las grandes ventajas geográfica que presenta Chile y la rápida instalación de este tipo de tecnología. Debido al incremento de esta tecnología se tiene que garantizar el buen funcionamiento para evitar fallas en el servicio afectando a la calidad de este. Para realizar un buen plan de mantenimiento se debe saber cuáles son las posibles fallas que pueden sufrir y realizar un monitoreo constante para identificar la falla lo más rápido posible. En este trabajo se realizará la implementación de una metodología para monitorear un sistema PV con el objetivo de identificar anomalías en las métricas utilizadas y en cuanto afecta al desempeño de esta.

1.1. Objetivo General:

Proponer una metodología para determinar el desempeño de los paneles fotovoltaicos diferenciando los efectos de ensuciamiento y degradación.

1.2. Objetivo Específicos:

Para cumplir con el objetivo general se establece los objetivos específicos:

- Analizar y sintetizar el estado del arte correspondiente a la problemática y estándares internacionales que se podría implementar.
- Describir la instalación experimental y proponer adaptaciones y mejoras para testeo e implementación de estándares internacionales de ensuciamiento y degradación.
- Identificar métricas de caracterización de desempeño de paneles fotovoltaicos y aplicar a los datos disponibles de operación de los paneles fotovoltaicos operativos en el laboratorio de energía solar.
- Analizar los desempeños de los paneles fotovoltaicos operativos en el laboratorio de energía solar y estudiar los efectos de ensuciamiento y degradación sobre estos.

1.3. Recursos

Para llevar a cabo la metodología de detección de fallas, se realizaron un montaje para poder medir los datos. Para esto se requieren paneles fotovoltaicos que son los objetos a estudiar; instrumentos de medición para corriente, voltaje, temperatura de los paneles y condiciones climáticas y registradores de datos que son los dataloggers y el computador.

2. Marco teórico.

2.1. Energía Solar:

Es un tipo de energía renovable que utiliza la radiación electromagnética del sol, cuya superficie se encuentra a una temperatura superficial de 5750 K . Estas ondas electromagnéticas viajan de la superficie solar hasta la superficie del planeta Tierra. La radiación que alcanza la Tierra tiene un valor de $1367\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]$, y se asigna el nombre de constante solar [1].

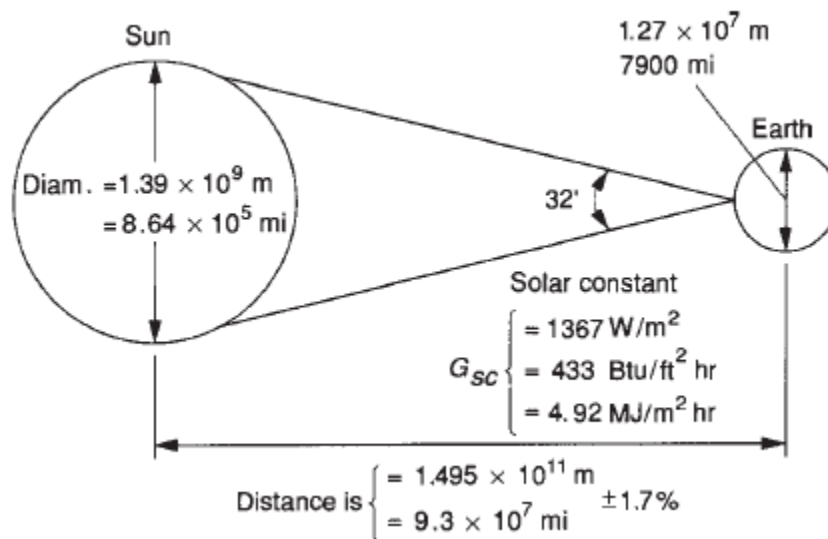


Ilustración 2.1: Esquema que muestra la obtención de la constante solar. [39]

La energía solar anual que es recibida a la tierra es de un total de $5.460.00[EJ]$ (ver figura 2.1) y comparándola con el consumo mundial que es de $567 [EJ]$, se puede apreciar que solo es un 0,01% de la energía solar incidente.

La energía solar, hoy en día, se utiliza de dos maneras. De manera térmica aprovechando el calor emitido por el sol, el cual se ocupa para generar calor o para generar energía eléctrica. O también se utiliza el fenómeno fotovoltaico para poder generar energía eléctrica.

2.1.1. Fundamentos de astronomía y geometría solar:

En la astronomía se ocupan varios conceptos y medidas que permiten de manera sencilla poder ubicar cualquier punto en su sistema de coordenadas. A continuación, se mostrarán algunos de estos conceptos [2]:

Primero se presentarán las ubicaciones geográficas, las cuales se utilizan para ubicar un punto en la superficie terrestre.

Latitud: Se define como la distancia angular entre la línea ecuatorial y un punto determinado del planeta, respecto del centro de la Tierra. Este concepto indica que tan separado está un punto del ecuador, de modo que si un punto se encuentra en el ecuador su latitud es de 0° y si se encuentra en los polos sería de 90° , siendo positivo o negativo dependiendo si se encuentra en el polo norte o sur, respectivamente. De lo anterior se concluye que todos los puntos que comparten la misma latitud son paralelos entre sí.

Longitud: Este concepto se refiere a la distancia angular entre un punto dado de la superficie terrestre y un meridiano considerado como base. El meridiano base que se utiliza para determinar esta distancia, es el meridiano de Greenwich, siendo éste, el meridiano 0° . El sistema de referencia se define de la siguiente forma: el planeta Tierra se divide en dos, utilizando los puntos cardinales, este y oeste, utilizando como línea divisoria, el ya mencionado, meridiano de Greenwich. Las longitudes que se encuentren en lo que respecta al este serán positivas, mientras que, las que correspondan al oeste, serán negativas. Por otro lado, los meridianos se utilizan para definir los husos horarios.

Además de las ubicaciones geográficas, se encuentra el tiempo. Esta es una dimensión física que ordena los acontecimientos en el momento que ocurrieron. A continuación, se define las distintas medidas de tiempo:

- Hora Civil: se utiliza un estándar para la medición del tiempo, el cual se encuentra en el meridiano 0° y se denomina Tiempo Universal Coordinado (UTC). EL UTC rige los husos horarios, los cuales son desviaciones negativas y positivas del UTC, dependiendo si se encuentran al este u oeste del meridiano de Greenwich. Por otro lado, las horas de los distintos husos horarios se definen como Tiempo Local Estándar (TLE).
- Tiempo Solar Medio (TSM): Este se basa en un día solar promedio e idealiza el movimiento aparente del sol en ciclos de 24 horas, con una duración anual de 365.242 días, en el cual cada hora solar dura exactamente 15° de rotación terrestre. De esta forma, el TSM se calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$15 \left[\frac{^\circ}{hr} \right] = \frac{360^\circ}{24[hr]} \quad (2.1)$$

- Tiempo Solar Aparente (TSA): Es el tiempo que efectivamente refleja la posición del sol. Se diferencia al TSM debido a la velocidad variable de la rotación del sol durante el año.

Para poder medir la diferencia entre TSA y TSM se usa la ecuación del tiempo, la cual se define como:

$$ET = 9,87 \sin(2B) - 7,58 \cos(B) - 1,5 \sin(B) \quad (2.2)$$

$$B = \frac{(N - 81)360}{364} \quad (2.3)$$

Esta ecuación del tiempo está medida en minutos y varía según el año (N).

El tiempo estandar se basa por zonas horarias normalmente la hora civil es la del huso horario mas cercano. Existe una diferencia entre longitud estandar (λ_s) y la longitud local (λ_L):

$$\Delta\lambda = -4(\lambda_s - \lambda_L)$$

Luego el TSA se calcula de la siguiente manera:

$$TSA = TLE + ET - -4(\lambda_s - \lambda_L)$$

Una vez finalizado esta pequeña instrucción sobre nociones basicas de la gemometría terrestre, se introducirá a los conceptos que involucran la interacción de la tierra con el sol.

Como sabemos la tierra orbita alrededor del Sol, dando origen a una elipse con una excentricidad muy pequeña cuyo valor es de 0,01673 y un radio promedio entre el sol y la tierra de $1,495 \times 10^{11}[m]$ (vease ilustración 2.2).

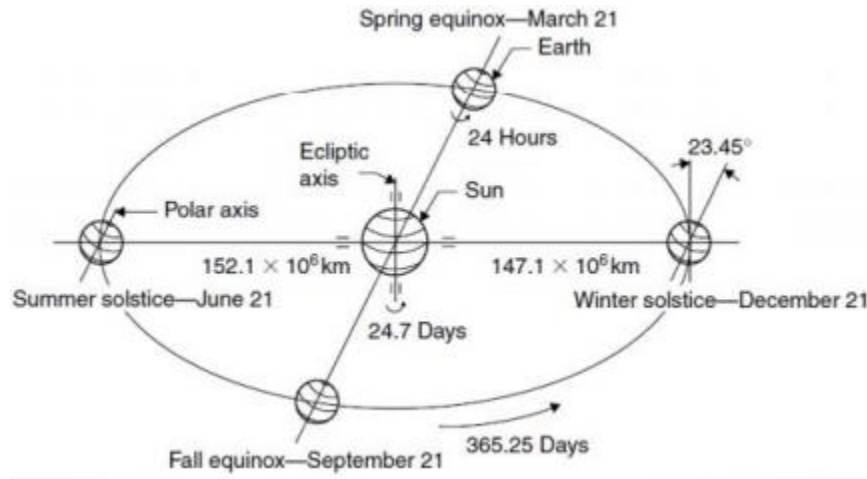


Ilustración 2.2: Órbita de la tierra alrededor del sol [2]

Para poder ubicar el sol en el cielo se utiliza un sistema de coordenadas geocentricas, las cuales son:

- Declinación: es la desviación angular de los rayos del sol con respecto al eje ecuatorial, este eje tiene un angulo de rotación de $23,45^\circ$ respecto al vector normal al plano de traslación. Este angulo va variando entre $\pm 23,45^\circ$ en el transcurso del año, como se observa en la ilustración 2.3, y su expresión matemática es:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] \quad (2.4)$$

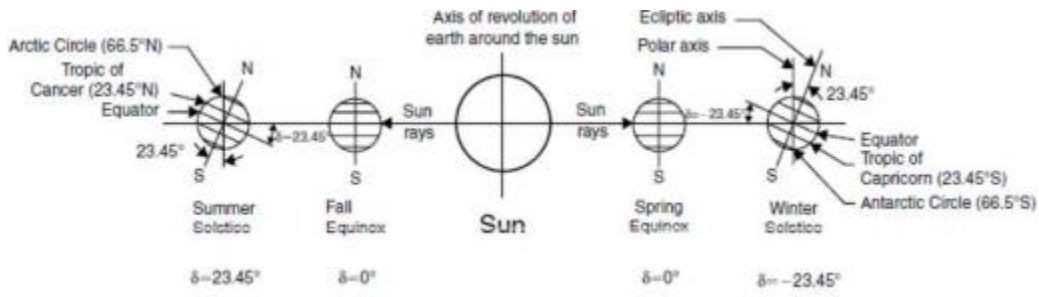


Ilustración 2.3: Declinación de la Tierra. [40]

- Hora solar: Se denomina hora solar al ángulo, en el cual rota la Tierra, para traer el meridiano del lugar directamente bajo el sol, de modo que, la hora solar al mediodía es el ángulo 0° y las horas posteriores al mediodía son positivas. Matemáticamente se expresa:

$$h = (TSA - 12) \times 15^\circ \quad (2.5)$$

Donde TSA es en horas.

- Altitud (α): Es el ángulo entre el rayo solar y un plano horizontal a la superficie terrestre. El complemento de este se llama zenit solar (Φ). La altitud máxima ocurre en la hora solar 0° , es decir, mediodía.

$$\sin \alpha = \cos \Phi = \sin L \sin \delta + \cos L \cos h \quad (2.6)$$

Gracias a estas fórmulas podemos obtener las horas de puesta y salida del sol, que es cuando la altura solar es 0° . La ecuación para obtener estas horas es la siguiente:

$$h_{ss} = -h_{sr} = \cos^{-1}(-\tan L \tan \delta) \quad (2.7)$$

Donde h_{ss} es la hora de puesta de sol y h_{sr} es la hora de salida del sol.

Azimut solar (z): Es el ángulo entre la proyección de los rayos del sol en el plano horizontal con respecto a una referencia. Este se mide según el hemisferio en el que se encuentra el medidor y si se encuentra en el hemisferio sur se mide con respecto al norte y viceversa. Se define positivo hacia el oeste.

$$\sin z = \frac{\cos \delta \sin h}{\cos \alpha} \quad (2.8)$$

Esta ecuación tiene la siguiente restricción:

$$\cos h > (\tan \delta / \tan L) \quad (2.9)$$

Si no se cumple esta restricción, es debido a que el sol traspasó la línea este-oeste y se debe recalcular de la siguiente manera:

$$z = -180^\circ + |z| \quad (\text{mañana}) \quad (2.10)$$

$$z = 180^\circ - z \quad (\text{tarde}) \quad (2.11)$$

También es de interés determinar el ángulo en que los rayos solares inciden sobre una superficie en particular. Por ello, a continuación, hablaremos de los ángulos de superficie.

Primero definiremos los ángulos de superficie en particular. Estos son:

Inclinación (β): Ángulo entre el plano de la superficie y el plano horizontal.

Azimut de superficie (z_s): Es el ángulo entre la proyección horizontal de la normal de la superficie y la dirección sur.

Incidencia (θ): Se define como el ángulo entre los rayos solares y la normal a una superficie.

Se presentará la estimación del ángulo de incidencia, esta se calcula analizando los ángulos anteriormente. Esta es:

$$\begin{aligned}
\cos \theta = & \sin L \sin \delta \cos \beta \\
& - \cos L \sin \delta \sin \beta \cos z_s \\
& + \cos L \cos \delta \cos h \cos \beta \\
& + \sin L \cos \delta \cos h \sin \beta \cos z_s \\
& + \cos \delta \sin h \sin \beta \sin z_s
\end{aligned} \tag{2.12}$$

Esta ecuación se simplifica en las siguientes configuraciones:

Superficie horizontal:

$$\beta = 0^\circ \tag{2.13}$$

$$\theta = \alpha \tag{2.14}$$

Superficie vertical:

$$\beta = 90^\circ \tag{2.15}$$

$$\begin{aligned}
\cos \theta = & - \cos L \sin \delta \cos z_s \\
& + \sin L \cos \delta \cos h \cos z_s + \cos \delta \sin h \sin z_s
\end{aligned} \tag{2.16}$$

Superficie inclinada apuntando al sur:

$$z_s = 0^\circ \tag{2.17}$$

$$\cos \theta = \sin(L - \beta) \sin \delta + \cos(L - \beta) \cos \delta \cos h \tag{2.18}$$

Superficie inclinada apuntando al norte:

$$z_s = 180^\circ \quad (2.19)$$

$$\cos \theta = \sin(L + \beta) \sin \delta + \cos(L + \beta) \cos \delta \cos h \quad (2.20)$$

Radiación solar: Son las ondas electromagnéticas que son producidas por el sol y que se encuentra de $5777[K]$. Esta radiación alcanza un valor promedio de $1367 \left[\frac{W}{m^2} \right]$, el cual va variando a lo largo del año. La radiación en plano normal a los rayos solares se modela de la siguiente manera [3]:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \left(\frac{360N}{365} \right) \right) \quad (2.21)$$

Donde los subíndices o y n indica extraterrestre y normal, respectivamente.

Para la radiación solar extraterrestre en plano horizontal, se define de la siguiente manera:

$$G_{oh} = G_{on} (\sin L \sin \delta + \cos L \cos \delta \cos h) \quad (2.22)$$

Donde el subíndice h indica horizontal.

Definiremos tres conceptos que cuantifican la energía transmitida por radiación:

Irradiancia (G): Tasa de transferencia de energía radiante sobre una superficie $\left[\frac{W}{m^2} \right]$.

Irradiación: Cantidad de energía incidente en una superficie en un cierto periodo de tiempo. Es decir, es el área bajo la curva de la irradiancia versus el tiempo. Las siglas que se utilizan son I (horaria), H (diaria), $\bar{H}$ (mensual).

Insolación: Es idéntico a la irradiación, pero referido únicamente a energía solar.

Atenuación Solar: La radiación extraterrestre a medida que se transporta por la atmósfera va interactuando con las partículas de estas. Esto ocasiona la absorción y dispersión de las ondas electromagnéticas, este fenómeno se conoce como dispersión.

Los tres mecanismos principales de dispersión son reflexión hacia el espacio, dispersión y absorción [4].

- El primer mecanismo (dispersión hacia el espacio), ocurre por la reflexión de los gases de la atmósfera que reenvían las ondas hacia el espacio.
- La dispersión o “*scattering*”, es el mecanismo que ocurre cuando el fotón de la onda es afectado por alguna partícula que se encuentra en el medio, la cual no logra absorber, provocando que cambie su dirección. Por lo tanto, mientras más pequeña sea la longitud de onda, mayor será la dispersión.

Por otro lado, las moléculas de gases que tienen tamaños relativamente más pequeños que la longitud de onda, causan que la radiación incidente se disperse en todas las direcciones, dando origen al fenómeno conocido como dispersión de Rayleigh.

- Por último, se describe el mecanismo de absorción. Este mecanismo consiste en la absorción de energía por un determinado gas cuando la frecuencia de la onda es

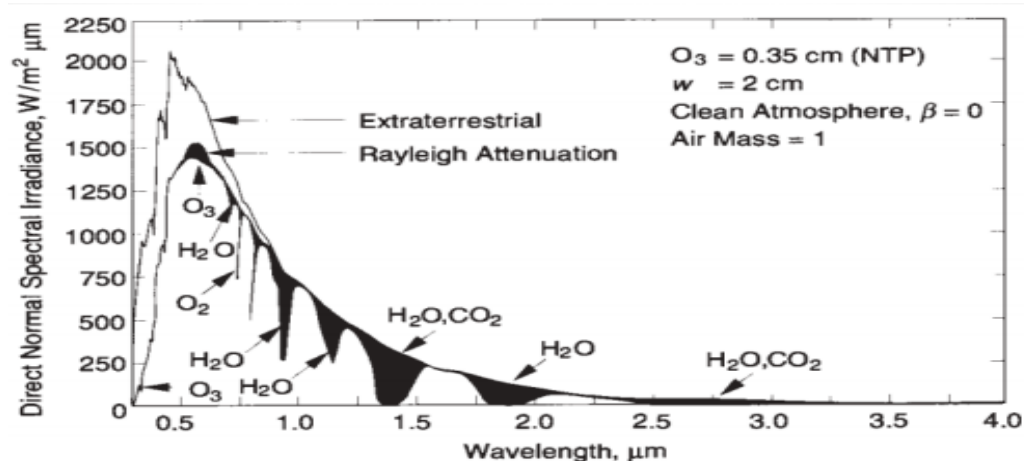


Ilustración 2.4: Absorción (zona oscurecida) y dispersión (entre extraterrestre y oscurecido) de espectro de radiación normal. [29]

parecida a la frecuencia vibracional molecular del gas mismo. Este gas al absorber energía produce un aumento de temperatura, lo que deriva en que se reduzca la cantidad de radiación electromagnética que llega a la superficie terrestre. En la atmósfera los gases con mayor participación de absorción son el ozono para radiación ultravioleta ($\lambda < 0.29 [\mu m]$); y el vapor de agua y dióxido de carbono para radiación infrarroja ($\lambda > 0.8 [\mu m]$).

2.1.2. Componentes de la radiación:

Debido al efecto de atenuación, la radiación solar no tiene una dirección única, pudiendo clasificarse en tres tipos, a saber:

-Radiación directa: Es la porción de la radiación solar que no se ha dispersado atmosféricamente, la cual incide sobre una superficie en la dirección de los rayos solares, empleándose el subíndice b, para representarla.

-Radiación difusa: Es la porción de radiación solar que ha cambiado su dirección debido a la interacción atmosférica, utilizándose el subíndice d para representarla.

-Radiación reflejada: Es la porción de radiación que incide en algún cuerpo solido en la superficie terrestre y que luego incide en la superficie de interés; cuya representación corresponde al subíndice r.

-Radiación global: Es la suma de las tres radiaciones descritas anteriormente, incidentes sobre una superficie.

La ilustración 2.5 describe los tipos de radiaciones:

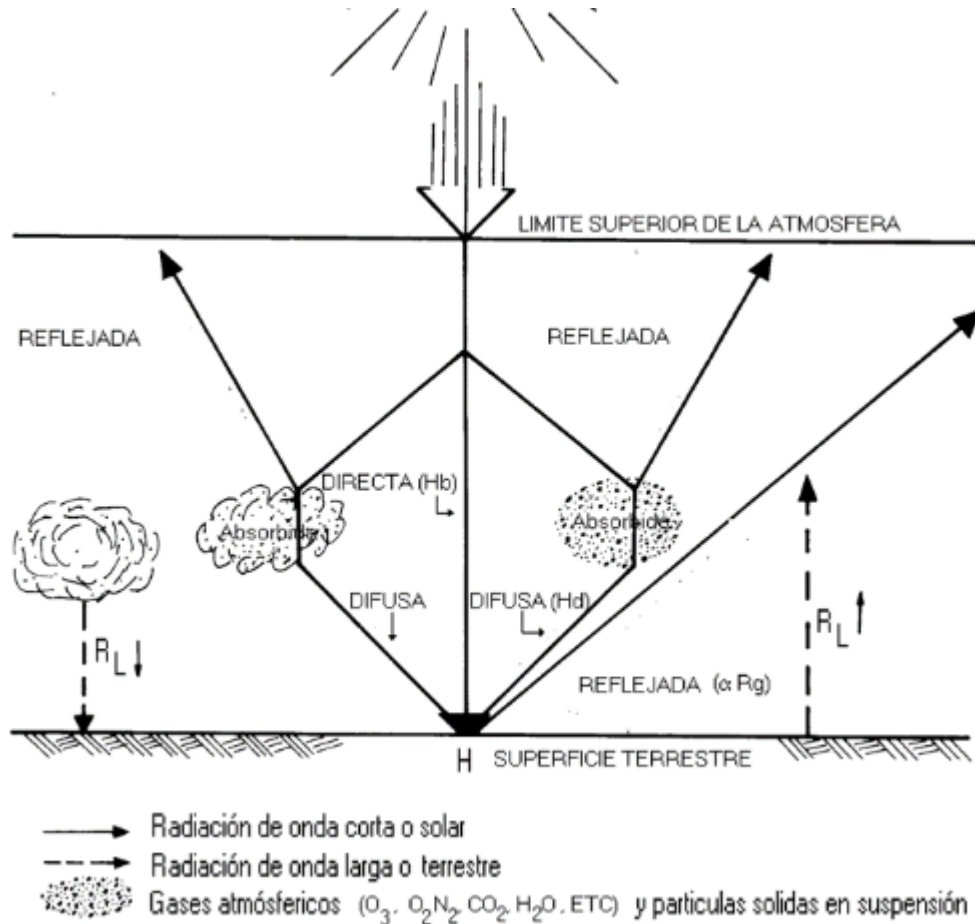


Ilustración 2.5: Radiación directa, difusa y reflejada, además del fenómeno de atenuación en la superficie terrestre. [5]

2.2. Efecto fotovoltaico:

El efecto fotovoltaico es cuando se utiliza la luz para poder generar energía eléctrica mediante una celda fotovoltaica. El efecto fotovoltaico ocurre cuando un átomo de silicio en la red cristalina absorbe un fotón de la radiación incidente a la superficie. Si este fotón tiene la suficiente energía para poder excitar al átomo, este último, libera un electrón de la capa exterior, dando como resultado un hueco en el átomo y un electrón libre, fuera de la estructura cristalina. Esto normalmente desaparece a medida que los electrones libres se recombinan con los huecos en las órbitas de los átomos, por ello, para evitar la reconfiguración, se

construye una barrera de potencial. Esta barrera de potencial se crea dopando el silicio que se encuentra en un lado de la barrera, con pequeñas cantidades de boro para formar un semiconductor tipo P, el cual se caracteriza por tener una deficiencia de electrones en su capa exterior. Mientras que, por otro lado, se crea una barrera que utiliza fósforo para crear un exceso de electrones, formando un semiconductor tipo N. De este modo, si estas dos capas se unen por un circuito externo, ocurrirá un flujo de electrones. Por esta razón, generalmente las células fotovoltaicas están hechas de silicio en su mayoría [5]. De esta forma, el circuito de la celda fotovoltaica está configurado por una base de metal que corresponde a un semiconductor tipo P y una malla de metal, ubicada en la superficie, correspondiente a un semiconductor tipo N, tal como se señala en la imagen 2.6 a continuación.

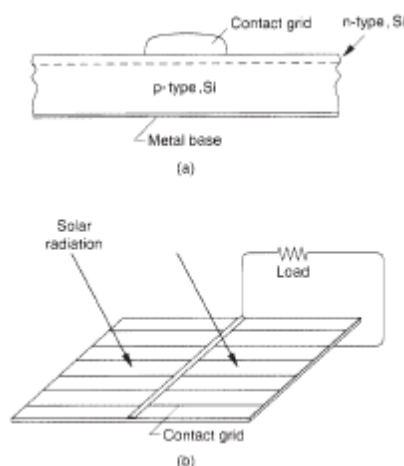


Ilustración 2.6:(a) Sección transversal de una celda de silicio. (b) Esquema de la configuración de los interconectores de arriba de la celda. [30]

2.3. Funcionamientos de celdas, paneles y arreglos:

Como vimos en la sección anterior, una celda o célula solar, es un dispositivo que ocupa el efecto fotovoltaico para poder generar electricidad a través de la luz. Por esto, para poder obtener una mayor potencia, y considerando que el voltaje y la corriente de las celdas es muy bajo para ser utilizado; las células se conectan en serie a modo de fila y cada fila se conecta en paralelo, dando origen a los denominados módulos solares. Sin embargo y a pesar de estar conectadas en series paralelas, cada fila en serie del módulo solar no es exactamente igual a las otras, lo que trae como consecuencia que la corriente fluya desde una fila de mayor voltaje a otra de menor voltaje, produciendo una pérdida de energía dentro del módulo, dañando el panel. Siendo esta la razón de que las celdas sean equipadas con diodos “*by-pass*”, para de

este modo aminorar el daño y mantener la integridad del módulo. Este mismo fenómeno también puede ocurrir por alguna sombra de alguna sección del módulo.

Los módulos solares están contruidos por las siguientes partes:

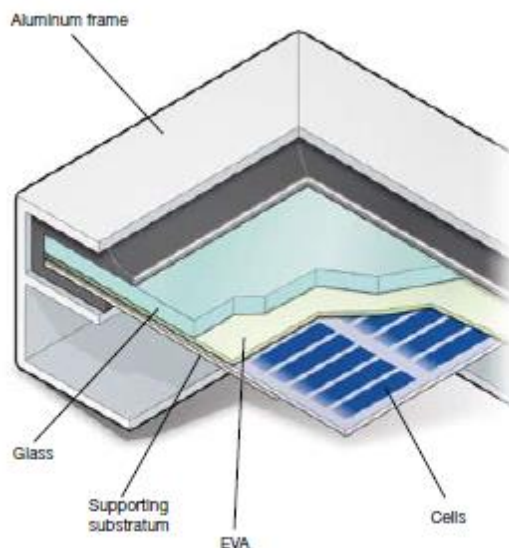


Ilustración 2.7: Partes de un módulo cristalino de silicio. [6]

- Una lámina protectora que se encuentra en la superficie expuesta a la luz solar. Esta lámina tiene que ser altamente transparente para permitir el paso de luz y con alta resistencia para poder proteger a los paneles de los fenómenos ambientales. Siendo el vidrio templado el material más usado en la construcción de módulos solares debido a su alta resistencia.
- Un material encapsulante evita el contacto directo entre el vidrio y la celda, eliminando el espacio entre vidrio y celda que se originan debido a las imperfecciones de superficies de las células y aislando eléctricamente la celda del resto del panel. El EVA es el más usado.
- Un soporte posterior que también ayuda a proteger la celda de los fenómenos ambientales.
- Un cuadro de metal que le da soporte al panel, generalmente hecho de aluminio.

Luego para poder obtener mayor corriente y voltaje, se realizan arreglos de paneles conectados en series y estos arreglos son conectados en paralelos para obtener el poder requerido. Estas configuraciones se muestran en la ilustración 2.8.

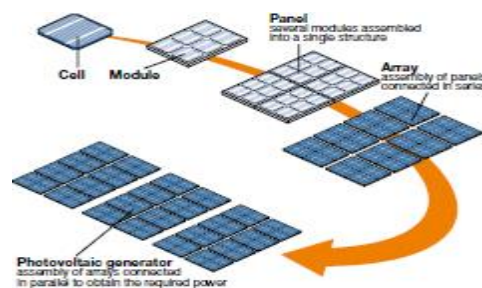


Ilustración 2.8: Configuración de los módulos solares. [14]

2.4. Tipos de fallas en paneles solares para módulos de silicios:

Los módulos fotovoltaicos fallan por una amplia variedad de razones. A continuación, detallaremos las fallas que le ocurren a los paneles de silicios y sus causas:

Delaminación: La delaminación afecta el encapsulante del panel, el cual pierde adhesión, perdiendo la función de proteger a la celda. Estas fallas ocurren comúnmente por las alteraciones de las propiedades debido a la exposición de radiación ultravioleta y/o temperaturas excesivas.

Falla en junction box: Antes de explicar la falla, se explicará brevemente, lo que es el “*junction box*”. El junction box es el contenedor fijado en la parte posterior del módulo cuya función es proteger las conexiones de los string de cada panel a los terminales externos. Por lo general, estas cajas contienen los diodos de by-pass que protegen a cada string del módulo en el caso que haya un hot spot o sombreado. En el campo de trabajo se han observado las siguientes fallas:

- Cajas abiertas o mal cerradas por un proceso de fabricación deficiente.
- Fijación deficiente del junction box a la parte posterior del módulo.
- Ingreso de humedad, la cual causa corrosión en las conexiones del junction box.

-Pésimas conexiones, las cuales causan arcos internos en la caja de conexiones. Estos arcos son muy peligrosos, ya que pueden generar un incendio en el panel.

Decoloración de EVA: Uno de los mayores mecanismos de degradación es la decoloración del encapsulante. Este tipo de degradación es predominantemente un problema estético. Esta falla se relaciona con una baja de corriente para el módulo afectado. La causa de este problema es la incompatibilidad de los aditivos del EVA a la exposición en el campo, pudiendo generar partículas descolorantes o el agotamiento de un aditivo dejando más expuesto al daño al EVA. Si la decoloración de EVA no es tan severa y se encuentra localizada en una celda, no es un problema de seguridad para el panel solar. Sin embargo, no es común que la decoloración esté correlacionada con otra falla.

Celdas trizadas: Las celdas fotovoltaicas están hechas de silicio, un material muy frágil, lo que es una característica relevante, debido a posibles fracturas o trizaduras, las cuales a menudo no son visible a simple vista.

En el proceso de fabricación existe una variación intrínseca que puede provocar fallas en el módulo, luego, otra gran fuente de celdas trizadas se debe al proceso de embalaje, transporte e instalación del módulo, sin embargo, y pesar de la fragilidad de la celda, no todas las trizaduras pueden ser consecuencia de estos procesos y siempre que sean microscópicas, no significan que se esté en presencia de un módulo en mal estado, ya que la falla de los módulos se origina en una fuente externa. La trizadura produce zonas de desconexión en la celda o en el peor de los casos, circuitos abiertos en la celda, generando bajas de potencia en el módulo.

Snail tracks: Un snail tracks es una decoloración que puede variar entre negro y plomo de la pasta de plata que se utiliza en la celda. El nombre de snail track es que luce similar al rastro de un caracol en el vidrio frontal. Esta falla hace visible las fisuras de las celdas las cuales reducen la potencia del módulo.

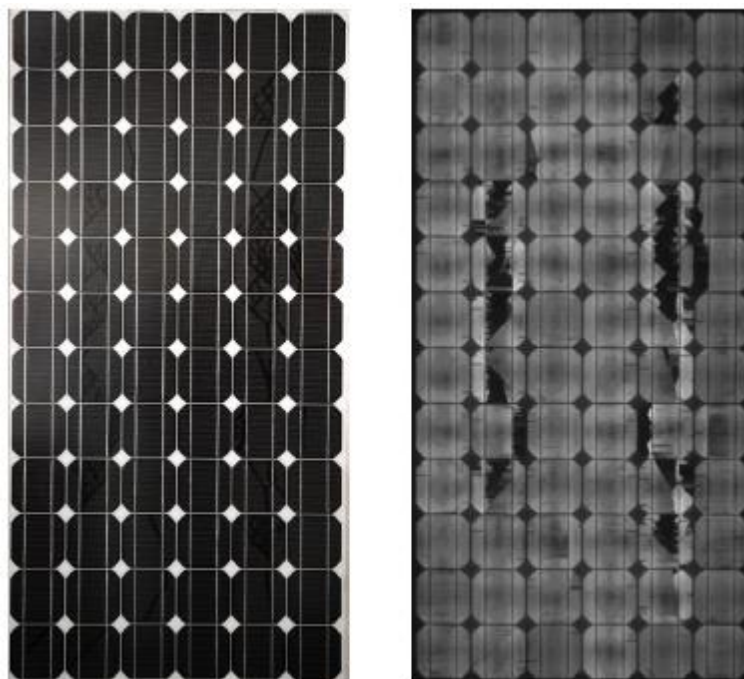


Ilustración 2.9: Panel con snails tracks en una prueba de electroluminiscencia. [16]

Celdas desconectadas e interconectores rotos: Los módulos cristalinos tienen cierta cantidad de celdas solares que estas están interconectadas, como ya se mencionó, para obtener un mayor voltaje. Una serie de células interconectadas se llama string; y estos string están conectados en serie o en paralelo por interconectores, cuyas fallas se deben principalmente al ciclado térmico o al estrés mecánico continuo. Es común encontrar conexiones débiles de la celda o strings y que estas continúen en la desconexión.

Diodos By-pass defectuosos: Los diodos By-pass tienen la misión de reducir la pérdida de potencia causado por el sombreado parcial en el módulo solar, además, evitan que ocurra una polarización inversa de las celdas. Si la celda tiene una polarización mayor a la cual está diseñada, ocurren hotspots, que pueden causar brownings, marcas de quemaduras o en el peor de los casos fuego. Los diodos que se ocupan normalmente en los paneles solares son muy susceptibles a altas descargas de voltaje estático y a estrés mecánico.

Es difícil encontrar fallas a simple vista en los diodos, ya que estas solamente pueden llamar la atención en anomalías de la curva I-V. [7]

Pérdidas por soiling: Son las pérdidas referidas al depósito de nieve, suciedad, polvo y otras partículas en la superficie del módulo fotovoltaico. Las partículas de polvo que cubren los arreglos solares, por lo general tienen un diámetro menor a $10[\mu m]$ aunque esto depende de la ubicación geográfica y su respectivo clima. Sus naturalezas pueden ser el viento, cenizas de erupciones volcánicas o el movimiento vehicular, entre otros. El soiling afecta al rendimiento del panel, ya que genera sombreado en el panel, impidiendo llevar a cabo su función en condiciones óptimas. Este tema se desarrollará más adelante en la sección 3.3.

2.5. Indicadores de desempeño para plantas solares:

Para evaluar el desempeño de una planta generadora de energía, el método tradicional es estimar la relación entre la energía generada por la planta en un tiempo establecido y la generación máxima de energía para el mismo período, aunque este tipo de evaluaciones se emplean para diferentes formas de generación de energía tales como petróleo, carbón, gas, energías renovables, entre otras. La energía solar se diferencia a otros tipos de fuente de energía, debido a la intermitencia de la radiación solar y otros factores climáticos que afectan, a largo plazo, el rendimiento de las plantas generadoras. Hay seis factores principales que se ocupan para medir el desempeño de plantas solares, estos son:

Eficiencia del sistema: Es la relación entre la energía generada por el panel y la radiación solar incidente en el panel [8]. Esta está dada de la siguiente forma:

$$\eta_{sistema} = \frac{\text{Energía generada del sistema fotovoltaico en kWh}}{\text{Irradiación solar incidente en el sistema fotovoltaico en kWh}} \quad (2.23)$$

Si comparamos la eficiencia de los sistemas de plantas fotovoltaicas con la eficiencia de otro tipo de plantas generadoras de energía es bastante bajo. Este factor depende de la eficiencia

de los módulos de los paneles, el cual tiene un rango de eficiencia entre 14% y 17% en STC, sumada a la eficiencia del inversor que está en el rango de 95% y 98%. Este indicador es muy útil cuando se requiere comparar diferentes diseños y marcas de sistemas fotovoltaicos, pero no para comparar con otras energías.

Fracción solar: Este indicador relaciona la energía que aporta el sistema solar y la carga de energía en el lugar. Este factor indica cual es la contribución de la energía solar para la carga requerida en el sitio, por lo tanto, no funciona comparar este factor con otros sistemas similares en sitios diferentes. Este se representa como [9]:

$$SF = \frac{\text{Energía generada del sistema fotovoltaico en kWh}}{\text{Carga de energía requerida en kWh}} \quad (2.24)$$

Factor de capacidad: Se define como la razón entre la producción anual del sistema fotovoltaico versus la energía que entregaría el sistema funcionando las 24 horas del día durante todo el año [10].

Se define de la siguiente manera:

$$C_f = \frac{\text{Energía generada del sistema fotovoltaico por un año en kWh}}{\text{Capacidad máxima del sistema fotovoltaico por un año en kWh} \times 8760 \text{ horas}} \quad (2.25)$$

Estos valores van entre un rango de 0,1 y 0,2 [11], siendo bajos, ya que este factor se limita por las horas de sol.

Performance ratio: Este indicador cuantifica la razón entre la energía generada producida del sistema fotovoltaico y la eficiencia del sistema solar en STC por la radiación global incidente. Este factor ayuda para poder identificar pérdidas en el sistema [12]. La ecuación para su cálculo es:

$$PR = \frac{\text{Energía generada del sistema fotovoltaico en kWh}}{\frac{POA}{GHI_{stc}} P_{stc} \text{ en kWh}} \quad (2.26)$$

El performance ratio es independiente del tamaño de la planta y permite comparar distintas plantas. El factor tiene una alterna con corrección que es representa en la sección 3.1.

Rendimiento final de sistemas fotovoltaicos: Es la energía producida real en un determinado período de tiempo dividido por la máxima capacidad instalada del sistema fotovoltaico [13]. Se describe de la siguiente manera:

$$Y_f = \frac{\text{Energía generada del sistema fotovoltaico [kWh]}}{\text{Capacidad máxima del sistema fotovoltaico [kW]}} \quad (2.27)$$

La capacidad máxima del sistema fotovoltaico es la potencia máxima de los paneles multiplicadas por los números de paneles solares. Es muy útil para poder comparar distintas marcas en ubicaciones diferentes.

Índice de desempeño: Es el rendimiento del sistema fotovoltaico al considerar las pérdidas térmicas debidas al sobrecalentamiento del panel fotovoltaico y las pérdidas de funcionamiento del inversor, permitiendo comparar el sistema fotovoltaico en distintas instalaciones o para realizar análisis bajo diferentes condiciones climáticas [14].

$$PI = \frac{\text{Energía generada del sistema fotovoltaico [kWh]}}{POA[kWh] \times \eta_{PV} \times \eta_{inv}} \quad (2.28)$$

Donde POA es la radiación global incidente, η_{PV} es la eficiencia del panel a la temperatura real de la superficie y η_{inv} es la eficiencia del inversor.

3. Estado de arte.

3.1. Performance ratio (PR):

El performance ratio se define en la norma IEC 61724 [15] y como se habló anteriormente es comúnmente usado para medir el desempeño de plantas fotovoltaicas para las pruebas de aceptación y operación. Este indicador señala cuan efectiva es la planta en el proceso de convertir la energía solar en electricidad. El PR cuantifica las pérdidas ocasionadas por distintos factores que influyen en el desempeño de la planta fotovoltaica. Algunos de estos factores están fuertemente relacionados con factores climáticos y debido a que la temperatura del panel es totalmente dependiente del clima, el performance ratio se ve afectado del entorno en el cual es instalado. Por lo tanto, si la temperatura del panel varía, el performance ratio también lo hace. Esta variación es altamente sensible dependiendo de la hora del día (ver figura 3.1) o a la estación en la cual se encuentre, al momento de realizar la medición, viéndose afectado por el cambio estacional a lo largo del año.

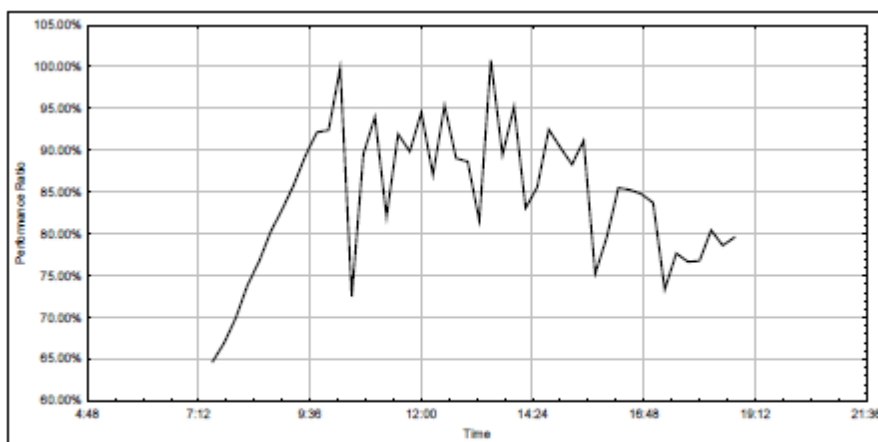


Ilustración 3.1: Variación del performance ratio durante el día. [33]

La variabilidad del performance ratio influye en la confiabilidad del performance ratio nominal de la planta, ya que comúnmente no se indica la temporada de medición en el cual se calculó. Esto afecta en la comparación de distinto lugares en el que se encuentran las plantas fotovoltaicas. El performance ratio a menudo se corrige a la temperatura de condiciones estándar, la cual es 25°C . Esta corrección genera altos valores del performance ratio, ya que la temperatura de operación de los paneles es superior a estos. Esta corrección anula la variabilidad estacional pero no el efecto del clima local. Entonces esta corrección no es adecuada porque cambia el valor indicado en el contrato.

El NREL (National Renewable Energy Laboratory) propone eliminar esta variabilidad del PR sin cambiar el PR establecido en el contrato, realizando una corrección de temperatura, a la temperatura promedio de trabajo del módulo en el lugar en específico, el cual tiene como objetivo corregir los efectos climáticos relacionado a la temperatura del panel. Este laboratorio modificó la ecuación presentada por la IEC 61724, a una ecuación que corrige las condiciones meteorológicas dependientes del lugar, la cual traslada el performance ratio a la temperatura promedio de operación del panel [16].

La ecuación presentada por la IEC 61724 es:

$$PR = \frac{\sum EN_{ac}}{\sum \left[P_{stc} \left(\frac{G_{POA}}{G_{stc}} \right) \right]} \quad (3.1)$$

Y el NREL la transformó a:

$$PR = \frac{\sum EN_{ac}}{\sum \left[P_{stc} \left(\frac{G_{POA}}{G_{stc}} \right) \left(1 - \frac{\delta}{100} (T_{cellavg} - T_{cell}) \right) \right]} \quad (3.2)$$

Donde:

- PR_{corr} =performance ratio corregida.
- P_{salida} = Potencia de salida del panel.
- P_{STC} = Potencia nominal del panel en condiciones estándar.
- G_{POA} =Irradiancia.
- G_{stc} =irradiancia en condiciones estándar.
- T_{cell_i} = temperatura de celda.
- $T_{cell_{typavg}}$ = Temperatura promedio.
- δ = coeficiente de temperatura.

A continuación, se presentan las simulaciones que hizo este instituto para comparar los dos indicadores:

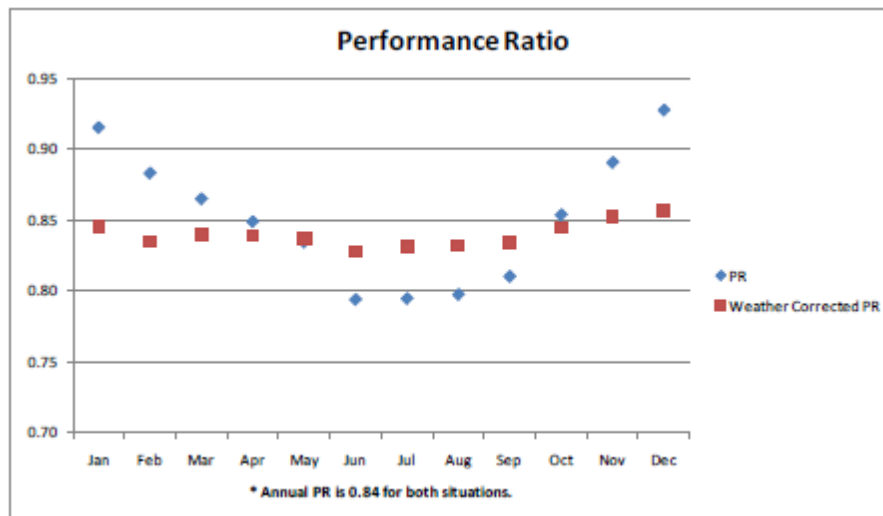


Ilustración 3.2: Comparación entre el PR y el PR corregido [34].

Se observa en la figura que el indicador corregido muestra una menor variabilidad a lo largo del año, lo que lo convierte en una mejor opción para garantizar el PR establecido en el contrato.

3.2. Modos de degradación:

Los modos de degradación son mecanismos que deterioran irreversiblemente el desempeño de un módulo PV o que causan problemas de seguridad. Los modos de degradación más observados son: degradación inducida por luz (LID), falla por fatiga de la soldadura, falla del diodo by-pass, delaminación, grietas en las celdas, corrosión, decoloración polimérica, degradación ultravioleta, falla mecánica polimérica y degradación de potencial inducido. Los modos mencionados anteriormente tienen diferentes causas y se activan por distintos factores de estrés.

Modelación de degradación: El objetivo de un modelo de falla es relacionar el tiempo estimado de falla de un objeto de prueba, a medida que se va desgastando en el periodo de uso. Los modelos de degradación ayudan a cuantificar la pérdida de desempeño del sistema fotovoltaico que experimenta mientras se encuentra en operación. Los modelos de

degradación generalmente son usados como base de datos o derivados de principios físicos usando procesos estocásticos. Los modelos que usan base de datos son aplicados para analizar los datos de degradación. Ver la degradación a través de modelos estocásticos ayuda a caracterizar teóricamente el proceso de degradación.

La fusión de ambos métodos podría mejorar el conocimiento sobre el futuro de los sistemas fotovoltaicos, ya que, por un lado, los modelos de base de datos ayudan a examinar las pérdidas de desempeño general del sistema, y por el otro, al usar un modelo analítico podemos llegar a la causa que las provoca. [17]

A continuación, se presentan los dos tipos de modelos:

- Modelos de base de dato: Son usados para estimar la tasa de degradación basado en análisis estadísticos. Su objetivo es calcular la tendencia de la serie de tiempo del desempeño del panel fotovoltaico y traducir la pendiente de la línea de tendencia a una tasa de pérdida anual. Estos modelos proporcionan tasas de pérdida de rendimiento (PLR) consistentes que sirven para la predicción de su vida útil, no identificando el modelo de degradación por el que falla. Otros efectos intervienen en la tendencia de los datos tales como el soiling, las sombras, etc. Por eso se habla de un PLR y no de una tasa de degradación.
- Modelos analíticos: Están basado en teoría física y química de un modo de degradación en específico. Para modos conocidos de degradación de los módulos fotovoltaicos, se encuentran varios modelos analíticos para pronosticar la degradación de los módulos fotovoltaicos. Todos estos modelos son basados sobre el principio de compresión del proceso subyacente, sin embargo, no incluyen la influencia de los parámetros de materiales.

Modelos de pérdida de desempeños:

En los modelos de bases de datos, la preparación de información es necesaria para poder minimizar los datos atípicos y ruidosos, sin mencionar la posibilidad de eliminar la irradiancia no homogénea. Una vez preparada la información, se escoge una métrica de

desempeño para luego calcular el PLR usando métodos estadísticos, teniendo como fin principal, minimizar la variación estacional y eliminar aquellos datos atípicos.

- a) Métricas de desempeño: Para poder analizar estadísticamente los modelos de desempeño se aplican ciertos parámetros de calificación de desempeño del sistema fotovoltaico. Estos parámetros se pueden expresar en métricas de desempeño, las cuales son medidas en un intervalo en específico.

Estas métricas son categorizadas en tres grupos los cuales son:

- 1) Evaluación de curva IV. A partir de un trazado de curva de corriente y voltaje se obtienen parámetros eléctricos que develan el punto máximo de potencia, el voltaje del circuito abierto y la corriente de corto circuito. Con estos parámetros se puede calcular el factor de forma, lo cual indica cuan eficiente es el panel solar. Una vez que se realizan mediciones de curvas IV, en un periodo establecido de tiempo, corresponde observar si alguno de estos parámetros sufre una baja inesperada, debiéndose realizar revisiones a los módulos involucrados, ya sea, con pruebas “*indoors*” u “*outdoors*”. Un ejemplo de estas pruebas son las termografías y los ensayos de electroluminiscencia.

Las pruebas “*indoor*” cuentan con la ventaja de ser más precisas, sin perjuicio de la implicancia del tiempo en que el panel está fuera de servicio o los riesgos asociados al transporte o incluso los eventuales daños, como trizaduras, durante la manipulación del panel mediante la realización del análisis. Estos factores deben ser considerados para pronunciarse sobre cuál es la estrategia de mantenimiento que se aplicará en la planta fotovoltaica.

- 2) Métricas empíricas. Su objetivo es obtener datos de desempeño mientras se toma en consideración la dependencia entre los valores de salida del sistema fotovoltaico y las condiciones exteriores. A través de coeficientes empíricos e información climática se desea obtener parámetros de desempeño, como eficiencia o punto de máxima potencia. (Las métricas más usadas son las de valores de desempeños 6-k y PVUSA).

El modelo de valores de desempeños 6-k describe el desempeño a través de la eficiencia relativa (η_{REL}) corregido a condiciones estándar (STC) en función a la

irradiancia en el plano (G_{POA}) y la temperatura del módulo (T_{mod}), representándose de la siguiente forma:

$$\eta_{REL}(G', T') = 1 + k_1 \ln(G') + k_2 \ln(G')^2 + k_3 T' + k_4 \ln(G') + k_5 T' \ln(G')^2 + k_6 T'^2 \quad (3.3)$$

Para obtener los coeficientes k , se ajusta la ecuación anterior a los datos experimentales.

Los valores de irradiancia en el plano y la temperatura del módulo se normalizan de la siguiente manera:

$$G' = \frac{G}{G_{stc}} \quad (3.4)$$

$$T' = T_{mod} - T_{stc} \quad (3.5)$$

Se debe mencionar que hay un modelo promedio para cada tecnología PV, y también, que los coeficientes k se calculan usando datos de diferentes módulos de la misma tecnología.

El otro modelo mencionado anteriormente es el PVUSA. Al calcular la potencia corregida se asume que la corriente depende principalmente de la irradiancia y que el voltaje depende de la temperatura del módulo, que a su vez depende de la temperatura ambiental, la irradiancia y la velocidad del viento. Se realiza una regresión de la potencia máxima (P_{MPP}) del sistema bajo las condiciones de prueba de PVUSA (PTC). Esta es:

$$P_{MPP} = G_{POA}(A + BG_{POA} + CT_{am} + Du_w) \quad (3.6)$$

Condiciones PTC:

$$G_{PTC} = 1000 \left[\frac{W}{m^2} \right], T_{PTCam} = 20[^\circ C]. u_W = 1 \left[\frac{m}{s} \right] \quad (3.7)$$

Primero se selecciona valores de irradiancia en el plano superior a $800 \left[\frac{W}{m^2} \right]$, las cuales son ajustadas para calcular valores mensuales de los coeficientes A, B, C y D aplicando una regresión de multivariantes, luego estos coeficientes se utilizan para recibir ponderaciones mensuales en PTC. Esta metodología está optimizada para módulos de silicio cristalino, desarrollándose una adaptación para los módulos thin-film agregando un coeficiente E.

3) Métricas corregidas y normalizadas.

Son aquellos, parámetros de métricas corregidas y normalizadas que son muy útiles cuando se quiere comparar distintas tecnologías en diferentes climas. Los datos de desempeños de sistemas fotovoltaicos son normalizados a métricas comparables, sin unidad o corregida respecto a condiciones exteriores. La métrica más utilizada es el performance ratio, este parámetro se describió en la sección 3.1.

- b) Métodos netamente estadísticos: Los métodos de análisis estadístico son usados para obtener la tendencia de desempeño en determinado lapso, pudiendo interpretar la pendiente de la función de tendencia, como el PLR. La dificultad de este método es encontrar una buena estimación del PLR, ya que el resultado depende significativamente del método estadístico utilizado en una métrica de desempeño y el filtrado de datos que se aplica para aquello.

Los métodos de análisis estadístico se pueden dividir en métodos basados en modelos como la regresión lineal, la descomposición estacional clásica CSD (classical seasonal decomposition), el método de suavizado exponencial Holt-Winters (HW), modelo ARIMA (autoregressive integrated moving average) o la descomposición

estacional tendencial usando LOES (STL). Estos modelos se describirán con mayor detalle a continuación:

- 1) Regresión lineal simple (SLR): Este modelo tiene un enfoque directo. Su ajuste de tendencia viene dado por:

$$\hat{y} = at + b \quad (3.8)$$

Donde a es la pendiente y b es el intercepto con el eje y .

El algoritmo SRL usa el método de los mínimos cuadrados, el cual consiste en sumar los cuadrados de la diferencia entre la línea de tendencia y el punto real medido, para encontrar el mínimo valor a esta suma. Los cuadrados entregan mayor peso a los datos más dispersos. Cabe mencionar que este método se ve muy afectado por los datos atípicos y las variaciones estacionales, lo cual produce incerteza.

- 2) Descomposición estacional clásica (CSD): Este método es muy usado y consiste en separar la estacionalidad y los valores irregulares, de un conjunto de datos de la serie de tiempo, para entregar una clara tendencia en el tiempo. La tendencia se obtiene aplicando un suavizado en movimiento centrado en la serie de tiempo con un periodo estacional establecido, usualmente los datos son anuales, por lo que el periodo es de 12 meses. La ventaja de este método es que entrega una rápida tendencia de la pérdida de desempeño del sistema en cuestión.

La estacionalidad se calcula extrayendo la tendencia y se promedia cada vez a través de los años. Su ajuste se ve representado de la siguiente manera:

$$\hat{y} = T_t + S_t + e_t$$

Donde T es la tendencia, S es la estacionalidad y e es el residuo de información.

- 3) Modelo estacional HW: Este modelo cuenta de una ecuación pronóstico y tres ecuaciones de suavidad como se muestra a continuación:

$$\hat{y}_{t+1} = l_t + b_t + s_{t-s+1} \quad (3.9)$$

$$l_t = A(y_t - S_{t-s}) + (1 - A)(l_{t-1} + b_{t-1}) \quad (3.10)$$

$$b_t = B(l_t - l_{t-1}) + (1 - B)b_{t-1} \quad (3.11)$$

$$s_t = C(y_t - l_{t-1} - b_{t-1}) + (1 - C)S_{t-s} \quad (3.12)$$

Donde l_t es el nivel, b_t la pendiente y S_t es la componente estacional. A, B y C son los parámetros de suavizado.

Existe un modelo aditivo y multiplicativo dependiendo del comportamiento de la estacionalidad. La estacionalidad de los sistemas fotovoltaicos es constante a través de la serie de tiempo, por lo tanto, se usa un modelo aditivo. La elección de los parámetros de suavizado determina cuan rápido declinan los pesos exponenciales sobre las observaciones pasados. Se utiliza comúnmente para tener un comportamiento futuro del sistema fotovoltaico.

- 4) Modelo ARIMA: Es un modelo que contiene muchos métodos en una forma multiplicativa y se describe así ARIMA (p, d, q) (P, D, Q). Donde p es la autorregresión, d es el factor diferencial y q es el promedio móvil.

Si hay estacionalidad en los datos, se agregan los factores P, D, y Q los cuales son similares a los descrito anteriormente, pero con respecto a la estacionalidad.

Debido a la flexibilidad del modelo se pueden tratar de forma adecuada los errores, la variación estacional, valores atípicos y cambios de niveles.

La estacionalidad de una serie de tiempo determina que tan optimo es un modelo ARIMA, usando diferenciación para que la serie de tiempo genere estacionalidad puede ser indispensable. Hay varias formas de diferencia una serie de tiempo, pero la más usada es la primera diferenciación, descrita de la siguiente forma:

$$\hat{y} = y_t - y_{t-1} \quad (3.13)$$

Es decir, la diferenciación es el resto entre dos valores consecutivos, logrando una serie de tiempo con un valor menor que el original.

La esencia del modelo ARIMA es el factor p , es decir, la autorregresión. La variable deseada se calcula usando combinaciones de los valores pasados de la variable. La forma general de una autorregresión de orden p es:

$$\hat{y} = c + \phi_1 y_{t-1} + \phi_2 y_{t-2} + \cdots + \phi_p y_{t-p} + e_t \quad (3.14)$$

Donde c es una constante y e_t es el residuo.

La media móvil tiene un propósito distinto al usado en CSD. Su objetivo es predecir un pronóstico en vez un suavizado al ciclo de tendencia.

- 5) Descomposición tendencial-estacional usando LOESS: Este método es una continuación del modelo CSD agregando el método LOESS para estimar la relación no lineal. La media móvil se reemplaza por una regresión con pesos locales para extraer la tendencia. Gracias a esto la estimación se convierte más robusta y no es tan afectada por valores atípicos o data pérdida. Al igual que CSD, este modelo descompone la serie de tiempo en tres componentes, de esta manera:

$$Y_t = T_t + S_t + R_t \quad (3.15)$$

Donde T_t es la tendencia, S_t es la estacionalidad y R_t es el residuo.

Este método contiene un bucle interno y externo. Cada vez que un ciclo interno actúa son actualizada las componentes de tendencia y estacionalidad. El ciclo exterior incluye un bucle interior seguido por una ponderación de pesos. Esto ayuda a disminuir el impacto del comportamiento de transición y anormal de la tendencia y estacionalidad.

Estos modelos se ocupan para calcular la tasa de pérdida de desempeño o PLR, mediante una regresión lineal a la tendencia del análisis estadístico utilizado. El PLR se calcula de la siguiente forma [18]:

$$PLR = \frac{12a}{b} \left[\frac{\text{porcentaje de pérdida}}{\text{unidad de tiempo}} \right] \quad (3.16)$$

Y su incertidumbre es:

$$u_{PLR} = \sqrt{\left(\left(\frac{12}{b} \right)^2 \times u_a^2 + \left(-\frac{12a}{b^2} \right)^2 \times u_b^2 \right)} \quad (3.17)$$

Donde a y b son los coeficientes de ajuste de la regresión lineal, $u_{a,b}^2$ es la varianza de los coeficientes y u_{PLR} es la desviación estándar de la tasa de pérdida de desempeño.

En un enfoque más técnico la constante a corresponde a la pérdida absoluta en un determinado periodo, usualmente mensual, y b es el valor inicial de la métrica elegida. A continuación, se mostrará un cuadro comparativo entre los distintos modelos presentados:

Tabla 3.1: Comparacion de modelos estadísticos [19].

Característica	SLR	CSD	HW	ARIMA	STL
Diferentes tecnologías	PLR con alta incertidumbre	No recomendable	No recomendable	PLR con alta precisión	PLR con alta precisión
Filtrado y manejo de datos atípico	Importante, los valores atípicos tienen un gran impacto	Importante, los valores atípicos tienen un gran impacto	Robusto a través de promedio ponderados	Robusto a través de la flexibilidad del modelo	Robusto a través de regresión local ponderada

Periodo de tiempo	Largas series de tiempo más adecuada	Elimina primeras y últimas observaciones	Puede evaluar series de tiempo de menor tamaño	Puede evaluar series de tiempo de menor tamaño	Puede evaluar series de tiempo de menor tamaño
Estacionalidad	Sensible a estacionalidad	Sensible a estacionalidad	Insensible a estacionalidad	Insensible a estacionalidad	Insensible a estacionalidad
Estacionalidad de la serie de tiempo	No necesario	No necesario	No necesario	Necesita estacionalidad	No necesario

Modelos de degradación específica usando modelos analíticos:

Para explicar las observaciones experimentales de los diferentes modos de degradación, se desarrollan modelos analíticos basados en las teorías químicas y físicas del modo de degradación en cuestión. Los parámetros que se usan comúnmente para modelar la degradación son los indicadores eléctricos, tales como el punto de máxima potencia (P_{max}), corriente de corto circuito (I_{sc}), resistencia en serie (R_x) y resistencia de derivación (R_{sh}). Por lo tanto, las tensiones ambientales y sus interacciones se evalúan con los componentes del módulo fotovoltaico basado en la reducción del parámetro eléctrico inicial en el tiempo cero y el tiempo de operación en el campo fotovoltaico. Aquí se mostrarán algunos modelos analíticos:

A) Modelo de degradación para corrosión: La corrosión es el modo de degradación que más ocurre en los módulos PV y esta es causada por la presencia de alta humedad y temperatura en el módulo. La humedad puede entrar por el lado posterior del módulo o por las capas de encapsulante, propagándose al interior del módulo, debilitando las uniones adhesivas de cada capa. La corrosión ataca las conexiones metálicas de las células fotovoltaicas y da como resultado una pérdida de la fuerza adhesiva entre las celdas y el marco metálico, así como un aumento de la corriente de fuga, provocando una pérdida de rendimiento. Los modelos empíricos basados en el punto máximo de potencia y resistencia en serie como indicadores de degradación han sido propuestos como modelos de corrosión. Estos modelos son:

- El modelo de Pan:

$$\frac{P_{max}}{P_{max(0)}} = e^{-R_D t^\beta} \quad (3.18)$$

- Modelos P_{max} y R_x acordados por Braisaz:

$$P_{max} = \frac{1 - e^{-B}}{1 + e^{R_D t - B}} \quad (3.19)$$

$$R_x = R_{x(0)} + e^{R_D t - B} \quad (3.20)$$

Donde P_{max} y R_x son la potencia de salida y la resistencia en serie en el tiempo de operación actual, $P_{max(0)}$ y $R_{x(0)}$ son la potencia de salida y la resistencia en serie en el tiempo inicial. β es un parámetro experimental, B es un coeficiente para definir y R_D es la tasa de degradación determinada según la literatura.

Los modelos para el cálculo de la tasa de degradación se basan en el supuesto de que la degradación es proporcional al agua que está en el módulo y teniendo una dependencia con la temperatura de Arrhenius. Estos tres modelos son propuestos según la literatura de la siguiente forma:

Modelo de Peck:

$$R_{Dpeck} = A e^{-\left(\frac{E_a}{k_B T}\right)} R H^n \quad (3.21)$$

Modelo de Eyring:

$$R_{D Eyring} = A e^{-\frac{E_a}{k_B T} - \frac{b}{RH}} \quad (3.22)$$

Modelo exponencial:

$$R_{D\ exp} = A e^{-\frac{E_a}{k_b T}} e^{(m \times RH)} \quad (3.23)$$

Aquí, E_a es la energía de activación de los procesos de degradación [eV], T es la temperatura del modulo [K], k_b es la constante de Boltzmann y RH es la humedad relativa [%], A , n , b y m son parámetros del modelo correspondiente.

No se profundizará en la diferencia de los modelos, ya que no es de relevancia para el presente documento.

B) Modelos de degradación para PID: El PID se suele observar en todas las tecnologías y en casi todas las operaciones climáticas. En condiciones generales, el PID es causado por la diferencia de potencial entre las celdas y las estructuras de soporte del módulo. Esta diferencia genera a una corriente parásita que puede llevar a una degradación.

Ocurren distintos tipos de PID dependiendo de la tecnología utilizada. Los modelos propuestos para la degradación son:

- Modelo pidhacke: Un modelo propuesto por hacke [44] para ajustar la degradación de la potencia de los módulos de silicio es:

$$\frac{P_{max}}{P_{max(0)}} = 1 - A e^{-\frac{E_a}{k_b T}} RH^n \times t^2 \quad (3.24)$$

La constante A y n son determinadas por ajustes en la ecuación de resultados experimentales.

- Modelo exponencial: Este modelo fue aplicado por hacke [43] que predice la ocurrencia de PID en paneles de lámina delgada en funcionamiento, usando pruebas de aceleración de envejecimiento.
- Considerando la derivación, que es el modo de PID que ocurre primero, aplicado a un modelo exponencial basado en temperatura del módulo (T) y humedad

relativa (RH), se pudo observar que se ajustan bien a la tasa de PID para múltiples niveles de estrés en pruebas en cámara. El modelo de potencia se observa de la siguiente forma:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{P_{max}}{P_{max(0)}} \right) = 1 - Af(U) e^{\left(\frac{-E_a}{k_b T} \right)} RH^n \times t \quad (3.25)$$

-

Donde $f(U)$ expresa la dependencia de voltaje.

- Modelo de hattendorf: El modelo de hattendorf está basado en un matiz de experimentos “**indoor**”, donde los módulos están expuestos a voltaje variable, la temperatura misma del módulo y la humedad ambiental. La condición es variada para determinar los parámetros del modelo para la potencia del módulo. El modelo se escribe como:

$$P_{max}(U, T, RH, t) = P_{max(0)} (1 - P(t)) \quad (3.26)$$

-

$$P(t) = \frac{P_{\infty} \left(1 - e^{\frac{t}{\tau_1}} \right)}{1 - e^{\frac{t-t_0}{\tau_2}}} \quad (3.27)$$

$$P(U) = \left(1 + e^{\frac{U-U_0}{\Phi}} \right)^{-2} \quad (3.28)$$

$$t_0 = a \times b \times \hat{t}_0; \tau_1(T) = b^2 \times \hat{t}_1; \tau_2 = \hat{t}_2 \quad (3.29)$$

$$a(H) = \frac{H_0}{H}; b(T) = e^{\frac{T-T_0}{\Phi}} \quad (3.30)$$

El modelo incluye seis parámetros de adaptación, donde $\hat{t}_0, U_0, \hat{t}_1, \hat{t}_2, \Phi$ y ϕ . H_0 y T_0 son parámetros de escalas. La función $P(t)$ describe la pérdida de poder causada por degradación. $P_\infty(U)$ es el limite para $t \rightarrow \infty$; y $a(H)$ y $b(t)$ son funciones de aceleración de humedad relativa.

- Modelos PID según Braisaz : El modelo se basa en la degradación de la resistencia de derivación (R_{sh}) como un indicador, siendo el parámetro más importante para el PID. La evolución de R_{sh} como una función de voltaje, temperatura y humedad relativa este modelado como:

$$R_{sh}(t) = \frac{R_{sh(0)}}{1 + aR_D t} \quad (3.31)$$

$$R_D = A \times U \left(\frac{B}{1 + e^{-C(RH)+D}} \right) e^{-\left(\frac{E_a}{k_B T}\right)} \quad (3.32)$$

Donde R_{sh} es la resistencia de derivación, $R_{sh(0)}$ es la resistencia de derivación inicial, A, B, C , y D son los coeficientes del modelo, U es el voltaje aplicado, y R_D es la tasa de degradación.

C) Modelo para degradación UV.

La exposición a luz ultravioleta ha sido reportada como causa de degradación de paneles fotovoltaicos en un sin número de formas, tal es el caso que podría resultar en una decoloración del material encapsulante o la delaminación en el vidrio encapsulante o del encapsulante de la celda. El parámetro que es más afectado por la exposición UV, es la corriente de corto circuito del panel (I_{sc}). Braisaz [20] propone un modelo para degradación de corriente corto circuito a causa de exposición UV en el tiempo. Ellos encontraron que la curva de degradación no es lineal, sino una curva exponencial decreciente. EL cortocircuito es modelado como una función de UV de manera tal que:

$$I_{sc}(t) = I_{sc}(0) - aD_{uv}(t) - b(1 - e^{(-CD_{uv})(t)}) \quad (3.33)$$

$$D_{uv}(t) = \int_0^t E(u) \times 5.5\% du \quad (3.34)$$

Aquí, D_{uv} es la dosis de radiación UV en $\frac{MJ}{m^2}$ o $\frac{kWh}{m^2}$, I_{sc} es la corriente de cortocircuito en el tiempo (t) , $I_{sc}(0)$ es la corriente de cortocircuito inicial, y a , b , y C son los coeficientes del modelo. La multiplicación por 5.5% se debe a que la radiación ultravioleta es aproximadamente 5.5% del espectro total de la luz $E(u)$.

La ley de Schwarzschild.

Ha sido aplicada por GU para estudiar el efecto de intensidad y la longitud de onda del espectro UV en la decoloración de la laminación del vidrio y encapsulante de los módulos PV. La ley es una función de intensidad tal como:

$$k = A(I)^p \quad (3.35)$$

Aquí k es una constante, I la intensidad, y p es el coeficiente de Schwarzschild.

3.3. Causas de la acumulación de polvo:

Hay dos parámetros independientes uno con el otro, que afectan en la caracterización de la acumulación de soiling en paneles solares; las propiedades del polvo y el entorno local. Las propiedades del polvo consisten en el tamaño, componentes, forma y tamaño [21], mientras que el entorno local se refiere al entorno físico que la actividad humana ha creado directa o indirectamente, tales como construcciones, el tipo de vegetación o las condiciones climáticas. Por otro lado, la superficie es también un factor importantísimo al contribuir en el proceso de soiling, ya que, si la superficie no es lisa, es decir, es rugosa, pegajosa, etc., se permite una mayor acumulación de soiling. La posición del panel, la cual depende de la dirección de la luz solar y el viento, es también importante en el proceso del soiling, ya que mientras más cercano al plano horizontal se encuentre la inclinación del panel, mayor polvo puede

acumular la superficie. También las brisas leves pueden ayudar a la deposición del polvo. En cambio, los vientos fuertes ayudan a limpiar el panel, pero sin embargo y debido a las corrientes de aire, es posible que se afecte la acumulación o disipación en lugares determinados del panel. Las propiedades del polvo tales como el tipo, tamaño, peso, y forma también juegan un rol importante en la dispersión de este.

La figura 3.3 describirá las causas que resultan en la acumulación de soiling.

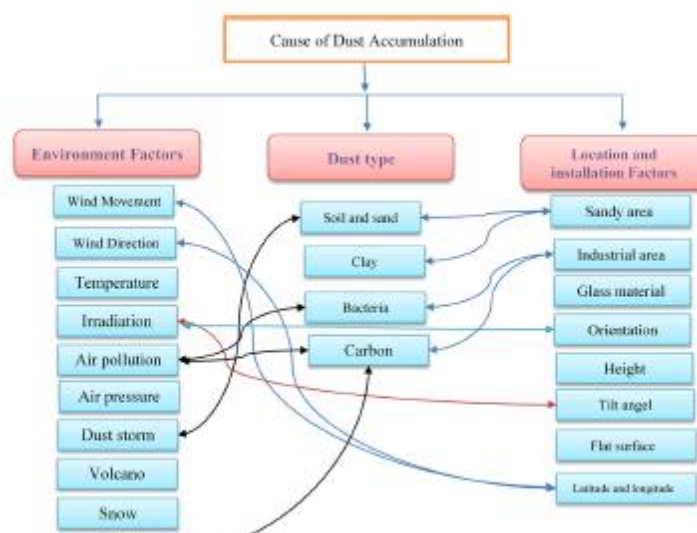


Ilustración 3.3: Causas de la acumulación de polvos. [35]

3.3.1. Sombreado por soiling en desempeño de PV:

El desempeño de un módulo fotovoltaico decrece por la superficie cubierta por soiling, incrementando las pérdidas de potencia en el módulo fotovoltaico. Por lo tanto, la acumulación de soiling en el módulo fotovoltaico puede guiar a un significativo decrecimiento en la energía producida por el módulo solar. La condición empeora en situaciones tales como nevadas, debido a que el módulo solar queda cubierto completamente, no produciendo nada energía.

Sombreado parcial de módulos PV por una sección del panel con soiling:

Además de reducción de energía, algunos tipos de soiling que bloquean algunas celdas del panel, pero no del todo, tienen un efecto severo en los módulos PV. La figura 3.3 muestra un módulo fotovoltaico que consiste en diez celdas y una celda sombreada e inhabilitada para producir alguna corriente. Tal como lo muestra la figura, en esta condición la celda

sombreada actúa como un resistente a la corriente generada de otras celdas, causando que la celda sombreada se caliente y guíen a un hot spot que eventualmente dañará el módulo.

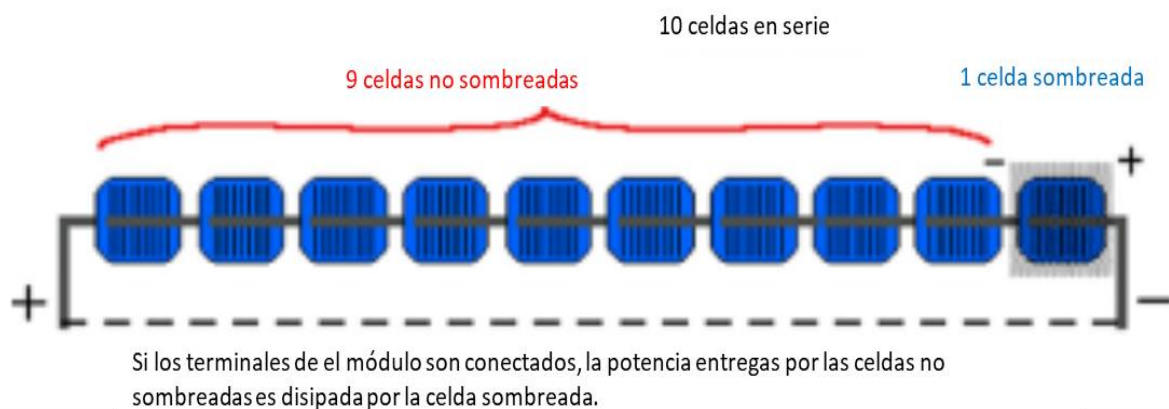


Figura 3.1 : Diagrama que muestra el sombreado de una celda solar en un circuito en serie. [19]

En los módulos cristalinos de silicio, los diodos by-pass son aplicados para resolver el problema de sombreado parcial. Tal como lo muestra la figura 3.5, si el sombreado parcial ocurre, la corriente generada de las celdas que no son afectadas por el sombreado pasa a través del diodo y no por la celda sombreada, demostrando que el diodo by-pass previene que la celda sombreada se caliente, pudiendo originar situaciones de hot-spots.

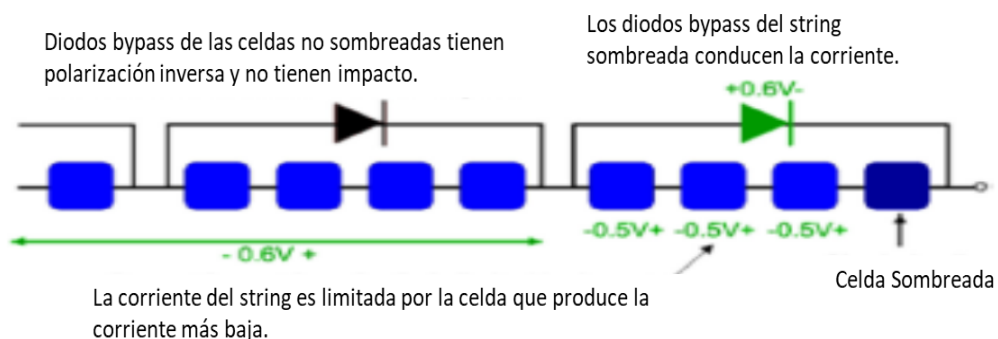


Figura 3.2:Funcionamiento del diodo by-pass en un panel solar. [19]

En general, hay dos tipos de sombreado por soiling en módulos PV llamado sombreado intenso y leve. El sombreado intenso ocurre cuando una suciedad bloquea la luz del sol en una clara y definible forma, mientras que, por el otro lado, el soiling leve es cuando alguna partícula, como el smog en la atmósfera o algún polvo en la superficie del panel solar, reduce la intensidad general de la irradiancia solar que es absorbida por las celdas solares.

Cada tipo de estos sombreados tienen un diferente efecto en los módulos solares. El sombreado leve tiene consecuencias en la corriente del módulo solar, pero el voltaje no es afectado. En cambio, el soiling intenso, afecta el desempeño de los módulos solares, dependiendo si alguna celda está sombreada o todas las celdas están sombreadas. Si ocurre un sombreado leve, el diodo de by-pass evita que ocurra un hot-spot, en cambio, en el sombreado intenso, toda la celda es afectada, no produciendo energía.

Los efectos de los dos tipos de sombreados se pueden observar con mayor claridad en las siguientes figuras:

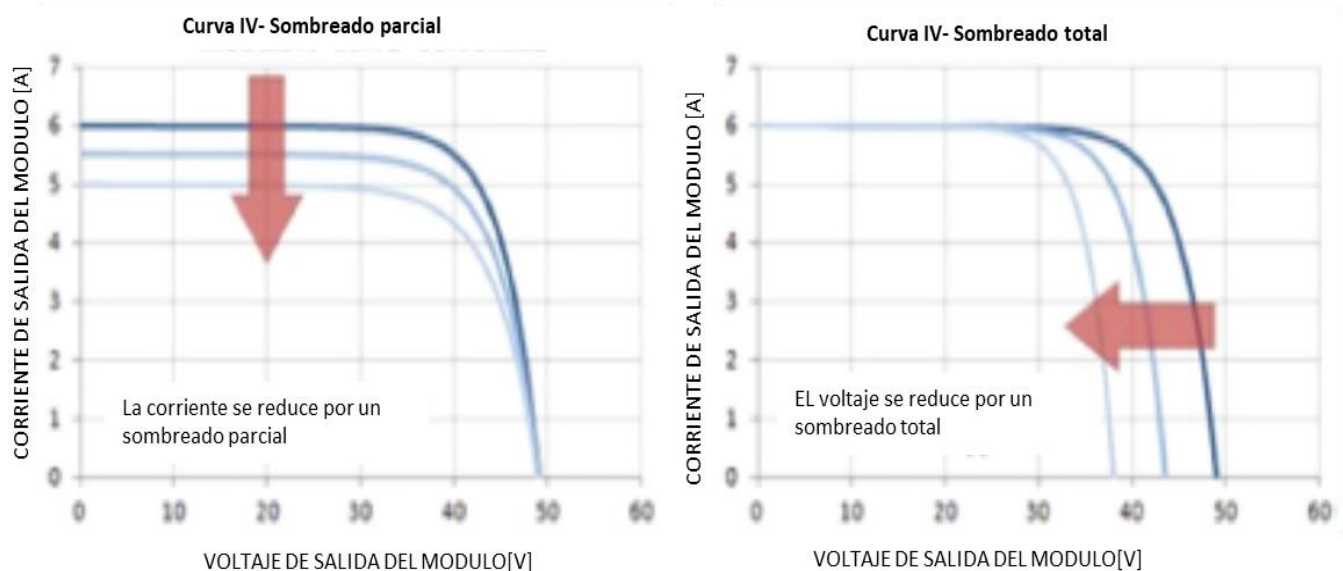


Figura 3.3: Efecto del sombreado leve (izquierda) y sombreado intenso (derecho) en la curva IV de un panel. [19]

En la figura 3.6 se puede observar que, en caso de sombreado leve, hay una reducción de corriente, la cual se debe a la baja de intensidad de la radiación recibida por el panel.

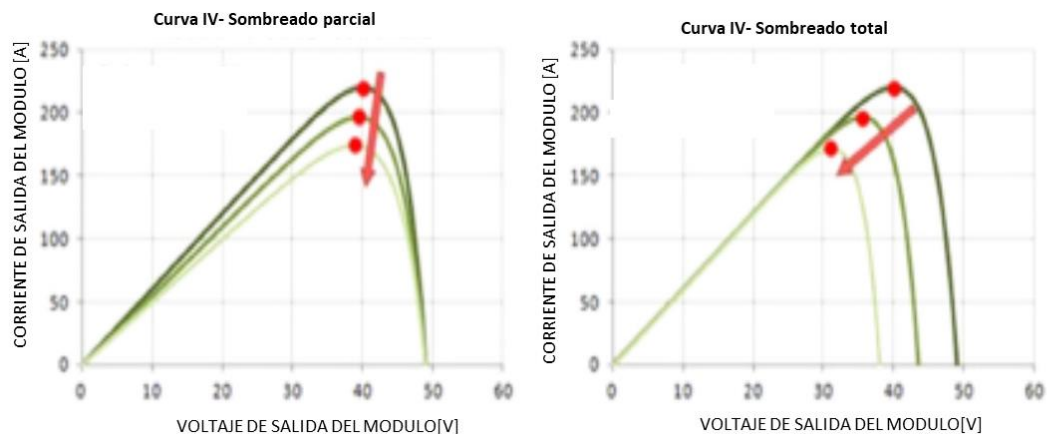


Figura 3.4: Efecto del sombreado leve (izquierda) y sombreado intenso (derecho) en una curva de potencia versus voltaje. [19]

En el otro caso, el sombreado intenso, al tener menos celdas funcionando, tiene como resultado, una baja en el voltaje del panel, pero manteniendo la misma corriente de salida. La figura 3.7 muestra el comportamiento de sombreados con la potencia de salida.

Estos tipos de sombreados en el panel afectan de manera global a la energía entregada por todo el string de paneles. El efecto de sombreado para el string es el mismo que sucede para un panel, sin embargo, si el arreglo involucra a más de un string de paneles, la corriente desequilibrada en uno de los string afecta a los otros strings conectados en paralelo.

En el caso de un sombreado intenso, se reducirá el voltaje del string, pero el inversor detectará esta reducción e inmediatamente lo va a regular. Si el soiling afecta a más paneles del arreglo y de diferentes strings, ocurrirá un desajuste de voltaje. Lo anterior dificulta la búsqueda del punto óptimo de voltaje del inversor, para la entrega de la máxima potencia, esto se observa en la siguiente figura 3.8:

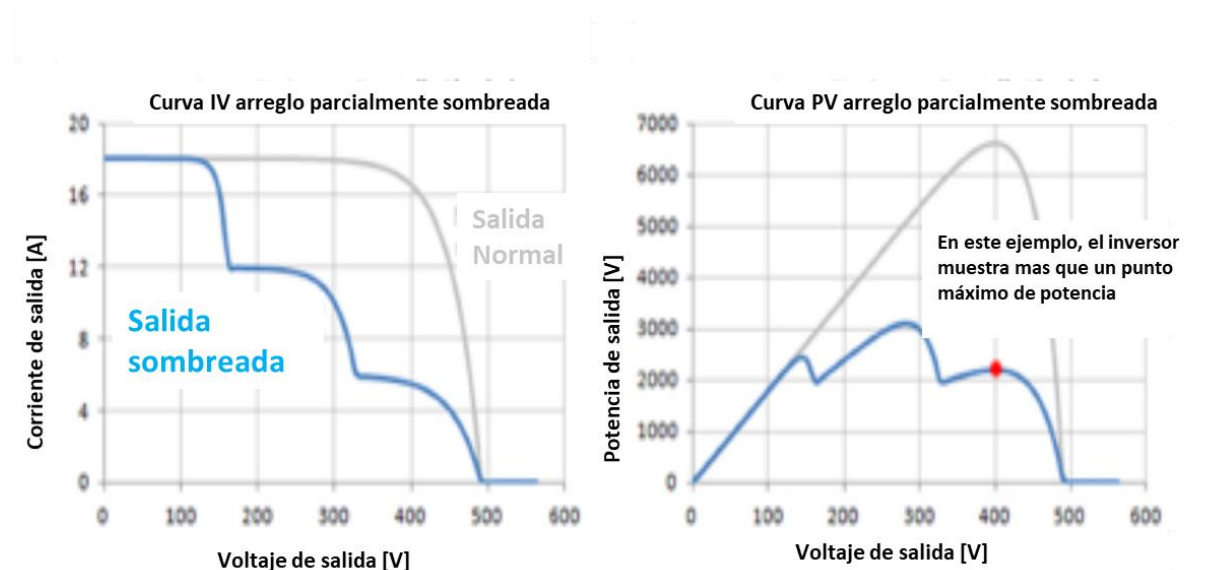


Figura 3.5: Efecto de un arreglo con paneles sombreados en la potencia de salida. [19]

Para prevenir el ensuciamiento excesivo de los paneles solares hay varios métodos de limpieza que son clasificados de la siguiente forma:

- Se parte por las lluvias, las cuales no tienen un costo asociado, pero son estacionalmente volátiles, sumado a que este método de limpieza tiene una confiabilidad cuestionable en casos, donde el soiling es difícil de remover, ya que, la lluvia no tiene la intensidad ni la cantidad suficiente para limpiar aquel nivel suciedad.
- El viento también es un factor que ayuda a reducir o eliminar el soiling, pero esto no es suficiente para un punto óptimo de operación.
- La limpieza manual tiene el mismo procedimiento que la limpieza de vidrios de los edificios, en el sentido que para la remoción de soiling se ocupan cepillos especiales que no rayan los módulos. Pudiéndose hay que decir que incluso, parte de estos están conectados de forma directa a suministros de aguas, para mejorar

los resultados de limpieza. Incluso, si la suciedad se encuentra fuera de alcance, un gran apoyo es un mango largo o una escalera para ampliar el alcance.

- Los limpiadores móviles son un método que utilizan maquinaria y almacenamiento de suministros de agua para su realización, siendo es uno de los mejores métodos para la limpieza de la superficie de los paneles solares, el sistema en forma de rociadores. [22]

Cabe señalar que la literatura recomienda una limpieza cíclica para mitigar el impacto del polvo en el sistema, pudiendo ser llevada a cabo de forma semanal durante estaciones secas o diaria si la acumulación de polvo es intensa.

4. Laboratorio de medición de variables:

El laboratorio de medición tiene como misión poder monitorear y registrar datos de paneles fotovoltaicos durante su operación para el posterior análisis de estos datos con el fin de poder caracterizar el desempeño de los paneles fotovoltaicos incluyendo la potencia de cada panel.

Por medio de una estación meteorológica se monitorean de forma continua las variables atmosféricas incluyendo irradiación solar horizontal, difusa, directa y plano inclinado, además de temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad y dirección del viento.

Los objetivos de este laboratorio son:

- Estudiar el comportamiento de los paneles fotovoltaico según su condición de operación.
- Evaluar cómo se comportan distintas anomalías de operación (soiling, sombreado, fallas y otros) según las condiciones climáticas con las que interactúa y su evolución en el tiempo.

4.1. Instrumentos de medición de variables eléctricas:

Para poder caracterizar el comportamiento de las variables eléctricas de los módulos y poder ver cómo se comporta su potencia a lo largo de tiempo, se requieren los siguientes equipos electrónicos:

- Medidor de curva IV
- Inversores
- Datalogger CR1000x
- Voltímetros
- Amperímetros

4.2. Instrumentos de medición de temperatura:

Para poder estudiar el comportamiento de la potencia de los paneles, el factor temperatura en el panel es bastante útil, ya que, permite hacer correcciones al indicador conocido como performance ratio para evitar las variaciones durante el año.

Los equipos que usaremos son:

- Datalogger CR1000

Tabla 4.1: Especificaciones de datalogger CR100 [23].

Especificaciones	Valor
Temperatura de operación	$-40^{\circ} \text{ a } 70^{\circ} \text{ C}$
Precisión en tiempo real	$\pm 3 \text{ min por año}$
Almacenamiento	$4 \text{ MB SRAM} + 72 \text{ MB flash}$
Incertidumbre	$\pm 0,1\% \text{ del valor medido}$

- Sensores térmicos PT1000 modelo CS240:

Tabla 4.2: Especificaciones de sensor PT1000

Especificaciones	Valor
Temperatura de operación	$0^{\circ} \text{ a } 850^{\circ} \text{ C}$
Incertidumbre	$\pm 0,3\% [^{\circ} \text{C}]$

Los sensores van ubicados detrás de la parte posterior del panel, específicamente en la zona central. Tal como se especifica en la siguiente imagen:

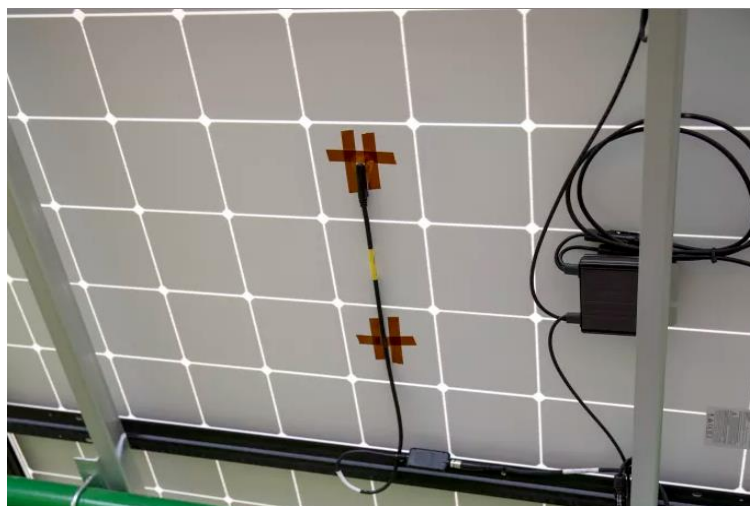


Ilustración 4.1: Conexión de termocupla en los paneles solares.

4.3. Monitoreo de condiciones ambientales:

Para poder monitorear a qué radiación y temperatura ambiental se encuentra trabajando el panel, el laboratorio cuenta con una estación meteorológica.

La estación está compuesta por los siguientes sensores y subcomponentes:

Sensores:

- Piranómetro CMP10 para la medición de Irradiación Global horizontal y de Irradiación Global en plano inclinado:

Tabla 4.3: Especificaciones de piranómetro CMP10. [24]

Especificaciones	Valores
Clasificación ISO 9060:2018	Spectrally flat clase A
Rango espectral	280 a 2800 [nm]
Campo de visión	180[°C]

- RSR 2 kit: Este se compone por:
 - Piranómetro Li-Cor 200SZ con banda sombreadora:

Tabla 4.4.: Especificaciones de piranómetro Li-Cor 200SZ. [25]

Especificaciones	Valor
Rango	0 a 3000 $\left[\frac{W}{m^2}\right]$
Incertidumbre	$\pm 1\%$ del rango del sensor

- Panel PV potencia auxiliar de 10 [W].
- Caja de medición: Caja de fibra de vidrio con un CR1000.

4.4. Configuración en el laboratorio:

El laboratorio se encuentra en Santiago en la comuna de San Joaquín, específicamente en la Universidad Técnica Federico Santa María.

En el laboratorio se instalan cuatros paneles solares, y en ellos se monitorean distintas condiciones de operación, para de esta forma evaluar el desempeño de estos.

Estos paneles tienen las siguientes características en general:

Tabla 4.5: Características principales del panel.

P mmp STC	315 Wp
Voltaje Circuito Abierto (V_{oc}) STC	45.55 V
Corriente Corto Circuito (I_{sc}) STC	9.02 A

Tabla 4.6:Valores principales del modelo del panel. [1]



Ilustración 4.2: ubicación de la Universidad Federico Santa María.

Estos cuatros paneles son del mismo tipo, pero se someten en distintos estados de operación.

Estos se asignan de esta manera:

- **Panel 1:** Panel con soiling permanente, se tiene el mayor cuidado de protegerlo de la lluvia y que permanezca con soiling.
- **Panel 2:** A este panel no se le realiza ningún tipo de limpieza.
- **Panel 3:** Este panel está fracturado y se le realiza limpieza recurrentemente.
- **Panel 4:** Este panel está en óptimas condiciones con limpieza recurrentemente, se utilizará como referencia para los otros paneles.

A estos cuatro paneles se les realiza la medición del voltaje, corriente y temperaturas de los paneles, además del monitoreo de la radiación.

Se puede observar la configuración de estos paneles en la siguiente figura:



Ilustración 4.3: Paneles solares utilizados en la medición y la configuración implementada.

5. Metodología de trabajo

La metodología de trabajo aplicada es la siguiente:

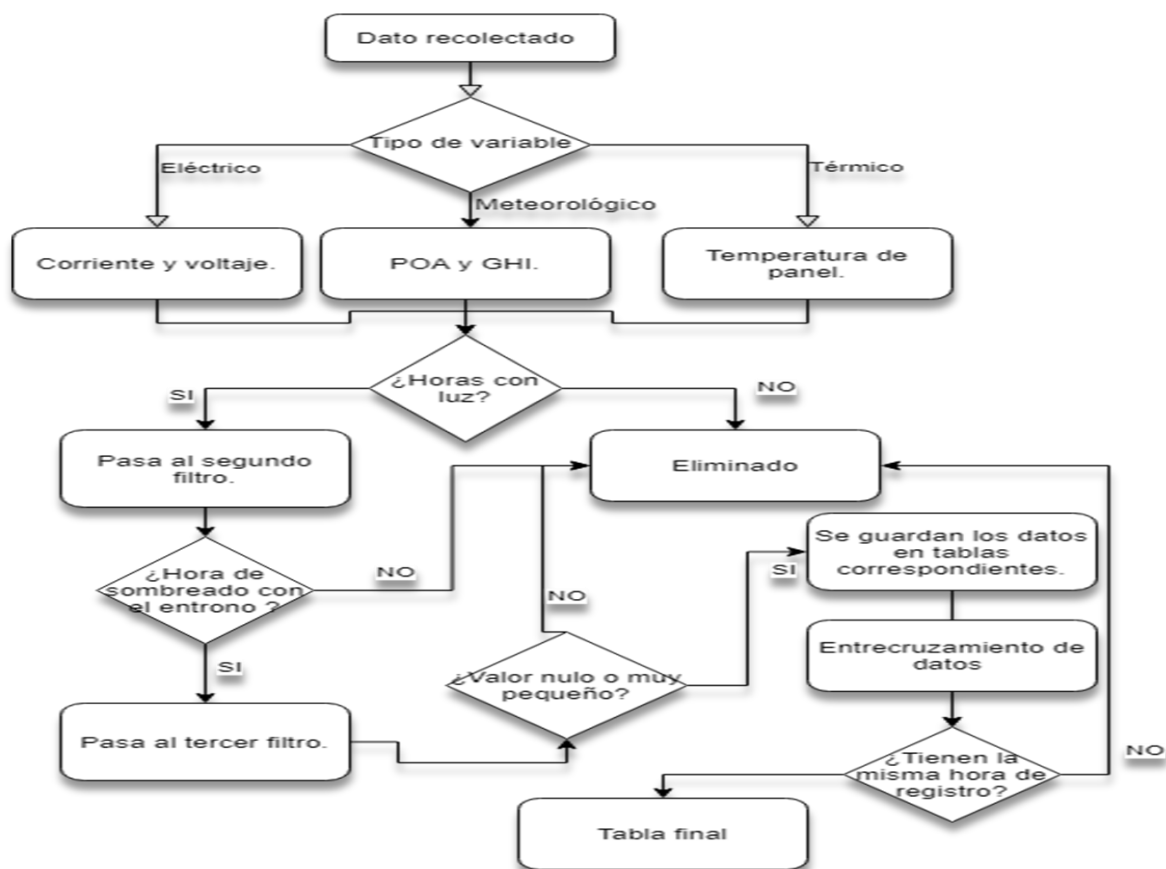


Ilustración 5.1: Diagrama de flujo de la metodología utilizada.

5.1. Requerimientos previos:

Primero, se realiza la instalación de los equipos de medición de manera correcta para evitar datos erróneos, luego se realiza la calibración de los instrumentos de medición. Lo anterior es de suma importancia debido a que una mala calibración de estos afecta de manera perjudicial a las mediciones.

5.2. Mantenimientos de los paneles y de los equipos de medición:

Se realizan mantenimiento a los distintos equipos utilizados, los cuales se detallan a continuación:

- Piranómetros: Se realiza limpieza 3 veces a la semana, la cual se realiza con un paño de microfibra y agua destilada para limpiar su superficie, además, se revisa la inclinación de estos piranómetros, ya sea para el que mide la radiación global horizontal, como la que mida la radiación sobre el plano inclinado.
- Sensor de presión, humedad y temperatura: Se limpia la cubierta de este sensor quitando el polvo que está depositado en la superficie, luego se inyecta aire de manera cuidadosa sobre el sensor para quitar el polvo que se almacenó. Su mantenimiento se realiza una vez a la semana
- Paneles solares: Se realizan una limpieza con agua y paños de microfibra, el cual tiene como objetivo quitar toda la suciedad del panel, luego se procede a verificar si sus conexiones se encuentran en un correcto estado y finalmente se verifica la posición e inclinación de los paneles. La inclinación de los paneles en este caso es de 35° aproximadamente. El mantenimiento de los paneles se realiza tres veces a la semana.
- Equipos de instrumentación en general: Se verifica semanalmente si los instrumentos se encuentran conectados de manera correcta.

5.3. Medición de datos:

En primer lugar, se realizan las mediciones de los datos, los cuales son registrados a cada un minuto por los distintos dispositivos durante por lo menos por un año para que los datos sean característicos. Por lo anterior, siempre se realizan inspecciones semanales para verificar que la conexión de los sensores sea optima y de esta forma evitar datos nulos o errados. Además, los datos se guardarán UTC 0, para evitar cambios de horarios de verano e invierno, y con un desfase máximo de 5 segundos con la hora oficial UTC.

Los datos se van guardando de forma automática en un servidor, dejándose un respaldo de forma manual, una vez por semana para prevenir cualquier inconveniente.

5.4. Recolección de la data:

Transcurrido el tiempo necesario, se realiza la recolección de los datos para solo guardar los datos necesarios y así evitar el almacenamiento de datos que sean impertinentes para esta investigación, liberando memoria de esta forma. Para cada variable necesaria (*POA*, voltaje, corriente y temperatura de celda), los datos se van almacenando en carpetas separadas para el posterior procesamiento de estos.

Luego, los datos se procesan mediante la ayuda de un procesador de texto por un programa creado en Python, para de esta forma eliminar los datos innecesarios y que solo queden las variables a ocupar. Esto se hace por medio de un programa que abre archivos con extensión del tipo “txt”, para luego ir recorriendo cada archivo y guardando cada variable en una tabla por separado según el mes en donde se obtuvo esa medición. Por lo tanto, al final de este procesamiento obtendremos tres tablas que son de variables eléctricas (Corriente y voltaje), la temperatura del panel y la radiación en el plano inclinado, ordenadas de forma mensual.

5.5. Filtrados de datos:

Filtrado de datos por duración de luz solar:

Ya que los datos que nos interesan son en el rango de tiempo en que la luz solar se encuentra presente en la superficie terrestre de nuestra ubicación, es necesario realizar un filtrado a cada tabla para eliminar aquellos datos que son irrelevantes y que son obtenidos en la ausencia de luz solar. Para poder realizar esta toma de datos, de forma expedita, se crea una función que nos entregue la hora de atardecer y anochecer para el lugar del laboratorio solar y se aplica este filtro. Cabe destacar que la fórmula que se usó para obtener las horas de atardecer y anochecer no considera los relieves geográficos del lugar.

Finalmente se recorre cada tabla eliminando los datos que no se encuentren en el rango.

En la siguiente figura se muestra un esquema de cómo funciona el filtro por días

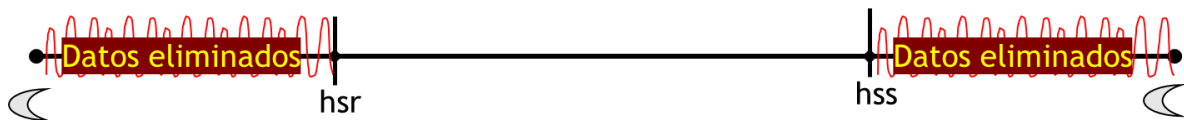


Ilustración 5.2: Filtración de datos según la hora solar.

Filtrado de datos por sombreado de entorno: Se realiza un segundo filtro para poder eliminar los datos donde el sombreado de los objetos que están en el entorno de los paneles (paredes, cerros, etc.), ya que el modelo que se determinó para calcular la hora de amanecer y anoecer considera la superficie plana sin ningún relieve alrededor. Se observa cómo cambia la potencia bruscamente en cierto horario, aplicándose un filtro para eliminar ese horario.

Filtrado de datos por valores nulos o insignificantes:

Los datos medios en ciertas ocasiones tienen error en las mediciones, por lo tanto, se decide eliminar estos datos. Las fechas que tienen una potencia muy pequeña son eliminadas, ya que afectarán la estadística de los datos.

5.6. Entrecruzamiento de datos:

Los datos están separados por distintas tablas y se necesita que, para cada tiempo de medición, existan las diferentes variables requeridas. Para esto se realiza una unión de las tres tablas por el único factor común que tienen, el cuál es el tiempo de medición. En este entrecruzamiento se obtiene una sola tabla de datos con todas las variables necesarias para poder hacer posible el cálculo. Finalmente se agrega la columna de potencia eléctrica para cada panel, para luego realizar los cálculos correspondientes.

5.7. Obtención de Performance Ratio:

Para poder obtener este factor se necesita obtener los siguientes datos:

- Determinar el promedio de temperatura: Este factor es necesario para el performance ratio corregido, debido a que, esta es la referencia de temperatura a la cual se corrige. Este es el promedio de temperatura durante todo el tiempo de medición en el que se encuentra el panel.

Se utiliza ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para calcular la temperatura promedio de cada panel:

$$T_{cell_{typ_{avg}}} = \frac{\sum G_{POA_i} T_{cell}}{\sum G_{POA_i}} \quad (5.1)$$

Cabe destacar que lo ideal para obtener la temperatura del módulo es mediante modelos de transferencias de calor, ya que la corrección se haría a la temperatura de trabajo ideal. Se hace la prevención de que, si se realiza con sensores, los resultados obtenidos puedes esconder ciertas pérdidas.

- Calcular la energía eléctrica teórica DC corregida por temperatura de la celda: Se calcula la energía total que absorbería el panel a $1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]$. Cuya potencia máxima es la que nos entrega el fabricante, la cual está a condiciones estándar.
- Calcular la potencia real que entrega el panel: Con los datos eléctricos obtenidos, se calcula la potencia de salida que entrega cada panel.

Luego de esto, se procede a obtener el performance ratio sin corregir y el corregido. Para el primero se utiliza la ecuación (3.1), que es el que dicta la norma IEC 61724:

$$PR = \frac{\sum_i P_{salida} * TimeStep_i}{\sum_i \left[P_{STC} \left(\frac{G_{POA_i}}{G_{stc}} \right) \right] * TimeStep_i} \quad (3.1)$$

Y para el performance ratio sin corregir, obtenido de NREL (Natural Renewable Energy Laboratory), se utiliza la ecuación (3.2):

$$PR_{corr} = \frac{\sum_i P_{salida} * TimeStep_i}{\sum_i \left[P_{STC} \left(\frac{G_{POA_i}}{G_{stc}} \right) \left(1 - \frac{\delta}{100} (T_{cell_{typ_{avg}}} - T_{cell_i}) \right) \right] * TimeStep_i} \quad (3.2)$$

5.8. Análisis de datos:

Se realizan cuatro análisis de datos para poder obtener un reporte del comportamiento de los paneles, los cuales son:

- Performance ratio corregido y sin corregir a través del tiempo: Se grafican los performance ratios a través del tiempo a cada panel. Este gráfico incluye las semanas en las que se realizó el mantenimiento a cada panel y el performance ratio promedio mensual de cada panel.
- Pérdida de potencia por soiling: se realiza una comparación de performance ratio entre el panel después de realizar la limpieza y el mismo panel el último día de limpieza, el cuál indicará la evolución de la pérdida de energía generada por el panel. En el caso del panel uno este se va constatando la energía semanalmente y comprobando la pérdida.
- Análisis de tasa de degradación de los paneles: Con los performance ratios obtenidos y una vez eliminado los valores atípicos, se procede a ajustar los datos con el modelo ARIMA, para luego aplicar la tasa de degradación según la fórmula 3.16. Y se compara con la tasa de degradación del fabricante.

Estos análisis se verán explicados de mejor manera en la siguiente sección.

6. Análisis y resultados:

Los paneles solares fueron medidos durante la producción entre junio del 2019 y diciembre del 2020. Estas se presentan a continuación:

6.1. Requerimientos de la norma IEC 61724:

En esta sección veremos el alcance del laboratorio utilizado con respecto a la norma IEC 61724 [3] que propone una guía para el monitoreo de sistemas PV. Se realiza un chequeo de los requisitos de la norma:

Tabla 6.1: Checklist de laboratorio con respecto a norma IEC 61724.

Requerimiento	Estado
GHI	Si cumple.
POA	Si cumple.
Incertidumbres para la radiación < 5%	Si cumple.
Temperatura ambiental	No cumple.
Velocidad del viento	No cumple.

Temperatura del módulo. Incertidumbre <1[°C]	Si cumple.
Voltaje y corriente. Incertidumbre <1%	Si cumple.
Potencia calculada instantáneamente.	No cumple.

Los requisitos que no cumplen las normas se deben a que estos datos no son registrados por el laboratorio solar.

6.2. Irradiación y energía de salida:

La irradiación promedio mensual mostrada en la figura 6.1 (línea azul), la cual es obtenida gracias a la estación meteorológica, instalada en las dependencias de la Universidad Técnica Federico Santa María.

La mayor radiación en marzo de 2020 cuyo valor es $2,073 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$ y alcanza su menor valor

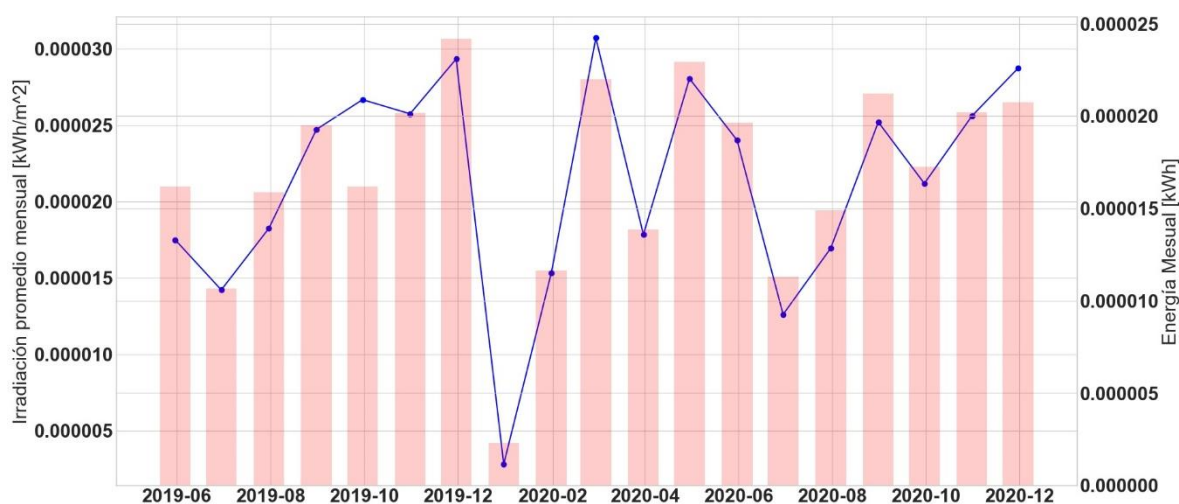


Ilustración 6.1: Irradiancia y energía de salida mensual por los paneles solares en función del tiempo.

en Julio de 2020, su valor es $1,016 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$. Se descarta el valor de enero de 2020 porque la cantidad de datos no fue suficiente para entregar un valor consistente. La radiación diaria promedio mensual fue de $1,556 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$. También se observa en la figura 6.1 el comportamiento de la energía generada (barras rojas) por los cuatro paneles cuyo valor

máximo fue de 1,611[kWh] en diciembre de 2019 y su menor valor fue de 0,67[kWh] alcanzado en junio del 2020.

En las figuras 6.2,6.3,6.4 y 6.5, se observa el comportamiento de la temperatura de los paneles (barras rojas) con la irradiancia absorbida. Donde se consiguió los mayores valores en el mes de febrero de 2020 y sus menores valores fueron alcanzado comúnmente en junio del 2021. Estos valores son mostrados en la tabla 6.5 para mayores detalles al lector.

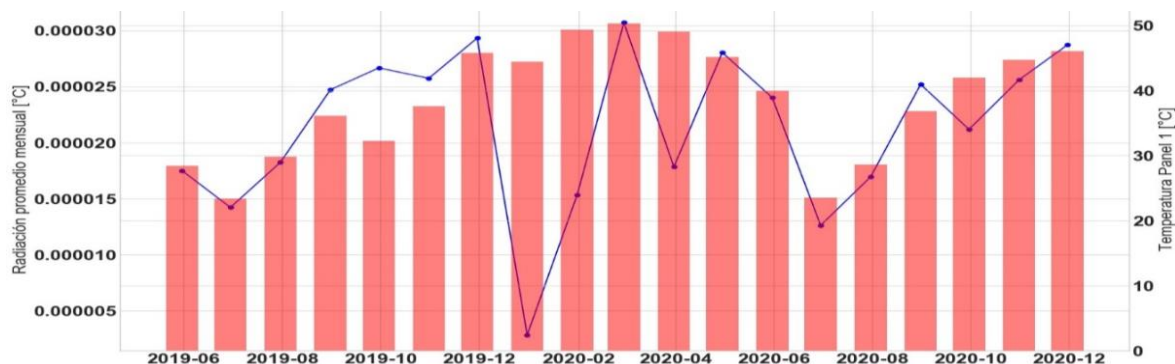


Ilustración 6.2: Temperatura del panel promedio 1 mensual versus la irradiancia en función del tiempo.

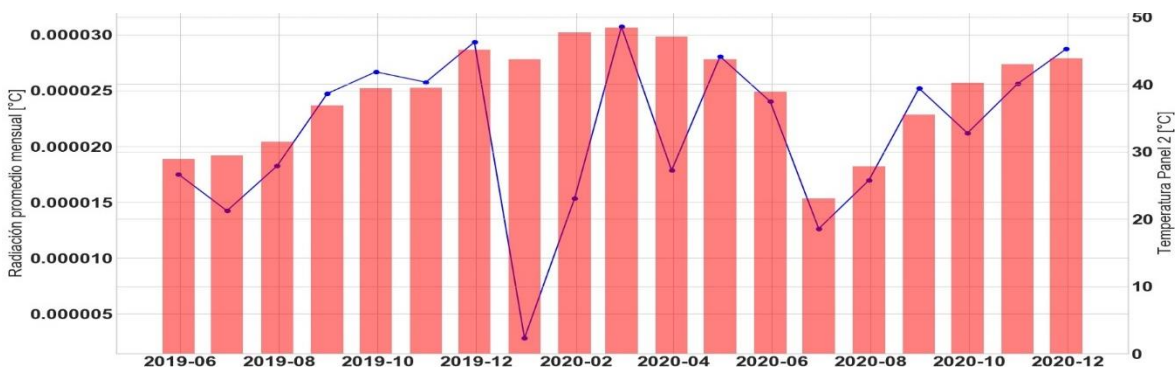


Ilustración 6.3: Temperatura del panel 2 promedio mensual versus la irradiancia en función del tiempo.

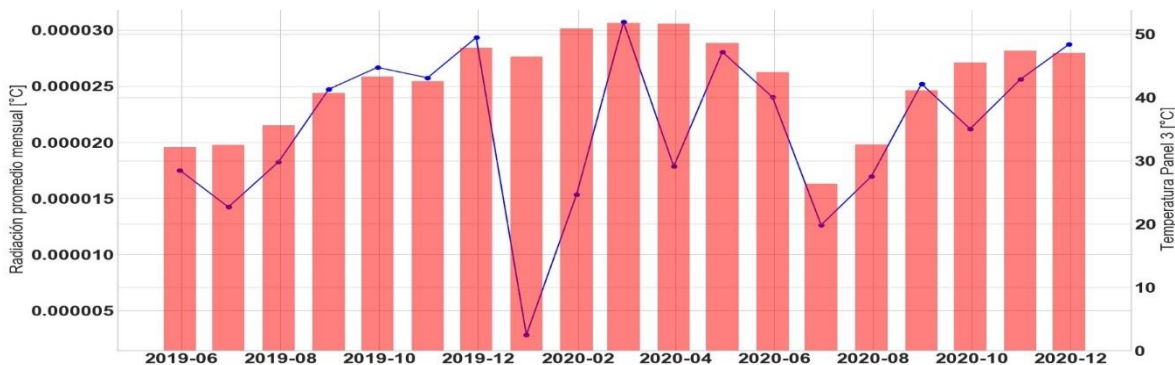


Ilustración 6.4: Temperatura del panel 3 promedio mensual versus la irradiancia en función del tiempo.

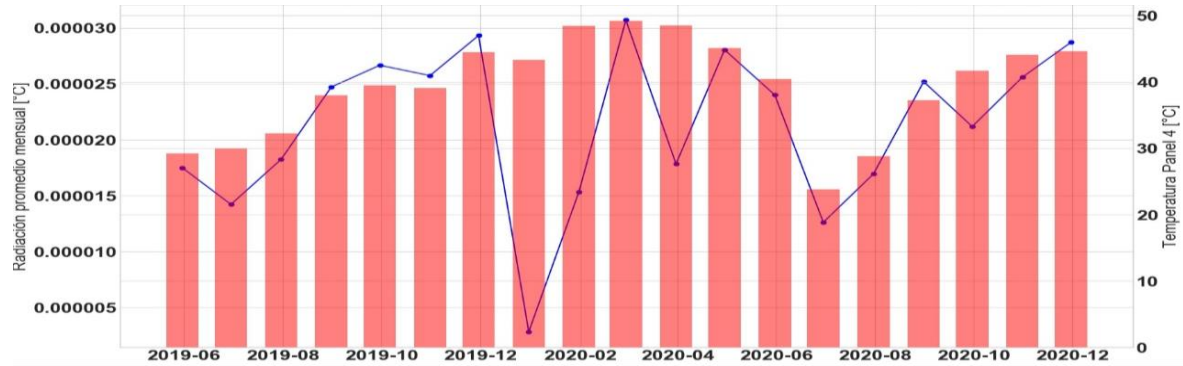


Ilustración 6.5: Temperatura del panel 4 promedio mensual versus la irradiancia en función del tiempo.

Figura 6.1:: Temperatura del panel 4 versus la irradiancia.

Panel	Temperatura mínima [°C]	Temperatura máxima[°C]
Panel 1	23,5	50,3
Panel 2	23,0	48,4
Panel 3	26,4	51,8
Panel 4	23,8	49,2

Los paneles que tuvieron mayores temperaturas fueron el panel 1 y el panel 3 debido a su condición de trabajo. El panel 1 operaba con soiling y el panel 3 con una fractura en su cuadro, estas condiciones tienen relación con un aumento de temperatura.

6.3. Métricas principales para cada panel:

Al monitorear la energía diaria generada para cada panel, se calculan las potencias de cada panel y con esto, se calcula, su métrica de rendimiento, que corresponde al performance ratio.

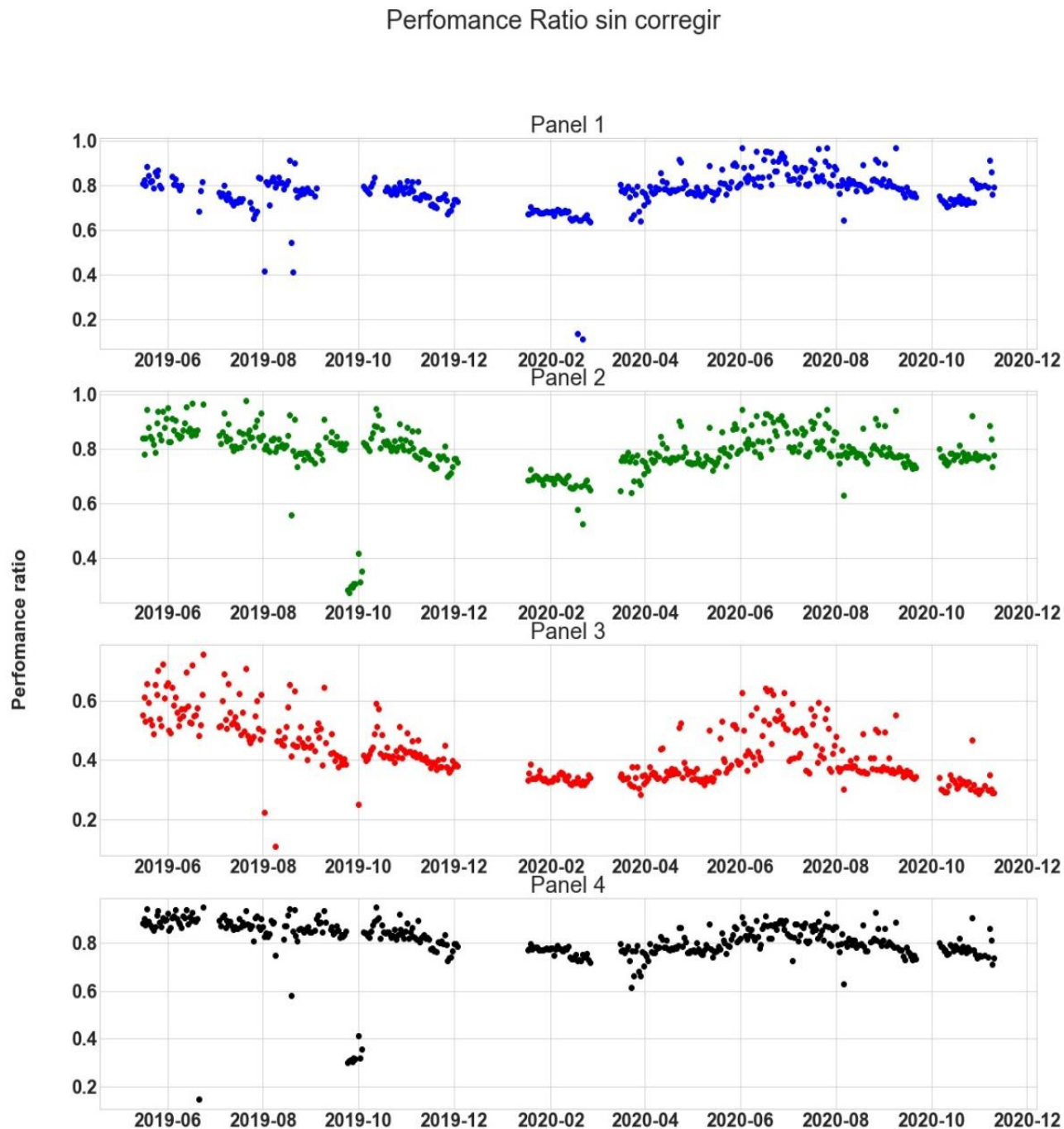


Ilustración 6.6: Performance ratio sin corregir de los distintos paneles solares. Panel 1(azul), Panel 2(verde), Panel 3 (rojo), Panel 4(negro).

Estos datos son reportados del primero de junio de 2019 hasta mediados de diciembre de 2020. Los datos mencionados, se pueden observar en las figuras 6.6 y 6.7, las cuales describen los PR sin corregir y corregido respectivamente.

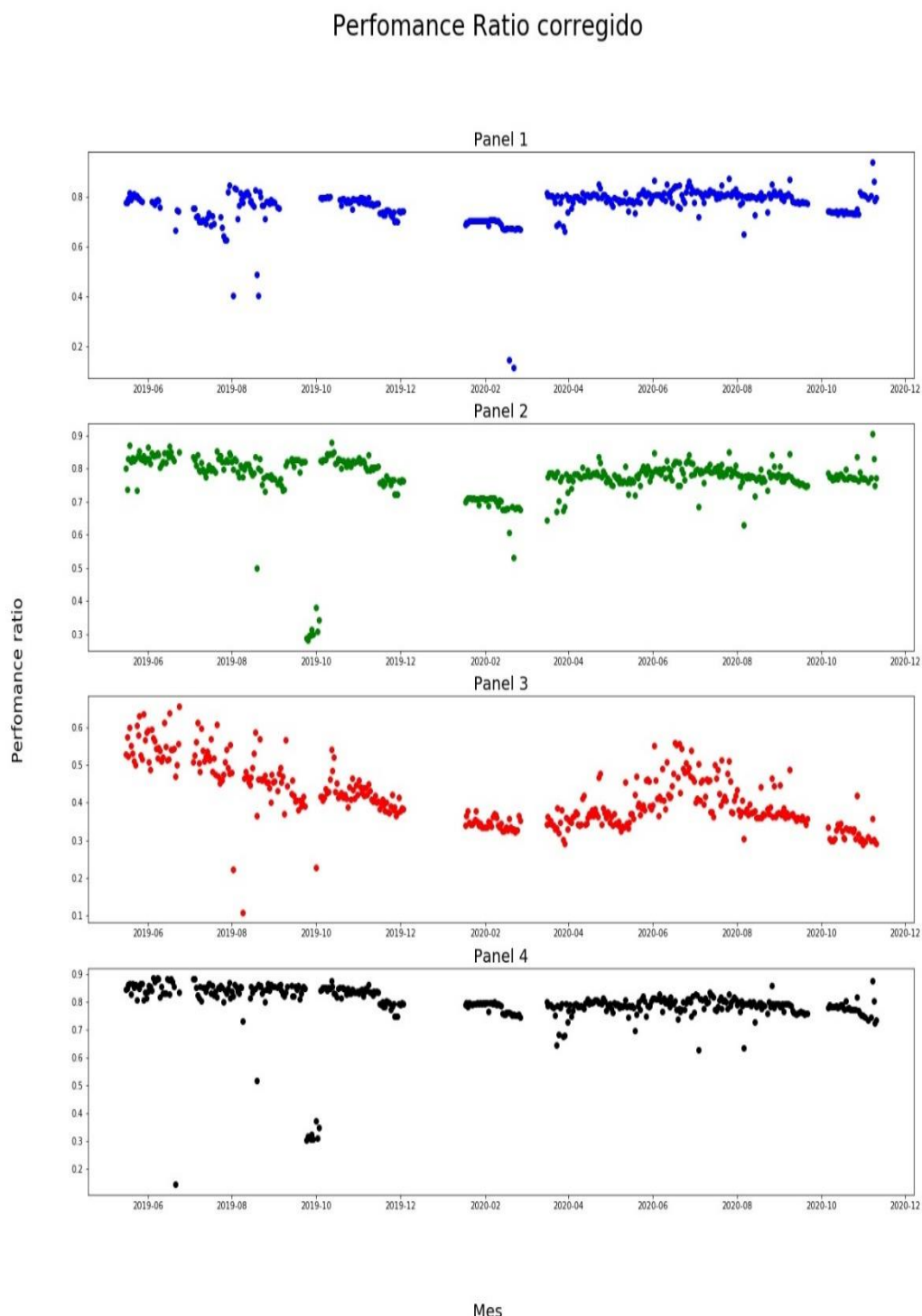


Ilustración 6.7: Performance ratio corregido de los distintos paneles solares. Panel 1(azul), Panel 2(verde), Panel 3 (rojo), Panel 4(negro).

Se realiza la descripción de los datos del PR sin corregir y no corregido el cuál es siguiente:

Panel 1: Se presentan los datos medidos correspondiente al panel 1, el cual no se le realiza ningún tipo de limpieza y se protege de las lluvias.

Tabla 6.2: Valores estadísticos del panel 1.

Descripción	PR sin corregir	PR corregido
Promedio	0,776	0,7673
Mínimo	0,109	0,1126
Primer cuartil	0,7391	0,7398
Segundo cuartil	0,7824	0,7851
Tercer cuartil	0,8162	0,8056
Máximo	0,9696	0,9414

Se procede a calcular el límite superior e inferior para detectar los datos atípicos, para un mejor análisis. Estos límites se obtienen mediante la siguiente formula:

$$\text{Límite inferior} = Q_1 - 1,5 * (Q_3 - Q_1) \quad (6.1)$$

$$\text{Límite superior} = 1,5 * (Q_3 - Q_1) + Q_3 \quad (6.2)$$

Donde Q_1 y Q_3 es el primer y tercer cuartil.

Los límites para el PR sin corregir son de 0,6234 [–] para el límite inferior y de 0,9318 [–], para el límite superior. En el caso del PR corregido, se tiene un rango de valores que va desde 0,6411 [–] hasta 0,9043 [–].

Luego de esto, se realiza un filtro entre los datos originales. La estadística de los datos para estos fue de:

Tabla 6.3: Valores estadísticos del panel 1 luego del filtrado.

Descripción	PR sin corregir	PR corregido
Promedio	0,777	0,773
Mínimo	0,636	0,643
Primer cuartil	0,739	0,741
Segundo cuartil	0,782	0,785
Tercer cuartil	0,813	0,806
Máximo	0,929	0,878

El valor máximo, cuya medición es de 0,929 [–], fue alcanzado el día 29 de junio del 2020 y su valor mínimo, se remonta al día 26 de febrero del 2020. El valor promedio del panel para el performance ratio sin corregir es de 0,777[–].

En el caso del performance ratio corregido, se alcanza un valor máximo el día 12 de octubre del 2019, fecha en la cual se obtuvo un performance ratio de 0,873 [–]. El valor mínimo fue de 0,643 [–] que corresponde al día 26 de julio del 2019. El valor promedio de este panel a lo largo de su medición fue de 0,773 [–].

Panel 2: Los datos que se muestran a continuación corresponde al panel 2. Este panel se encuentra en perfecto estado, pero no se le realizaba limpieza, limpiándose sólo por las lluvias ocurridas en el lugar.

Tabla 6.4: Valores estadísticos del panel 2.

Descripción	PR sin corregir	PR corregido
Promedio	0,7862	0,7715
Mínimo	0,271	0,2811
Primer cuartil	0,7573	0,7631
Segundo cuartil	0,7891	0,7825
Tercer cuartil	0,8367	0,8122
Máximo	0,9751	0,9047

Al igual que en el caso anterior, se busca filtrar los datos atípicos. El límite inferior fue de 0,6382 [–], mientras que el límite superior es de 0,9558 [–] para el caso del PR sin corregir. En el caso del PR corregido sus límites son 0,6894 [–] y 0,8858 [–] correspondiendo a sus límites inferior y superior, respectivamente.

Al aplicar estas restricciones los valores varían a:

Tabla 6.5: Valores estadísticos del panel 2 luego del filtrado.

Descripción	PR sin corregir	PR corregido
Promedio	0,797	0,787
Mínimo	0,638	0,689
Primer cuartil	0,760	0,767
Segundo cuartil	0,790	0,785
Tercer cuartil	0,837	0,817
Máximo	0,952	0,879

Se puede observar que para el performance ratio sin corregir el valor máximo alcanzado fue de 0,952 [–]. Este peak fue alcanzado el día 13 de junio del 2020. El punto más bajo, fue registrado el día 23 de marzo del 2020, correspondiendo a un valor de 0,638 [–]. El valor promedio que tuvo este panel para un performance ratio sin corregir fue de 0,797 [–].

En el caso del índice de desempeño corregido, el valor máximo fue de 0,879[–], registrado el día 12 de julio del 2019 y el valor mínimo fue de 0,689 [–], correspondiente al día 27 de enero del 2020. A lo largo del periodo de medición su valor promedio fue de 0,787[–].

Panel 3: En la tabla 6.5 se muestran los datos del panel 3. Este panel se encuentra con una fractura en su superficie.

Tabla 6.6: Valores estadísticos del panel 3.

Descripción	PR sin corregir	PR corregido
Promedio	0,426	0,415
Mínimo	0,113	0,109
Primer cuartil	0,350	0,359

Segundo cuartil	0,400	0,400
Tercer cuartil	0,495	0,465
Máximo	0,754	0,656

El límite inferior es de 0,1324 [–] y el superior es 0,7136 [–] para el performance ratio sin corregir, mientras que, para el performance ratio corregido, los valores varían desde 0,1992 [–] hasta 0,6244 [–].

Se realiza el filtrado correspondiente para un mejor análisis y estos son:

Tabla 6.7: Valores estadísticos del panel 3 luego del filtrado.

Descripción	PR sin corregir	PR corregido
Promedio	0,424	0,413
Mínimo	0,224	0,222
Primer cuartil	0,350	0,359
Segundo cuartil	0,400	0,399
Tercer cuartil	0,494	0,464
Máximo	0,706	0,612

En este caso los valores principales para el performance ratio sin corregir son de 0,424 [–] para el máximo, el cual ocurrió el día el 21 de julio del 2019 y un valor de 0,224 [–] para el mínimo, el que sucedió el día 2 de agosto del 2019. El valor promedio fue de 0,424 [–].

Para el performance ratio corregido, se tuvo un PR promedio de 0,413 [–]. El máximo valor es de 0,612 [–], el que fue medido el día 7 de julio de 2019, mientras que el valor mínimo, se produjo el día 2 de agosto del 2019, correspondiente a 0,222 [–].

Panel 4: En la tabla 6.7, se muestran los valores estadísticos del panel 4. Este se encuentra con un excelente estado de salud y es sometido a una limpieza de forma periódica.

Tabla 6.8:Valores estadísticos del panel 4.

Descripción	PR sin corregir	PR corregido
Promedio	0,808	0,793
Mínimo	0,147	0,145
Primer cuartil	0,773	0,783
Segundo cuartil	0,814	0,798
Tercer cuartil	0,866	0,835
Máximo	0,948	0,885

En el caso de este panel, sus límites para el performance ratio sin corregir son de 0,6332 [–] y 1,0068 [–], mientras que, por otro lado, en el caso del corregido los límites son 0,7042 [–] y 0,9142 [–].

Al aplicar el filtrado de estos valores, los resultados son:

Tabla 6.9:Valores estadísticos del panel 4 luego del filtrado.

Descripción	PR sin corregir	PR corregido
Promedio	0,821	0,807
Mínimo	0,662	0,725
Primer cuartil	0,775	0,785
Segundo cuartil	0,818	0,800
Tercer cuartil	0,867	0,837
Máximo	0,949	0,885

Para el performance ratio sin corregir se obtuvo una media de 0,821 [–]. Sus valores variaron entre 0,662 [–] y 0,948 [–], los cuales fueron alcanzados el 29 de marzo del 2020 y el 12 de octubre del 2019, correspondiendo al límite mínimo y máximo, respectivamente.

Por otro lado, el PR corregido tuvo un valor promedio de 0,807 [–]. El valor máximo fue de 0,885 [–], ocurrido el día 8 de agosto del 2019 y el valor mínimo, que ocurrió el 9 de noviembre del 2020, con un PR equivalente a 0,725 [–].

Ahora se realizará una comparación entre los dos tipos de performance ratio.

Se puede observar en la figura 6.8, que el diagrama de cajas y bigotes para el PR corregido tiene un rango menor de valores respecto del no corregido, por lo tanto, sufrió una menor variabilidad a lo largo de año, lo cual representa un valor más confiable para comparar distintas plantas por medio del performance ratio.

También se observa que la mayoría de los máximos alcanzados para los PR sin corregir se encontraban ubicados en días correspondientes a la época de invierno, pudiendo tener valores altos falsos, porque el PR se encuentra fuertemente ligado a la temperatura [28] observándose que en climas más fríos se observan cifras más altas. Por otro lado, y como contrapartida, los valores más bajos fueron observados en la época de verano, valores donde el performance ratio corregido entregó resultados más uniformes, demostrando que no se vio afectado por las estaciones del tiempo.

La distribución de los performances ratio a lo largo del tiempo es:

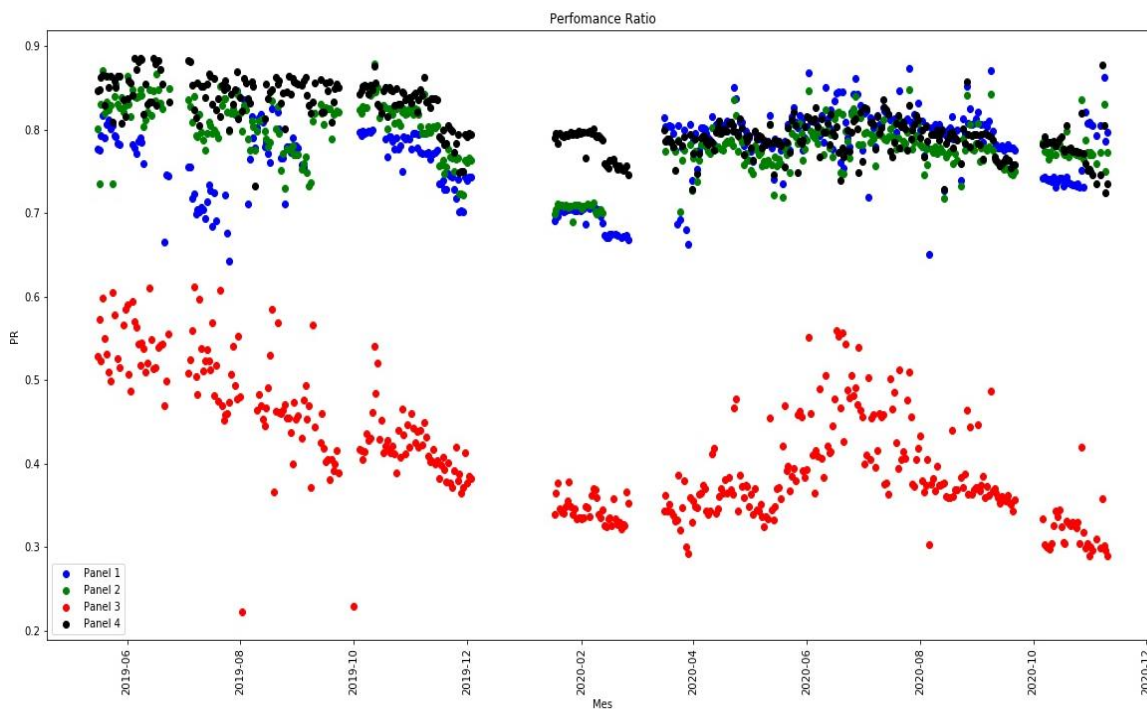


Ilustración 6.8: Comportamiento del performance ratio a través del tiempo.

Como se ha señalado anteriormente, para comparar los distintos paneles solo se usará el PR corregido, ya que es un valor más uniforme a lo largo del año.

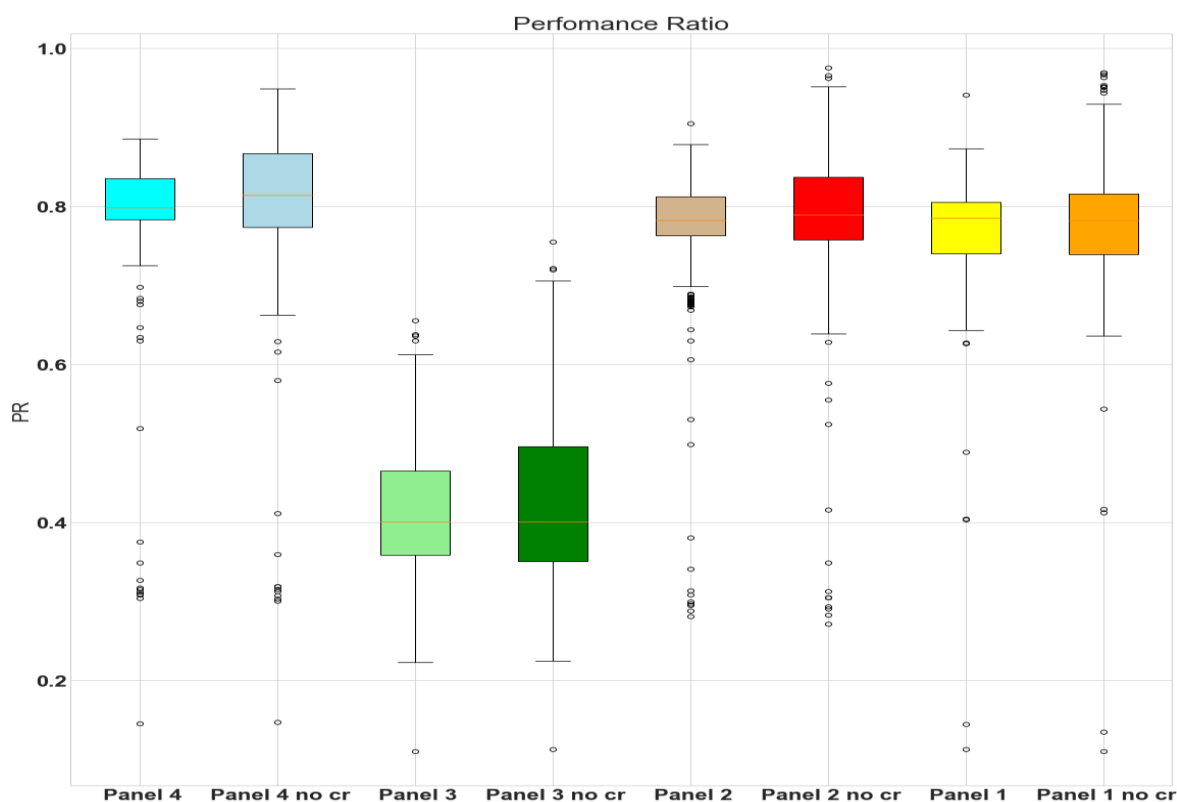


Ilustración 6.9: Diagramas de cajas de los dos tipos de PR para cada panel.

Comparando los cuatro paneles; se analiza que el panel con mayor rendimiento es el panel 4, seguido del panel 2, situando en tercer lugar al panel 1 y finalmente el panel 3. Estos valores se observan en la siguiente tabla, donde se exhiben los indicadores promedios en todo el tiempo, que duró la medición:

Tabla 6.10: Performance ratios promedio para cada panel.

Panel medido	Performance ratio
Panel 1	0,773
Panel 2	0,787
Panel 3	0,413
Panel 4	0,807

La diferencia entre el panel 1 y 2 con respecto al panel 4 no es mayor a un 5%. En cambio, el panel 3 tiene una diferencia del 48 % y esto es bastante significativo, ya que, la pérdida que está teniendo el panel 3, comparado con un panel en buen estado, es casi de la mitad.

6.4. Efecto del soiling en cada panel:

En esta sección analizaremos el efecto del ensuciamiento de los paneles en el rendimiento. El efecto del soiling es una de las causas externas a los paneles que generan una gran pérdida. Los paneles analizados por soiling son los números 2, 3, y 4; ya que estos son los que se aplican limpieza.

En la figura 6.9 se realiza un gráfico de los performance ratios corregidos, indicando los días de limpieza (líneas verdes) y los días de lluvia (líneas azules). Cabe destacar que las limpiezas solo se realizaron hasta octubre de 2019, fecha en la cual, debido a la contingencia nacional que se manifestó en el país, sumada a la crisis mundial derivada del virus SARS-Covid19, se hizo imposible poder realizar la limpieza correspondiente.

Se logra observar que en los días de limpieza y de lluvia, el performance ratio aumenta, viéndose con mayor claridad después del periodo entre octubre del 2019 y abril del 2020, donde los paneles no tuvieron ningún tipo de limpieza natural o humana. Luego de este periodo aumenta rápidamente la producción de energía.

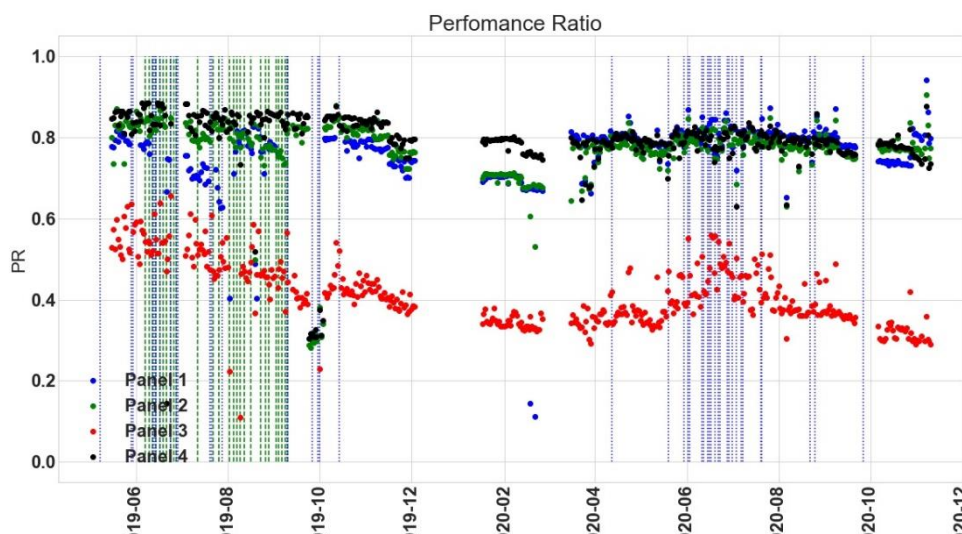


Ilustración 6.10: Performance ratio a través del tiempo incluyendo los períodos de lluvia (línea azul) y limpieza (línea verde).

Para cuantificar las pérdidas de los paneles por soiling, se utiliza un índice llamado soiling rate [29]. El cual se define como:

$$S.R. = \frac{PR_{panel\ sucio}}{PR_{panel\ limpio}} \quad (6.3)$$

Donde $PR_{panel\ limpio}$ corresponde al PR el día de limpieza, $PR_{panel\ sucio}$ es el performance ratio del panel el día anterior a la limpieza siguiente y $S.R.$ es la tasa de ensuciamiento.

También se cuantifica la pérdida que afecta al panel, del siguiente modo:

$$Pérdida\ del\ panel = 1 - S.R. \quad (6.4)$$

Y también se cuantifica la pérdida diaria entre lapso de limpiezas, con la siguiente ecuación:

$$Pérdida\ diaria = \frac{PR_{panel\ limpio} - PR_{panel\ sucio}}{Días\ de\ ensuciamiento} \quad (6.5)$$

Estas ecuaciones se aplicaron a los performances ratio de los días de limpieza y el ultimo día antes de la siguiente limpieza.

Se filtraron los valores menores a 0,05 para eliminar problemas de mediciones y se presentan para cada panel los resultados obtenidos, menos para el panel 1 porque a este no se le realiza limpieza:

Panel 2: En el panel 2 se ocupó los días de lluvia como los días de limpieza, y se muestran los resultados promedios de los valores en la tabla 6.10:

Tabla 6.11: Valores promedios para soiling en panel 2.

Soiling Ratio promedio[–]	1,027
Porcentaje pérdida del panel promedio anual [%]	-0,027
Pérdida diaria [$\frac{Pérdidas}{Día}$]	-0,0006

Al analizar que el valor del soiling ratio es mayor a uno, se llega a la conclusión de que se debe a que a los días lluviosos tienen una menor radiación, por la tanto el panel genera menor energía. En la mayoría de los casos, el PR del panel sucio era mayor debido al tiempo soleado que se presentaba en estos días. El soiling ratio que tuvo un mayor valor, fue del día 14 de octubre del 2019 hasta el 12 de abril del 2020, donde su valor fue de 2,76 [–], el cual se justifica porque en abril hubo una mayor radiación que en octubre (ver figura 6.1).

En la figura 6.10, se observa que, en la mayoría de los días, los performances ratios sucios y limpios tienen valores similares. Estos se ven reflejados por el valor promedio que fue de

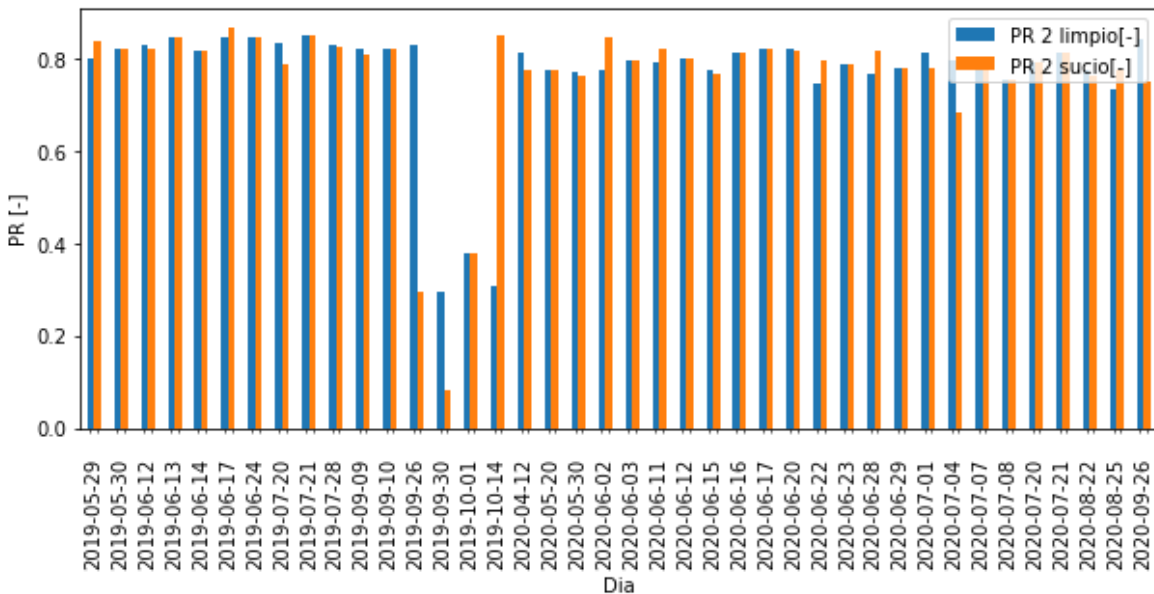


Ilustración 6.11: Rendimiento del panel 2 sucio y limpio.

1,027[–] lo cual es muy cercano a uno, no presentando grandes variaciones respecto a su estado de limpieza.

Las fluctuaciones del soiling rate se observan con mayor facilidad en la figura 6.11:

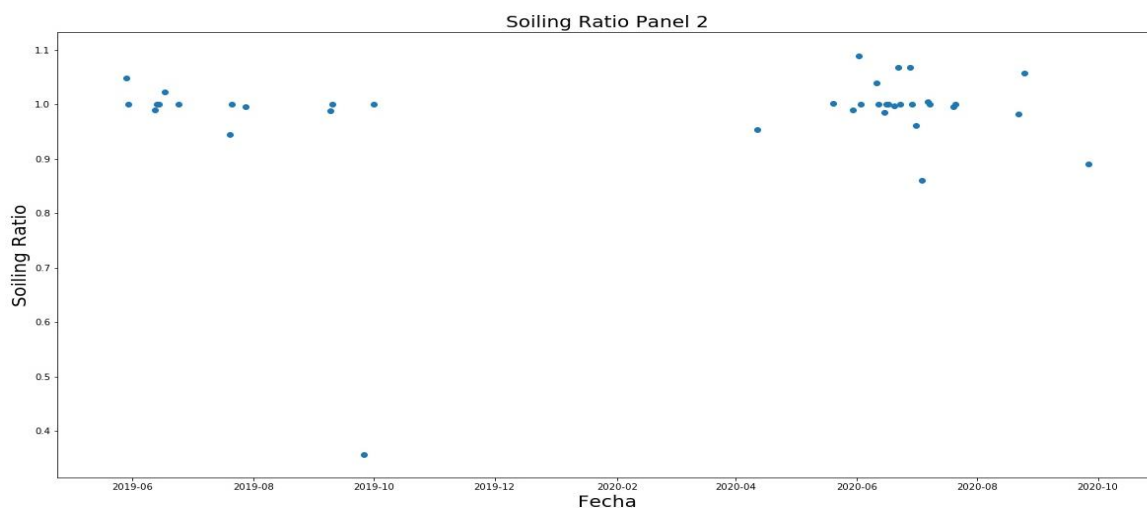


Ilustración 6.12: Rendimiento del panel 2 sucio y limpio.

Filtrando los extremos, el soiling rate varía entre 0,85[–] y 1,1[–]. Esto significa que cuando perdemos lo máximo de energía, hay un decaimiento del 15% con respecto al panel limpio.

Panel 3: Para el panel 3 se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla 6.12: Valores promedios para soiling en panel 3.

Soiling Ratio promedio[–]	1,024
Porcentaje pérdida del panel promedio anual [%]	-0,025
Pérdida diaria [$\frac{Pérdidas}{Día}$]	-0,003

El valor promedio del soiling ratio fue de 1,024[–], lo que significa que la cantidad de soiling

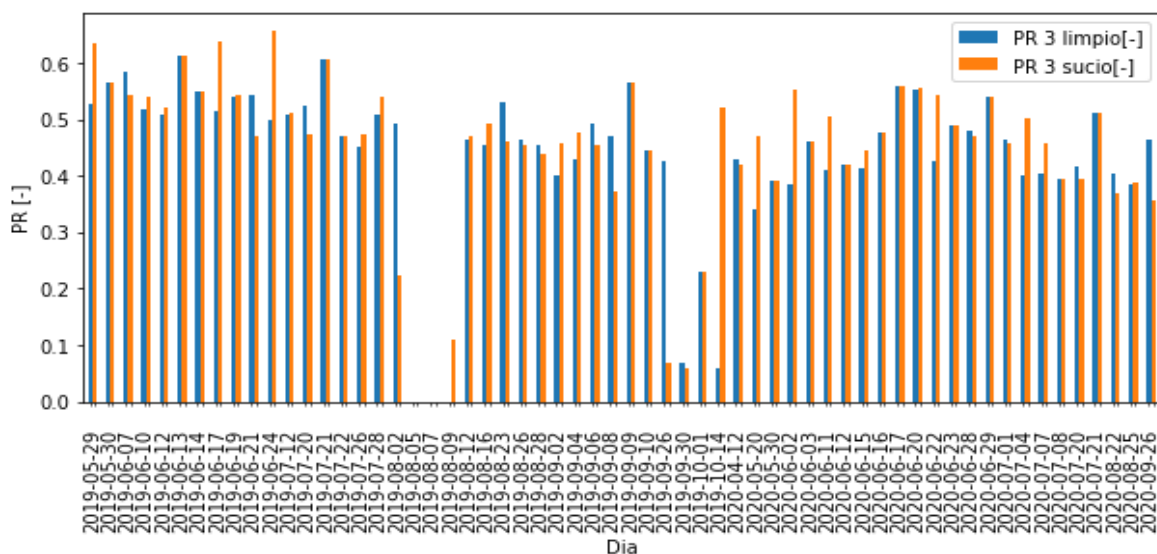


Ilustración 6.13: Rendimiento del panel 3 sucio y limpio.

adheridos en los paneles y la influencia de la radiación en días distintos, no tuvieron una gran repercusión. El peak fue alcanzado en el mismo periodo, el cual se produjo el peak del panel anterior, en donde se tuvo un valor de 1,4[–]. El rango de soiling rate es de 0,45[–] a 1,4[–].

Las fluctuaciones de soiling rate se puede observar de mejor manera a continuación:

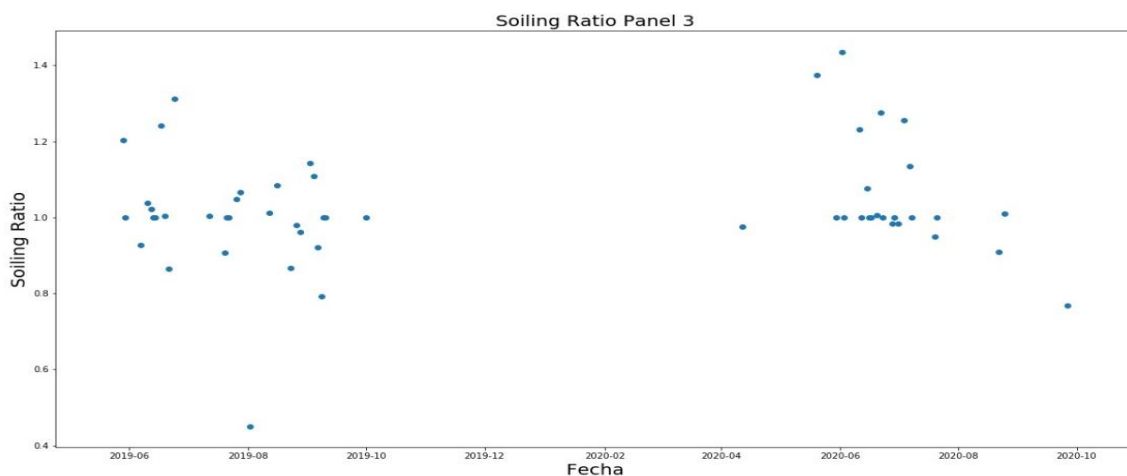


Ilustración 6.14: Soiling Rate del panel 3.

Panel 4: En el panel 4 se obtuvieron los siguientes datos promedios:

Tabla 6.13:Valores promedios para soiling en panel 4.

Soiling Ratio promedio[–]	0,986
Porcentaje pérdida del panel promedio[%]	13
Pérdida diaria [$\frac{Pérdidas}{Día}$]	0,001

El panel 4 muestra que el porcentaje de pérdida promedio fue de un 13% y que diariamente la pérdida promedio fue equivalente a $0,01 \left[\frac{\%}{día} \right]$, lo que indica que en todo el tramo de

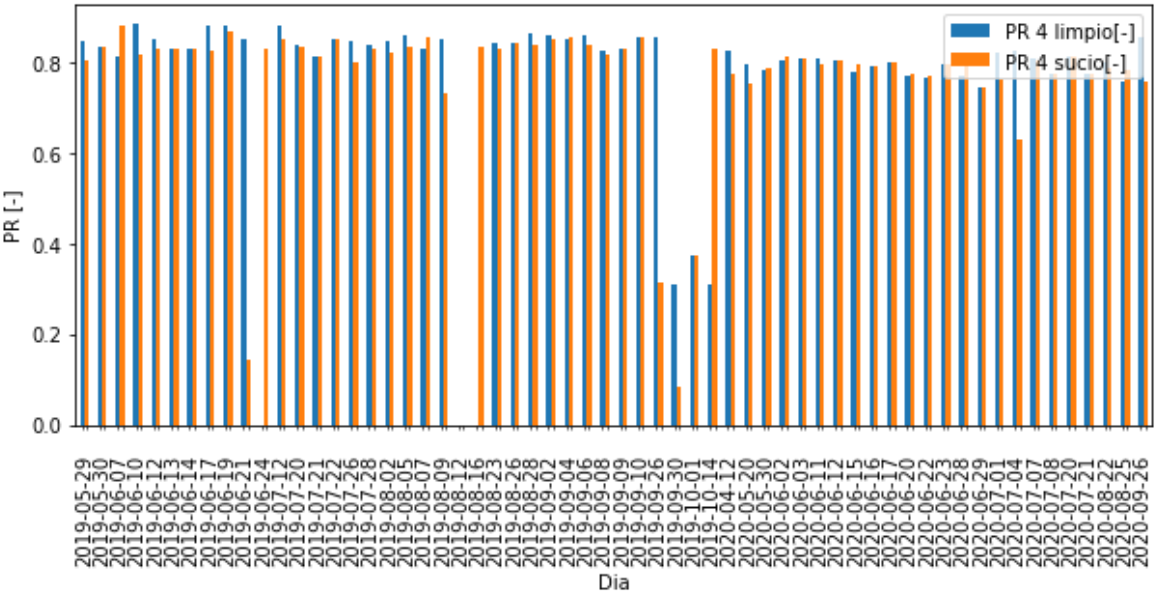


Ilustración 6.15: Rendimiento del panel 4 sucio y limpio.

medición el panel iba perdiendo 0,01% de energía hasta la siguiente limpieza. En la figura 6.14 se muestra que no hay grandes diferencias de rendimiento entre un panel sucio y un panel limpio, sin embargo, los datos indican que la pérdida promedio fue de un 10% entre limpiezas.

En la figura 6.15, se muestra que los valores de soiling ratios varían entre 0,8[–] y 1,05 [–] obviando los valores extremos.

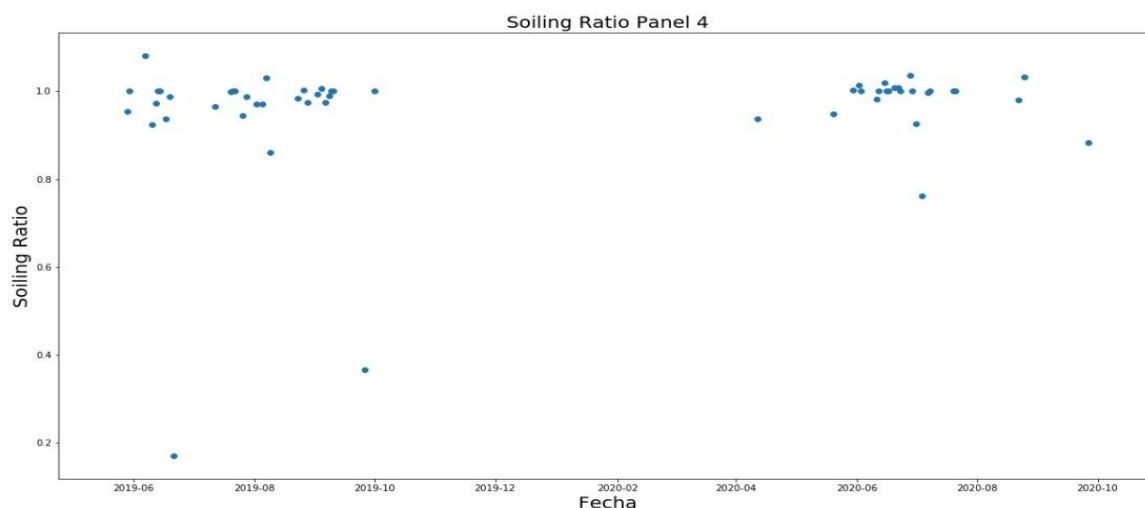


Ilustración 6.16: Soiling rate del panel 4.

Los datos de soiling rate comúnmente se realiza un ajuste lineal para obtener un valor promedio a lo largo del año, esto no se pudo realizar debido a la interrupción de la limpieza generando una falta de dato que sea representativa para la regresión. [30]

6.5. Degradación para cada panel:

Para analizar la degradación de los paneles solares se usó el método ARIMA debido a su gran precisión, al igual que modelo STL con LOESS, pero este requiere data continuada y debido a errores burdos de medición, hay días en que se eliminó la medición.

Para estos dos modos se requieren datos mensuales durante mínimo un año y si bien la cantidad de datos es suficiente para aplicarlos, es una cantidad pobre para obtener una tasa de degradación confiable.

Se utiliza el software Rstudio para realizar los ajustes estadístico de los performances ratios, el cual automáticamente realiza la configuración (p, d, q) .

Los valores para estos parámetros de cada panel fueron:

Tabla 6.14: Parámetros del modelo ARIMA seleccionados por el software R studio para los PR.

Paneles	p	d	q
---------	-----	-----	-----

Panel 1	0	1	0
Panel 2	0	1	1
Panel 3	4	1	0
Panel 4	0	1	1

La variable estacional fue de (0,0,0), lo cual puede ser por dos razones; ya sea por la cantidad de datos, que no es suficiente para generar una estacionalidad o porque el performance ratio corregido elimina la estacionalidad de los datos, siendo esta última, la razón de mayor importancia. La razón de esto será más clara en un período más largo.

Se observa en la tabla 6.13 que el factor autorregresivo (p) para los paneles 1, 2 y 4 es igual a 0, lo que indica que no hay relación entre las observaciones. Para el panel 3 se obtuvo un factor autorregresivo de 4, indicando que la observación está relacionada con las cuatro observaciones anteriores.

El parámetro estacionario (d) indica cuantas veces se diferenciaron los datos para eliminar la tendencia y lograr estacionalidad. En todos los paneles solares se alcanzó un valor de 1 señalando que se diferenció una vez para lograr estacionalidad.

La componente de media móvil (q) indica la memoria para sucesos aleatorios anteriores. El panel 1 y panel 3 no tienen componente media móvil, en cambio, los paneles 2 y 4, tuvieron un valor igual a 1, lo que significa que hay una relación con el dato aleatorio anterior.

Al aplicar regresión lineal a los datos entregados por el modelo ARIMA, las ecuaciones de la recta fueron las siguientes:

Para el panel 1 se obtuvo la siguiente ecuación de la recta luego del ajuste lineal:

$$PR_1 = 0.0188[-/m] \cdot m + 0,070[-] \quad (6.6)$$

Se observó un crecimiento del performance ratio a lo largo del tiempo, esto es debido a que el panel 1 hasta el 18 de octubre, no se tuvo ningún tipo de limpieza, derivando en un incremento de $0,0188 \left[\frac{-}{m} \right]$ y un valor inicial de $0,070[-]$.

En el caso del panel 2, el performance ratio se comporta de la siguiente manera:

$$PR_2 = -0,0002[-/m] \cdot m + 0,804[-] \quad (6.7)$$

Observando una pérdida absoluta de $-0,0002 \left[\frac{-}{m} \right]$ y un valor inicial de $0,804[-]$.

El panel tres presenta el siguiente comportamiento:

$$PR_3 = -0,001[-/m] \cdot m + 0,485[-] \quad (6.8)$$

Presentando una pérdida absoluta de $-0,001 \left[\frac{-}{m} \right]$ y un valor inicial de $0,485[-]$.

Por último, para el panel 4 su ecuación fue la siguiente:

$$PR_4 = -6,83 \times 10^{-5}[-/m] \cdot m + 0,811[-] \quad (6.9)$$

Para obtener su tasa de degradación e incertidumbre correspondientes, se aplicaron las fórmulas 3.16 y 3.17 respectivamente. Los resultados fueron los siguientes:

Tabla 6.15: Tasa de pérdidas de potencia para cada panel con su incertidumbre correspondiente.

Módulo	$PLR \left[\frac{\%}{anual} \right]$	$U_{PLR} \left[\frac{\%}{anual} \right]$
Panel 1	-32,34	0,288
Panel 2	0,35	0,101
Panel 3	2,61	0,008
Panel 4	0,30	0,001

La tasa de degradación de los paneles dada por el fabricante es de $0,7 \left[\frac{\%}{anual} \right]$ con una garantía de 12 años [3], cuyo dato se utiliza para comparar los estados de los paneles.

El panel 1 se excluye de la comparación, debido a que dio una tasa de pérdida negativa, debiéndose a otro factor que influyó en la condición en que se debía mantener el panel. Este factor fue la limpieza natural lo cual provocó un aumento de la potencia y no se posible observar pérdida de potencia en este módulo.

Para el panel 2, su tasa de degradación fue de $0,35 \pm 0,101 \left[\frac{\%}{\text{anual}} \right]$, el cual se acepta porque su valor está dentro del rango de la información entregada por el fabricante.

En el caso del panel 3, su tasa de degradación fue de $2,61 \pm 0,008 \left[\frac{\%}{\text{anual}} \right]$, demostrando que este panel se está degradando con mayor rapidez que el pronosticado por el fabricante, cuyo valor es casi cuatro veces mayor a la tasa esperada.

Para finalizar el panel 4, fue el que obtuvo la menor tasa de pérdida cuyo valor fue de $0,30 \pm 0,001 \left[\frac{\%}{\text{anual}} \right]$. Este valor es aceptado porque es menor al valor esperado por el fabricante.

Para mejorar los valores de estos resultados se necesitan mayor cantidad de datos, para que un modelo ARIMA sea representativo se necesita un mínimo de 50 datos y que estos sean representativos en el periodo de medición [32]

7. Conclusiones y Recomendaciones.

En este estudio se investigó el desempeño de cuatros paneles PV ubicados en la dependencia del campus San Joaquín de la universidad Federico Santamaría durante el período de mayo de 2019 a diciembre de 2020. Para esto se propuso implementar una metodología para la medición de desempeños del sistema PV analizando con mayores detalles el efecto de ensuciamiento y degradación.

Para estos se establecieron cuatros objetivos específicos que tienen las siguientes conclusiones:

- Se realizó un estudio de las problemáticas que enfrentan los paneles solares en operación especialmente el soiling y la degradación. Esto permitió escoger las métricas más favorables, según las variables medidas en nuestro laboratorio. Para la

medición de soiling se escogió el índice “soiling rate” y para el caso de la degradación se eligió un modelo de pérdida de desempeños con análisis estadístico mediante el método ARIMA.

- Según las métricas utilizadas para medir las problemáticas, el laboratorio incluye con los implementos necesarios para poder calcularlos. Pero aún así, algunos de estos implementos no se encuentran en funcionamiento o su lectura no es registrada impidiendo que cumple con totalidad la norma IEC 61724.

Los implementos que no se encuentran en funcionamiento son el anemómetro y el sensor de temperatura ambiental.

- La métrica de caracterización de desempeño utilizada fue el performance ratio, específicamente el performance ratio corregido a la temperatura del panel. Este se eligió debido a que la medición de soiling rate y la medición de la tasa de degradación utilizan este parámetro, además es el parámetro más usado para comparar desempeño de plantas fotovoltaicas independiente de la localización geográfica. Esta métrica se aplicó en los datos obtenidos con los respectivos filtros explicados en la metodología de trabajo para eliminar los valores atípicos. Esta métrica permitió detectar pérdidas y comportamientos anómalos en el desempeño de los paneles.
- Los valores obtenidos para medir el soiling y la degradación, no son valores representativos debido a que la data obtenida no cumple con el mínimo de datos para que se pueda realizar un ajuste lineal correcto. Por lo tanto, para poder obtener un repuesta representativa se necesita una mayor cantidad de tiempo. Un mínimo de dos años se sugiere para poder tener la estacionalidad de la serie de tiempo, pero para tener una representación significativa se necesitan un periodo de 4 años.

Otro punto que dificulta el modelamiento de estos fenómenos es que hay periodos de tiempo en donde no hubo continuidad y por lo tanto los modelos autorregresivos no pueden ajustarse de manera optima.

La metodología implementada para este análisis presentó resultados exitosos pudiendo modelar la tasa de soiling y la tasa de degradación.

Se recomienda seguir con este estudio para poder obtener una cantidad de datos confiable para que se puede establecer una estacionalidad y además optimizar el modelo ARIMA para un PLR con mayor confiabilidad.

Otra recomendación es utilizar el anemómetro y el sensor de temperatura ambiental para poder calcular el performance ratio corregido a la temperatura ideal del panel mediante modelos de transferencia de calor. Al utilizar la temperatura medida por el sensor, este dato puede ocultar información si el panel presenta alguna falla que afecte en la temperatura del panel.

8. Referencias

- [1] J. a. B. W. Duffie, Solar Radiation. In Solar Engineering of Thermal Processes (, 2013, p. 5 p.
- [2] J. a. B. W. Duffie, Solar Radiation. In Solar Engineering of Thermal Processes (, 2013, p. 12.
- [3] J. a. B. W. Duffie, Solar Engineering of thermal Processes, 2013, p. 37.
- [4] J. a. B. W. Duffie, Solar Engineering of thermal Processes, 2013, p. 59.
- [5] J. a. B. W. Duffie, Solar Engineering of Thermal Processes, 2013, p. 746.
- [6] ABB, Technical Application Papers No.10 Photovoltaic plants, 2010, p. 10.
- [7] I. I. E. Agency, Review of Failures of photovoltaic Module, 2014, pp. 55-87.
- [8] S. Odeh, Analysis of the Performance Indicators of the PV Power System. Journal of Power Engineering, 2018, p. 61.
- [9] S. Odeh, Analysis of the Performance Indicators of the PV Power System. Journal of Power Engineering, 2018, p. 61.
- [10] S. Odeh, Analysis of the Performance Indicators of the PV Power System. Journal of Power Engineering, 2018, p. 62.

- [11] L. D. A. M. S. a. C. M. Ayompea, Measured Performance of a 1.72 kW Rooftop Grid Connected Photovoltaic System in Ireland. *Energy Conversion and Management*, 2011, pp. 816-825.
- [12] S. Odeh, Analysis of the Performance Indicators of the PV Power System. *Journal of Power Engineering*, p. 62.
- [13] S. Odeh, Analysis of the Performance Indicators of the PV Power System. *Journal of Power Engineering*, 2018, p. 62.
- [14] S. Odeh, Analysis of the Performance Indicators of the PV Power System. *Journal of Power Engineering*, 2018, p. 63.
- [15] I. 61724, "Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis.", 1998.
- [16] NREL, Weather-Corrected Performance Ratio, 2013.
- [17] I. Kaaya, S. Lindig, K.-A. Weiß, D. Moser y M. Topic, Review of Statistical and Analytical Degradation Models for Photovoltaic Modules and Systems as Well as Related Improvements, p. 2.
- [18] I. B. o. W. a. Measures, Evaluation of Measurement Data—Guide to the Expression of Uncertainty, 2008.
- [19] Y. K. K. K. Y. M. A. K. & S. H. Ueda, Ueda, Y., Kurokawa, K., Kitamura, K., Yokota, M., Akanuma, K., & Sugihara, H. (2009). Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2009.
- [20] C. D. M. V. I. a. K. R. B. Braisaz, PV aging model applied to several meteorological conditions, 2014.
- [21] P. Mani M, Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations., 2010.

- [22] D.G.f.r.Sonnenenergie, Planning and installing photovoltaic systems : a guide or installers,architects and engineers:, 2008.
- [23] C. scientific, «campbellsci,» [En línea]. Available: <https://www.campbellsci.es/cr1000x>. [Último acceso: 20 03 2021].
- [24] K. &. Zonen, CMP10|CMP11|SMP10|SMP11, 2004.
- [25] LI-COR, LI-200SA P LI-200SA PYRANOMETER YRANOMETER SENSOR.
- [26] G. Market, Datasheet Crystallinne PV Module ASM6612P Series, 2016.
- [27] IEC1724, Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement,data exchange and analysis, 2017.
- [28] NREL, Weather-Corrected Performance Ratio, 2013.
- [29] H. Zitouni, «Experimental investigation of the soiling effect on the performance,» 2018.
- [30] B. L. A. B. Dounia Dahlioui, «Investigation of soiling impact on PV modules performance in semi-arid,» 2019.
- [31] G. Market, «Datasheet Crystallinne PV Module ASM6612P Series,» 2016.
- [32] G. E. P. a. G. C. T. Box, «Intervention analysis with applications to economic,» *Journal of the American Statistical Association*, 1975.
- [33] J. a. B. W. Duffie, Available Solar Radiation. In Solar Engineering of Thermal Processes (eds J.A. Duffie and W.A. Beckman), 2013.
- [34] J. a. B. W. Duffie, Solar Engineering of Thermal Processes, p. 747.
- [35] ABB, Technical Application Papers No.10, 2010, p. 9.
- [36] I. i. E. Agency, review of failure of PV modules, 2014, p. 68.

- [37] NREL, Weather-Corrected Performance Ratio, 2013.
- [38] M. RezaMaghami, H. Hashim y G. Chandima, Power loss due to soiling on solar panel:
A review, 2016.
- [39] J. A. Duffie, Solar Engineering of Thermal Processes.
- [40] J. A. Duffie, Solar Engineering of thermal processing.