



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

OPTIMIZACIÓN DE LIMPIEZA DE PANELES SOLARES EN PLANTAS FOTOVOLTAICAS.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

EDRIAN ANDREE COBIAN LUFIN

PROFESOR GUÍA:

Aldo Di Biase Friedmann

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

Francisco Rivera Serrano

Andrés Caba Rutte

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:

Colbún S.A

SANTIAGO DE CHILE

2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: EDRIAN ANDREE COBIAN LUFIN
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: ALDO DI BIASE F.

OPTIMIZACIÓN DE LIMPIEZA DE PANELES SOLARES EN PLANTAS FOTOVOLTAICAS.

Los sistemas de generación fotovoltaicos se han vuelto una de las tecnologías más atractivas en el segmento de la generación en los mercados eléctricos chilenos, ya que el LCOE ha disminuido significativamente durante los años, gracias a los avances en las investigaciones y los métodos de fabricación, sin embargo, estos sistemas se enfrentan a un problema de mantenimiento común, el ensuciamiento, afectando el OPEX y la energía producida. En la búsqueda de una solución a este problema, se desarrolla un modelo técnico-económico que determina el momento indicado para la limpieza de la planta reduciendo los efectos negativos del ensuciamiento.

La generación de energía por parte de este tipo de sistemas es fuertemente dependiente del sol, así cualquier impedimento en la incidencia de la radiación sobre el panel provoca una severa obstrucción en la producción de energía. De esta forma, al estar convenientemente ubicados en zonas desérticas o secas, éstos presentan un problema de mantenimiento recurrente que es la limpieza periódica del polvo depositado sobre los paneles, sin embargo, los operadores y encargados de la planta no siempre saben cuándo y por qué se realizan las limpiezas, únicamente lo hacen bajo una razón instintiva o nace del análisis del comportamiento energético de la planta cuando ésta reduce su eficiencia.

En el presente trabajo se realiza un modelo de estimación de la frecuencia óptima de limpieza con el fin de reducir las pérdidas de energía por ensuciamiento, aumentar la producción de energía promedio por día y reducir los costos de mantención que afectan el OPEX de la planta y por ende el LCOE. Además se realizará un modelo de estimación del siguiente día de limpieza a partir de criterios que se plantean en las investigaciones que se detallan en las referencias.

Finalmente, se crea un informe en Power BI capaz de entregar información relevante mediante el modelo del siguiente día de limpieza y las estimaciones que se realizaron del estado de ensuciamiento de la planta Ovejería, esto le entrega la capacidad al operador de tomar una decisión informada tomando en cuenta los criterios de operación de la empresa.

*A mi madre Karina Lufin que me ha apoyado en todos mis sueños y objetivos,
A mi prometida Sofía Baracatt cuyo apoyo, confianza y amor me ha hecho llegar a este
punto.*

A mis amigos y hermanos, que me han dado alegrías que jamás olvidaré.

Saludos

Agradecimientos

Mis agradecimientos van hacia todas las personas que me han apoyado en este proceso, en mi carrera que he buscado completar a pesar de mis indecisiones y la falta de orientación que he tenido durante el transcurso de este camino. Especialmente, a mi madre que ha sido no solo un soporte psicológico y emocional sino que se ha convertido en un pilar fundamental en mi desarrollo como persona y un referente en lo que respecta a los valores de vida, ética profesional y moral. A ti, te estaré eternamente agradecido por todo lo que hiciste para que yo llegara a este punto.

Agradezco a mis hermanos menores que ya no son tan pequeños, a mi hermano Ian, que gracias a su compañía pude observar la vida con un enfoque de vida más apasionado y decidido, uno que este en línea con tus sueños y deseos más profundos. A mi hermana Ambar, que al buscar ayudarla a crecer, ella ha hecho lo mismo por mí, permitiéndome valorar el enseñar, cuidar y respetar porque no solo uno ayuda a hacer que crezcan sino que también lo ayudan a crecer. Todo esto me ha motivado en gran parte a hacer lo que hoy estoy realizando, teniendo en vista un futuro en el cual nuestra familia se encuentre bien.

Y finalmente y no menos importante, agradezco profundamente a mi futura esposa y actual prometida Sofía Baracatt una mujer magnífica, inteligente, creativa, amable y comprensiva que durante los más de tres años que llevamos juntos, me ha enseñado el valor de una relación, del compromiso con un plan de vida, la confianza y el apoyo emocional y profesional al darme nuevos enfoques en todos los ámbitos de mi vida, unos más creativos y otros más prácticos (incluso en este trabajo de título), además, es excelente redactando y me ayudó con todos los acentos y problemas de puntuación.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo general	4
1.2.2. Objetivos Específicos	4
1.3. Metodología	5
1.3.1. Recopilación de datos necesarios	5
1.3.2. Implementación de modelo de planta fotovoltaica	5
1.3.3. Implementación de herramientas de Inteligencia Computacional	5
1.3.4. Desarrollo de problema de optimización	5
1.3.5. Evaluación de un caso de estudio: Ovejería	6
1.3.6. Integrar resultados con Power BI	6
1.4. Alcances	7
2. Marco teórico	8
2.1. Recurso Solar	8
2.1.1. Radiación	8
2.2. Juntura PN	11
2.2.1. Polarización	12
2.2.2. Comportamiento estático	13
2.3. Sistemas Fotovoltaicos	14
2.3.1. Fenómeno Fotovoltaico	15
2.3.2. Celdas solares	16
2.3.2.1. Módulos solares	20
2.4. Deposición de polvo sobre paneles	22
2.5. Particle Swarm Optimization	23
3. Estado del arte	25
3.1. Monitoreo	25
3.1.1. Indicadores de rendimiento	25
3.2. Modelamiento de paneles Fotovoltaicos	27
3.2.1. Dependencia de factores ambientales	29
3.3. Proporción de ensuciamiento	31
3.3.1. Stochastic Rate and Recovery Estimation Method	32
3.4. Frecuencia Óptima de limpieza	35
3.5. Siguiete día de limpieza	37
4. Desarrollo	39

4.1.	Datos	39
4.1.1.	Planta Solar Fotovoltaica: Ovejería	40
4.1.2.	Año 2019 y 2020	41
4.1.3.	Año 2022	42
	4.1.3.1. Variables meteorológicas y sistemáticas	42
	4.1.3.2. Indicadores de rendimiento	42
4.2.	Modelamiento eléctrico	44
4.3.	Stochastics Rate Recovery	49
4.4.	Frecuencia óptima de limpieza	52
	4.4.1. Problema de optimización	52
	4.4.2. Siguiete día de limpieza	56
4.5.	Power BI	57
5.	Conclusiones	59
	Bibliografía	62
	Anexos	64

Índice de Tablas

4.1.	Características principales de planta fotovoltaica Ovejería.	40
4.2.	Conjunto de parámetros con menor error	47
4.3.	Condiciones en las pruebas para la obtención de curvas características I-V. . .	48
4.4.	RMSE[%] de la estimación de la curva característica de cada string correspondiente a la caja combinadora N°44	48
4.5.	Coefficientes de ensuciamiento promedio para los años 2019 y 2020.	49
4.6.	Coefficientes de ensuciamiento para el año 2022.	52
4.7.	Parámetros de optimización. Caso base.	52
4.8.	Días restantes para la siguiente limpieza según marca de sensor.	57
5.1.	Características eléctricas del módulo fotovoltaico. Fuente: [28]	64

Índice de Ilustraciones

1.1.	Capacidad instalada por fuente [MW]. Fuente: Generadoras de Chile	1
1.2.	Capacidad instalada [MW] y Generación bruta [GWh] según tipo de fuente, julio 2021. Fuente: [2]	2
1.3.	Reducción de corriente y potencia en función de la densidad de deposición de polvo. Fuente: [3].	2
2.1.	Espectro de la radiación solar en distintos niveles de cercanía a la tierra. Fuente:[4]	9
2.2.	Variación de la radiación extraterrestre. Fuente: [5]	9
2.3.	Modelos para estimar la radiación difusa en superficies inclinadas. a) Componente difusa circumsolar. b) Modelo isotrópico. c) Modelo anisotrópico. Fuente: [8]	11
2.4.	Distribución de cargas en una unión PN. Fuente: [9]	11
2.5.	Diagrama de bandas de energía de la juntura PN en equilibrio térmico. Fuente: [9]	12
2.6.	Unión PN polarizada. a) Unión PN polarizada con un voltaje positivo $V_{ext} > 0[V]$. b) Unión PN polarizada con un voltaje negativo $V_{ext} < 0[V]$. Fuente: [9] .	12
2.7.	Curva característica de un diodo. Con una tensión de ruptura V_z . Fuente: [9] .	14
2.8.	a) Absorción de fotones. b) Termalización. Fuente:[11]	15
2.9.	Modelo simple de una celda solar. Fuente: [11]	16
2.10.	Eficiencia de celdas fotovoltaicas. Fuente: https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html	17
2.11.	Modelo de una celda fotovoltaica. Fuente: [5]	17
2.12.	Característica I-V y P-V. Fuente: [?]	19
2.13.	Variación de las curvas I-V y P-V. Fuente: [12]	19
2.14.	Conexión paralela y serie. a) Conexión paralela de celdas. b) Conexión serie de celdas	20
2.15.	Conexión de celdas en serie y paralelo con diodos de bloqueo y diodos de bypass. Fuente: [13]	21
3.1.	Diagrama de flujo de algoritmo para la extracción de parámetros. Fuente: [18]	28
3.2.	Resultados obtenidos del modelo utilizando distintas velocidades de deposición comparados con mediciones reales obtenidas de la localidad de California. Fuente: [21]	32
3.3.	Serie de tiempo de la métrica de performance, dividida por cada uno de los intervalos de limpieza encontrados. Fuente: [23]	33
3.4.	Pendiente extraída mediante el Theil Sen Stimator. Fuente: [23]	33
3.5.	Generación estocástica de perfiles de ensuciamiento para cada intervalo de limpieza definido.	34
3.6.	Distribución de la tasa de ensuciamiento basado en la planta, la línea gruesa representa la media y las líneas punteadas, el intervalo de confianza del 95 %.Fuente: [23]	34
3.7.	Intervalo de limpieza óptimo. Fuente:[24].	37

3.8.	Análisis de tendencia de costos y aplicación de criterio de limpieza.	38
4.1.	Planta solar Ovejería. Fuente: Colbun.cl	40
4.2.	VARIABLES RELEVANTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SRR. Año: 2019	41
4.3.	VARIABLES RELEVANTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SRR. Año: 2020.	41
4.4.	VARIABLES RELEVANTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SRR. Año: 2022	42
4.5.	Rendimiento de referencia, del arreglo y final promedio para cada mes.	43
4.6.	Promedio diario de la Razón de rendimiento y la razón de rendimiento corregida por temperatura para cada mes.	43
4.7.	Forma de la Ec. 3.7	44
4.8.	Acercamiento de posible solución de la Ec. 31.	45
4.9.	Error de cada conjunto de parámetros resultantes	45
4.10.	Variación de la resistencia paralelo con respecto a la resistencia serie y el factor de idealidad del diodo.	46
4.11.	Razón entre los valores de A y B para el cálculo de la resistencia en paralelo .	47
4.12.	Izquierda: Curva característica I-V para distintas radiaciones. Derecha: Curva característica I-V para distintas temperaturas.	48
4.13.	Resultados SRR. Año 2019	49
4.14.	Estimación de tasa del soiling rate con registros de los sensores.	51
4.15.	Estimación de tasa del soiling rate con registros de las mediciones del modelo.	51
4.16.	Frecuencia óptima de limpieza para los costos de mantención en seco y usando agua respectivamente.	53
4.17.	Frecuencia óptima de limpieza para los coeficientes de ensuciamiento de la tabla 4.6 para mediciones de sensores	53
4.18.	Frecuencia óptima de limpieza para los coeficientes de ensuciamiento de la tabla 4.6 para las estimaciones	54
4.19.	Análisis de sensibilidad de la función objetivo	55
4.20.	Siguiente día de limpieza. Mediciones Dust IQ	56
4.21.	Primera sección del informe	57
4.22.	Segunda sección del informe	58
5.1.	Diagrama unilineal de esquema de conexión hacia la red de distribución.	65
5.2.	Diagrama unilineal de la planta fotovoltaica.	66

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La generación de energía eléctrica a partir del sol es una de las soluciones en el sector de la generación que se acoge con mayor frecuencia para ingresar al segmento de la generación, asimismo se considera una de las tecnologías claves para el desarrollo sostenible de la matriz energética además de estar alineada con los objetivos planteados en la Hoja de Ruta 2050 y los compromisos con la Agenda 2030 [1]. El proceso de transición energética ha sido contemplado por distintos entes tanto públicos como privados, lo que se refleja en acciones, como el aumento de la capacidad instalada de energías renovables que se observa en la Figura 1.1.

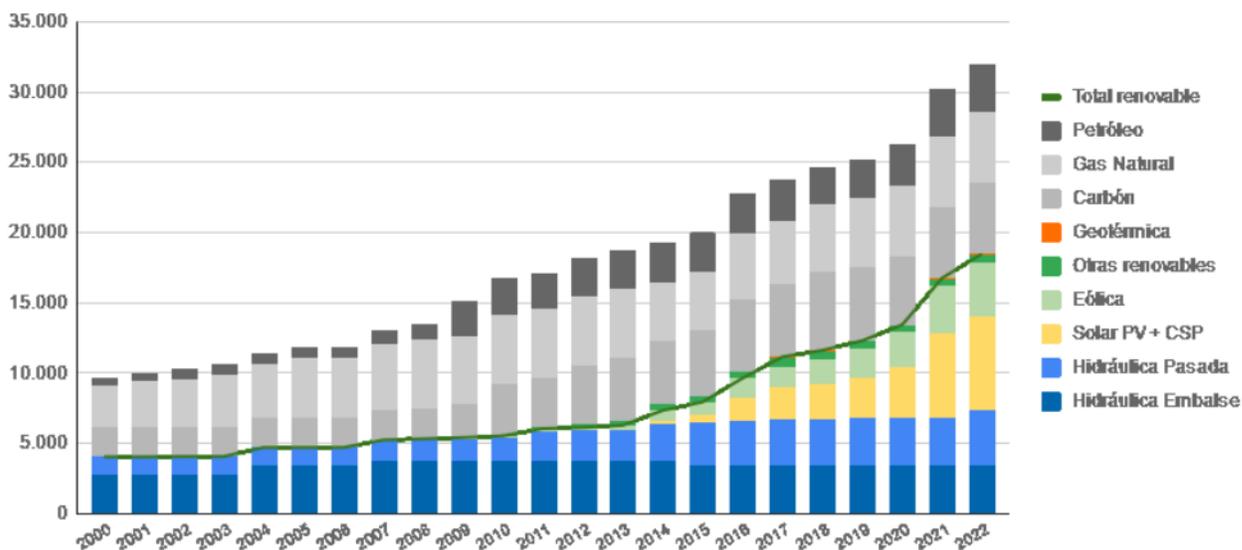
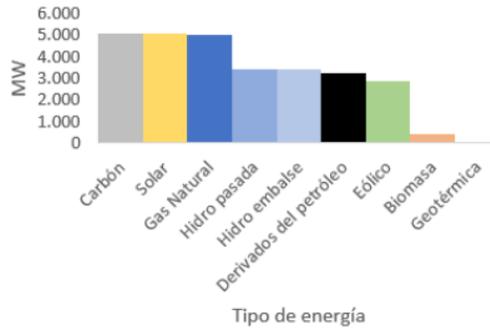


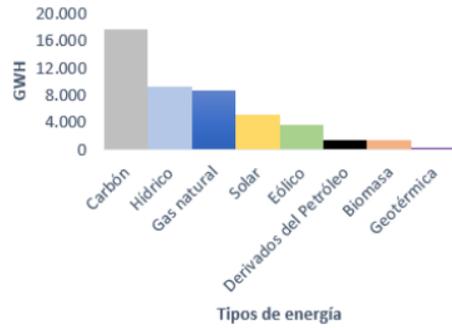
Figura 1.1: Capacidad instalada por fuente [MW]. Fuente: Generadoras de Chile

La generación de energía solar fotovoltaica y térmica en Chile ha aumentado considerablemente su capacidad, teniendo un 29.4% del total pero con una participación del 21% del total generado como se observa en la Figura 1.2 [2]. La razón detrás de estas cifras es que la generación renovable, tanto eólica como solar, son variables a lo largo del tiempo, precisamente porque el recurso con el que se genera cambia constantemente y depende de las condiciones meteorológicas.

(a) Capacidad instalada [MW] en Chile según tipo de energía, al mes de julio de 2021.



(b) Generación bruta SEN por fuente de generación acumulada al mes de julio 2021.



■ Carbón ■ Solar ■ Gas Natural ■ Hidro pasada ■ Hidro embalse ■ Derivados del petróleo ■ Eólico ■ Biomasa ■ Geotérmica

Figura 1.2: Capacidad instalada [MW] y Generación bruta [GWh] según tipo de fuente, julio 2021. Fuente: [2]

El recurso solar, al ser variable, tiene asociada una gran incertidumbre respecto a la cantidad de energía que es posible producir limitándose únicamente a ciertas horas. En desmedro de la producción de energía, se encuentran diversos factores que reducen la captura de energía solar; como el sombreado, ensuciamiento y los desperfectos de manufactura. El factor ensuciamiento tiene gran relevancia en el proceso de generación puesto que su presencia producirá una reducción de la producción de energía [3], dependiendo del tipo de partícula que se deposita sobre el dispositivo.

En la Figura 1.3 se observa el efecto negativo que tienen diferentes tipos de partículas en la potencia y la corriente, a medida que aumenta el diámetro de las partículas existe una mayor reducción de la potencia que los paneles son capaces de producir.

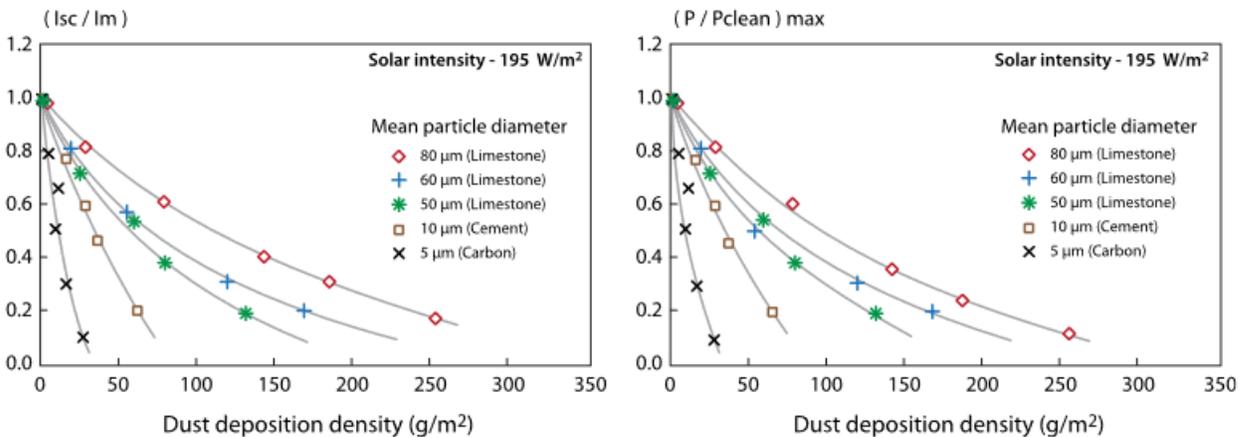


Figura 1.3: Reducción de corriente y potencia en función de la densidad de deposición de polvo. Fuente: [3].

Con respecto al ensuciamiento se han realizado numerosas investigaciones [3], analizando los factores que tienen relación con la deposición de polvo sobre los paneles, el efecto cruzado con las condiciones meteorológicas y como afecta finalmente la producción de energía. En vista del efecto que puede producir el ensuciamiento, es obligatoria la limpieza de los equipos

fotovoltaicos, con el objetivo de que los niveles de energía se conserven en su máximo durante las horas de operación.

La limpieza es una actividad presente en toda planta solar fotovoltaica, sin embargo, esta actividad se realiza con un enfoque limitado al aspecto de los paneles una vez sucios y la reducción de energía. Con este paradigma no se están tomando en cuenta factores como: costos de limpieza, costos por las pérdidas por ensuciamiento y niveles óptimos de potencia alcanzable con las tareas de mantención, por lo tanto existe una oportunidad para desarrollar nuevas metodologías que logren el mismo objetivo con una menor cantidad de recursos.

En el presente trabajo desarrolla un modelo de optimización que permita obtener la frecuencia óptima de limpieza de la planta fotovoltaica Ovejería tomando en cuenta los niveles de ensuciamiento de los paneles fotovoltaicos, los costos de mantención y las tarifas eléctricas que se estipulan dependiendo del segmento en el que se encuentra la conexión (Transmisión o Distribución) de la planta, de esta forma reducir el OPEX de la unidad generadora y el posible aumento de la producción de energía.

Este documento busca desarrollar un nuevo enfoque de mantención en la empresa a través de las siguientes secciones; en primer lugar, Objetivos y Metodología, donde se plantearán los objetivos relacionados con el desarrollo de la memoria y el como se realizarán. En el Marco Teórico, que definen los conceptos relevantes para la comprensión del documento. Luego, en el Desarrollo, se detallará el procedimiento para obtener los resultados planteados previamente en la sección de objetivos y finalmente las Conclusiones donde se señala la información, resultados relevantes y trabajos futuros.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Implementar un modelo de optimización técnico-económico basado en machine learning y métodos numéricos que será resuelto mediante un algoritmo de inteligencia computacional, capaz de calcular la frecuencia óptima de limpieza, además se determina el siguiente día de limpieza, para maximizar la producción de energía eléctrica reduciendo los costos de operación y mantenimiento a través de un modelo económico.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Obtener los índices de rendimiento para la planta a partir de la norma IEC 61724.
- Desarrollar el modelo de la planta solar utilizando los parámetros de los módulos fotovoltaicos.
- Implementar herramientas de machine learning y métodos numéricos para determinar la tasa de ensuciamiento.
- Desarrollar el problema de optimización tomando en cuenta los factores económicos y técnicos de la planta solar.
- Evaluar y validar el modelo en un caso de estudio, planta solar Ovejería.
- Presentación de resultados en el software Power BI.

1.3. Metodología

La metodología utilizada para el desarrollo de este trabajo de título será planteada y desarrollada en función de los objetivos específicos, con la intención de obtener los resultados necesarios para entregar valor al informe final que será desarrollado en Power BI y validar cada paso de forma independiente. Esta metodología se encuentra enfocada en la recopilación, análisis y procesamiento de datos a través de distintas herramientas computacionales buscando visualizar el estado de la planta. A continuación, será explicado cada hito a realizar con el propósito de cumplir el objetivo general.

1.3.1. Recopilación de datos necesarios

La recopilación de datos será una de las etapas fundamentales para desarrollar e implementar la simulación de la producción de energía por parte del panel, así que es necesario obtener los datos de los factores ambientales, tales como: Temperatura, Temperatura del módulo, proporción de ensuciamiento en paneles e Irradiancia. Al tomar en cuenta las fuentes de datos que son necesarias, se tendrá en consideración las hojas técnicas de los sensores, módulos y equipos de la planta.

1.3.2. Implementación de modelo de planta fotovoltaica

Se considerarán los factores meteorológicos (temperatura y radiación) y factores técnicos de los activos de la planta, como el inversor, transformador elevador y el comportamiento de los paneles fotovoltaicos. Aquí se espera obtener la producción de energía esperada de la planta fotovoltaica tomando en cuenta las condiciones ambientales de la zona. Para lograrlo se utilizaron las ecuaciones del marco teórico y estado del arte que rigen el comportamiento de los equipos que componen la planta; con respecto al inversor y y el transformador elevador, se utilizarán los parámetros entregados por las hojas técnicas en caso de ser necesarios.

1.3.3. Implementación de herramientas de Inteligencia Computacional

Para el uso de herramientas de Inteligencia Computacional es relevante tener presente qué factores no se pueden obtener a través de los sensores y cuáles factores es importante predecir o estimar, así es posible encontrarse con dos perfiles, el de ensuciamiento y el de la corriente de cortocircuito de la planta cuando se encuentra limpia. En la obtención de estos perfiles es posible encontrar herramientas de inteligencia tales como: *Estimación no paramétrica*, para la obtención de perfiles de ensuciamiento, algoritmos numéricos y modelos sistémicos para determinar el comportamiento de la planta fotovoltaica cuando se encuentra limpia. Así, a través de estos dos elementos, se podrá obtener los datos necesarios para desarrollar el problema de optimización.

1.3.4. Desarrollo de problema de optimización

El problema de optimización consiste en una serie de variables a tomar en cuenta, para plantearlo se toma en cuenta, por una parte factores económicos, tales como: Costo de limpieza, Ingresos por energía, Costo del agua y el LCOE. Por otra parte, se considerarán factores técnicos como: índices de rendimiento de la planta, tasas de ensuciamiento, rendimiento de los equipos que componen de la planta.

1.3.5. Evaluación de un caso de estudio: Ovejería

La evaluación de un caso de estudio se realizará por medio de los datos que se obtengan a partir de la metodología ya expuesta, con cuyo desarrollo se busca obtener un resultado coherente con los aspectos fundamentales de la planta, a fin de validar en un futuro mediante la comparación de distintas variables como: indicadores de rendimiento, producción de energía, costos acumulados por limpieza y costos acumulados por ensuciamiento y determinar la efectividad de la solución obtenida de este planteamiento.

1.3.6. Integrar resultados con Power BI

Una vez obtenido los resultados de la implementación del problema de optimización y cada punto previo se busca integrar éstos con una aplicación para su visualización, específicamente Power BI, el que permitirá realizar la toma de decisiones relacionadas al plan de mantención, en lo referido a limpieza de paneles. Los resultados principales se obtendrán con Python, lenguaje de programación que tiene un enfoque generalizado para la resolución de problemas de distinta índole.

1.4. Alcances

- El presente documento busca comprender el estado de la planta fotovoltaica a través de la norma IEEE 61724 que define las directrices para el análisis de plantas fotovoltaicas.
- Los niveles de ensuciamiento de los paneles solares tomarán en cuenta únicamente datos de temperatura del modulo y radiación por lo tanto, las características relacionadas al material depositado, como el tamaño del material particulado y su tipo, no se abordarán, asimismo tampoco se tomarán en cuenta el ángulo de inclinación de los seguidores solares ya que se considerarán constantes.
- Para efectos del modelamiento eléctrico se realizará una extracción de parámetros relevantes en la operación de este dispositivo, sin embargo, no se aborda los efectos de la degradación de los paneles a lo largo de los años.
- No se abordará un análisis ex-post una vez obtenidos los resultados del problema de optimización, ya que es imperante realizar las correspondientes mantenciones para comparar la producción de energía con los años anteriores y estudiando a la vez los indicadores de rendimiento.

Capítulo 2

Marco teórico

Esta sección aborda los aspectos teóricos fundamentales para la comprensión de este trabajo de título, los temas principales que se describen guardan relación con la generación de energía por parte del sol y cómo es aprovechada por los módulos fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica. De la misma forma, se describe el estudio del ensuciamiento de los paneles, uno de los factores fundamentales en el impedimento de la captura de la radiación.

2.1. Recurso Solar

2.1.1. Radiación

El recurso solar es fundamental para el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, su fuente principal es el sol que emite energía radiante en forma de radiación electromagnética o simplemente llamado radiación. La radiación solar se mide en Watts por metro cuadrado, y la cantidad de radiación solar depende de múltiples factores, por ejemplo:

- Ubicación geográfica.
- Hora del día.
- Estación.
- Clima local.

El espectro de radiación del sol es cercano a la de un cuerpo negro con temperatura de 5800 K, esto es importante ya que se distingue entre el espectro de radiación extraterrestre y terrestre, la diferencia principal entre ambos es que el primero no toma en cuenta el efecto de la atmósfera. El espectro de radiación extraterrestre se observa en la Fig. 2.1. El estudio de la radiación solar conlleva el análisis de su comportamiento frente a los factores que generan un impacto en su magnitud, dentro de los factores que tienen mayor relevancia está la atmósfera, ya que actúa como filtro frente a distintas longitudes de onda de la distribución espectral de la radiación solar.

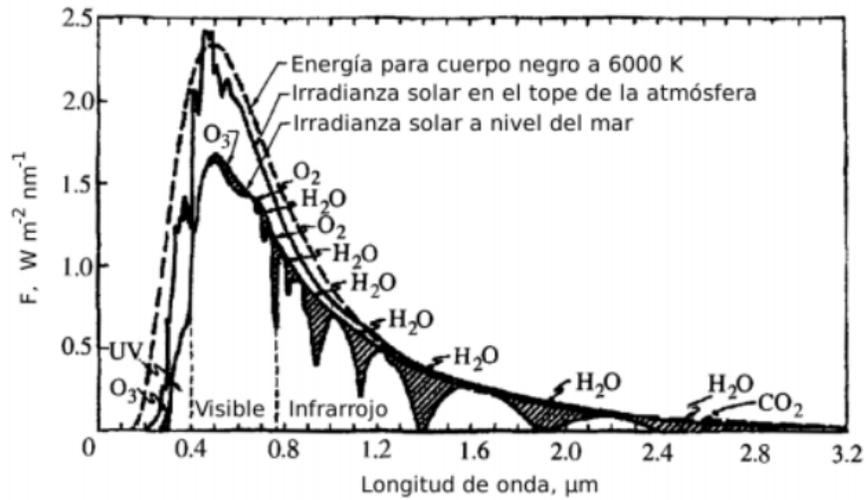


Figura 2.1: Espectro de la radiación solar en distintos niveles de cercanía a la tierra. Fuente:[4]

Para analizar la radiación solar incidente en un panel solar, es necesario en primer lugar, entender la cantidad de radiación que llega desde el espacio o **radiación extraterrestre**, esta cantidad es la energía solar por unidad de tiempo a la distancia media entre la tierra-sol fuera de la atmósfera (1 unidad astronómica), a esta cantidad de energía se le llama **Constante solar** (G_{sc}), esta constante tiene un valor de $1366 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$, y depende del día del año se le realiza una corrección en base a esta dependencia y su expresión es:

$$G_{on} = G_{sc} \cdot \left[1 + 0.033 \cos \frac{360N}{365} \right] \quad (2.1)$$

Donde: N = Día del año (1 para el 1 de Enero y 365 para el 31 de Diciembre.)

A partir de esta expresión, se obtiene el comportamiento de la constante solar durante los meses del año, la curva que representa esta variación se presenta a continuación.

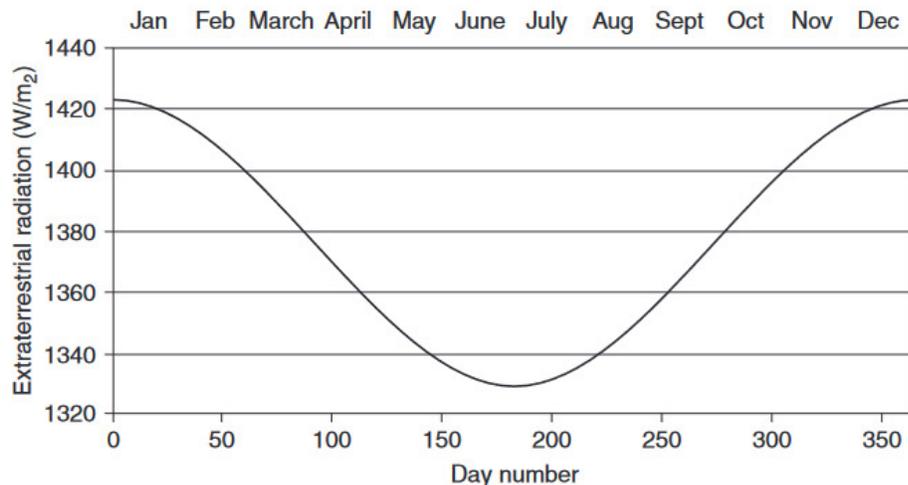


Figura 2.2: Variación de la radiación extraterrestre. Fuente: [5]

Por otro lado, la **radiación terrestre** es la resultante de la incidencia de la radiación posterior al paso a través de la atmósfera terrestre. Los cambios que experimenta la radiación extraterrestre hasta llegar a la superficie son el scattering (dispersión), absorción y la reflexión. Finalmente, la radiación incidente a la superficie dependerá de la cantidad de masa de aire por la que pasa la radiación, el tamaño de las partículas y sus propiedades físicas, la cantidad de agua en las columnas, entre otros.

La radiación terrestre esta compuesta por tres componentes: la componente **directa** o **DNI Direct Normal Irradiance** que corresponde al rayo directo del sol, la componente **Difusa** o **DHI Diffuse Horizontal Irradiance** que es la afectada por la dispersión de la atmósfera y, finalmente, la componente que representa la absorción realizada por la superficie y la atmósfera. A la suma de las primeras dos componentes se le llama Radiación global horizontal o **GHI** (Global Horizontal Irradiance) por sus siglas en inglés.

$$GHI = DNI \cdot \cos \theta_z + DHI \quad (2.2)$$

Donde: $\theta_z = \text{Ángulo zenith}$.

La radiación global horizontal se puede corregir en función del ángulo de incidencia θ_{AOI} , esta corrección es sobre el plano incidente, obteniendo la irradiancia directa incidente sobre el plano, para lo cual se utiliza la siguiente expresión.

$$DNI = DNI \cdot \cos \theta_{AOI} \quad (2.3)$$

El cálculo de la irradiancia difusa se realiza mediante diferentes modelos, uno de ellos es el modelo de Klucher [6], es un modelo anisotrópico que toma en cuenta la componente isotrópica de la radiación difusa y la componente circumsolar, utilizando la siguiente expresión:

$$DHI_{POA} = \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \theta_T) \cdot DHI \cdot \left(1 + f_k \cos(\theta_{AOI})^2 \sin(\theta_z)^3\right) (1 + f_k \sin(\theta_T/2)^3) \quad (2.4)$$

Donde: $f_k = 1 - \left(\frac{DHI}{GHI}\right)^2$

Del modelo se desprende que la relación $\left(\frac{DHI}{GHI}\right)^2$ se acerca a 0, que es la condición de cielos despejados y sin dispersión de Rayleigh entonces el modelo es isotrópico (Liu-Jordan [7]) y cuando la irradiancia difusa aumenta se tiene la contribución difusa debido a la cercanía del disco solar. En la siguiente figura se observan ambas contribuciones en este modelo.

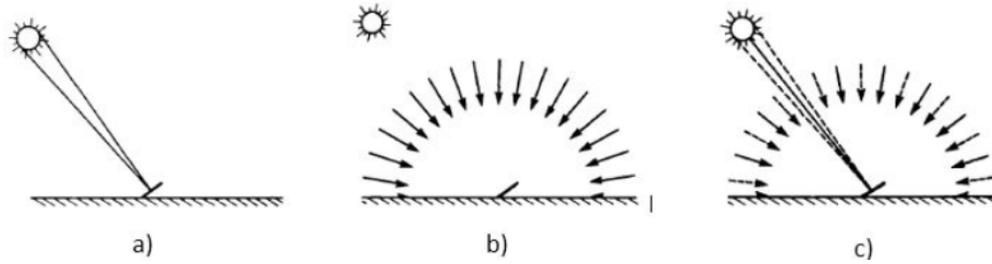


Figura 2.3: Modelos para estimar la radiación difusa en superficies inclinadas. a) Componente difusa circumsolar. b) Modelo isotrópico. c) Modelo anisotrópico. Fuente: [8]

2.2. Juntura PN

Una juntura PN, es una unión de dos materiales semiconductores extrínsecos, un material N que posee las impurezas donadoras y un material tipo P que tiene impurezas aceptoras. La unión entre estos materiales genera una zona de transición llamada **Región de agotamiento, depleción** o **Región de carga espacial**. Los conceptos relevantes para la comprensión de los materiales semiconductores se encuentra en la sección 6.1 del Anexo.

Al unirse estos dos materiales se produce por difusión un flujo de portadores desde la región que son mayoritarios hacia el lado opuesto de la interfase. Por lo tanto, se forman dos regiones diferenciadas cargadas positivamente y negativamente, formando así un campo eléctrico ϕ_o .

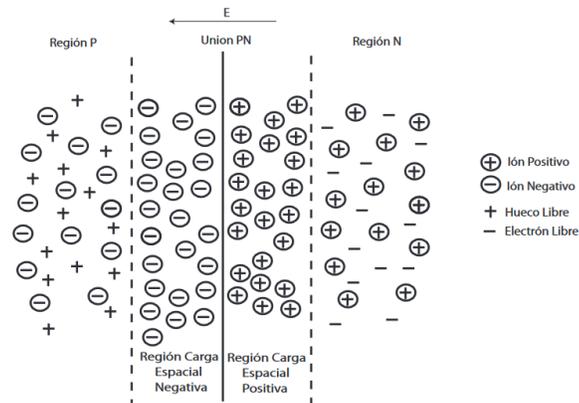


Figura 2.4: Distribución de cargas en una unión PN. Fuente: [9]

La magnitud del campo eléctrico aumentará hasta oponerse a la difusión de portadores llegando a un punto de equilibrio donde el flujo de arrastre se opone a flujo de dispersión. La presencia de un campo eléctrico altera los niveles energéticos como se observa en la Fig.2.4. Su magnitud es de $0.7[V]$ para el Silicio [10]

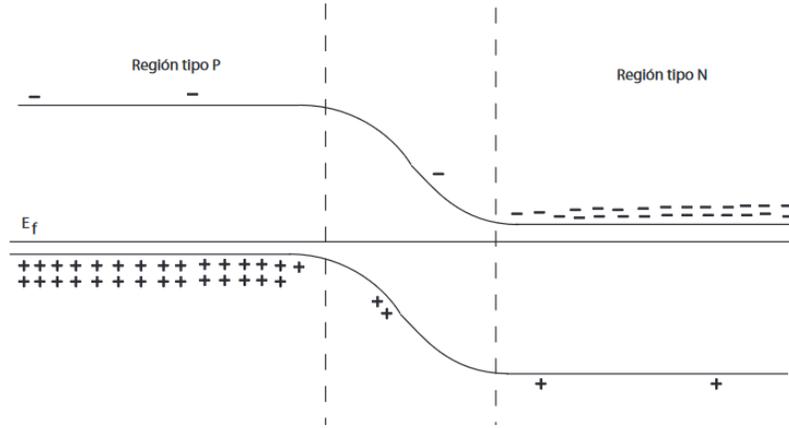


Figura 2.5: Diagrama de bandas de energía de la juntura PN en equilibrio térmico. Fuente: [9]

La alteración de las bandas de energía de conducción y valencia se debe principalmente al cambio de energía potencial de los electrones de la banda de conducción de los materiales P y N, generando una variación del nivel de Fermi en el material resultante.

2.2.1. Polarización

Cuando la unión PN se encuentra polarizada, es decir, se aplica un voltaje externo V_{ext} en los terminales de la unión existen dos casos: cuando la polarización se realiza con un voltaje positivo y es llamada **directa** y cuando se realiza con un voltaje negativo llamándose **inversa**. La polarización directa reduce la magnitud del campo eléctrico formado en la región de agotamiento y la inversa lo aumenta, asimismo cada una de estas polarizaciones altera los niveles de energía de la juntura, esto se nota en la Fig. 2.6.

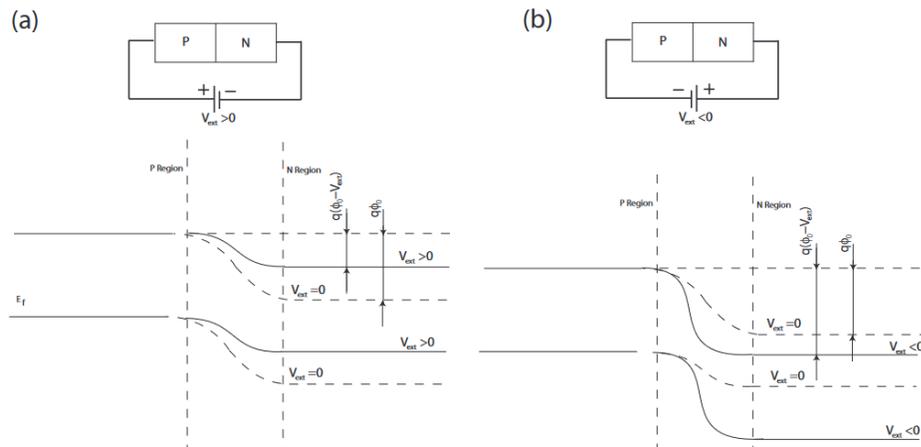


Figura 2.6: Unión PN polarizada. a) Unión PN polarizada con un voltaje positivo $V_{ext} > 0[V]$. b) Unión PN polarizada con un voltaje negativo $V_{ext} < 0[V]$. Fuente: [9]

Una vez polarizada directamente la unión PN, entonces se producen inicialmente flujos difusivos de portadores desde las regiones en la que son mayoritarios hacia las regiones que son minoritarios permitiendo así la conducción eléctrica. En el caso de que la polarización sea inversa, los flujos de arrastre aumentan en magnitud por sobre los flujos de dispersión,

este flujo de arrastre desplaza los portadores en dirección contraria a donde son mayoritarios, produciéndose una corriente inversa de baja magnitud.

2.2.2. Comportamiento estático

El comportamiento estático de una juntura PN es cuando se encuentra en estado estacionario frente a la presencia de un voltaje externo $V_{ext} = V$, ésta se formula matemáticamente en función de los flujos de portadores minoritarios de cada región cuando se encuentran cerca de la región de agotamiento. Para la región P son los electrones y para la región N son los huecos. La densidad de corriente se obtiene como:

$$J = q [\phi_p(0^+) - \phi_n(0^-)] \quad (2.5)$$

Donde: $\phi_p(0^+) =$ Flujo de huecos en la región N
 $\phi_n(0^-) =$ Flujo de electrones en la región P

Para determinar los flujos de huecos y electrones en cada región donde son minoritarios primero se define el gradiente de portadores minoritarios Δn y Δp , cuando existe un gradiente, se genera la difusión de portadores y se puede observar la concentración en función del largo de la juntura. Por lo tanto, la variación de concentración de portadores poseen la siguiente expresión:

$$\Delta n(x) = \Delta n(0^-) e^{\frac{x}{L_n}} \text{ para } x > 0 \quad (2.6)$$

$$\Delta p(x) = \Delta p(0^-) e^{\frac{x}{L_p}} \text{ para } x < 0 \quad (2.7)$$

Entonces el flujo de portadores a ambos lados de la unión, se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\phi_p(0^+) = -D_p \frac{\Delta p(0^+)}{L_p} \quad (2.8)$$

$$\phi_n(0^-) = -D_n \frac{\Delta n(0^-)}{L_n} \quad (2.9)$$

Entonces utilizando condiciones de equilibrio térmico que se abordan en [9] específicamente en las ecuaciones 5.15 y 5.16, se puede obtener la concentración de portadores minoritarios en la unión, resultando:

$$n_p(0^+) \approx N_d e^{-\frac{q\phi_0}{kT}} \frac{qV}{kT} = n_{p0} e^{\frac{qV}{kT}} \quad (2.10)$$

$$p_n(0^+) \approx N_a e^{-\frac{q\phi_0}{kT}} \frac{qV}{kT} = p_{n0} e^{\frac{qV}{kT}} \quad (2.11)$$

Con estas expresiones de las concentraciones de portadores minoritarios cercanas a la unión se puede obtener el incremento de esta concentración en cada región con respecto a los valores de portadores minoritarios cuando se encuentran en equilibrio térmico.

$$\Delta n(0^-) = n_{p0}(0^-) - n_{p0} = n_{p0} \left(e^{\frac{qV}{kt}} - 1 \right) \quad (2.12)$$

$$\Delta p(0^-) = p_{n0}(0^+) - n_{n0} = p_{n0} \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.13)$$

Finalmente, reemplazando las expresiones 2.12 y 2.13 en las ecuaciones 2.8 y 2.9, y el resultado de este procedimiento en la Ec. 2.5. Se obtiene la expresión de la corriente como $I = A_t \cdot J$.

$$I = qA_t \underbrace{\left[\frac{D_p p_{n0}}{L_p} + \frac{D_n n_{p0}}{L_n} \right]}_{I_o} \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.14)$$

En la Ec. 2.14 se tiene que la expresión I_o depende únicamente de parámetros tecnológicos como el dopaje y de la temperatura. Esta ecuación posee dos términos, uno que depende del voltaje que nace de la difusión de portadores desde las regiones donde son mayoritarios hacia donde son minoritarios. El otro término nace de la circulación de portadores desde la región donde son minoritarios hacia las que son mayoritarios. La representación gráfica de la unión PN.

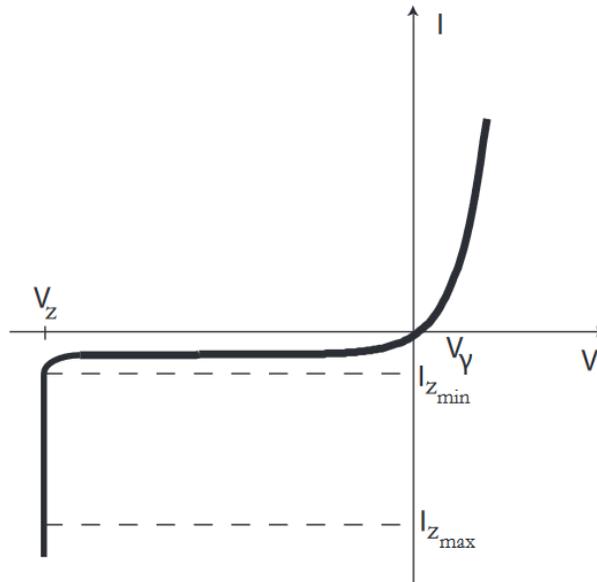


Figura 2.7: Curva característica de un diodo. Con una tensión de ruptura V_z . Fuente: [9]

La tensión de ruptura es una tensión límite que se aplica en polarización inversa, provocando el movimiento de portadores minoritarios que adquieren energía cinética, sus colisiones generan gran cantidad de energía térmica provocando conjuntamente la generación de pares electrón-hueco adicionales, esto se interpreta como un aumento de la corriente inversa y la posterior ruptura.

2.3. Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son sistemas eléctricos que se caracterizan principalmente por transformar la energía proveniente del sol a energía eléctrica mediante el uso de materiales semiconductores que se valen del efecto fotovoltaico para generar la energía eléctrica. Para el

estudio de estos sistemas es necesario realizar una revisión del efecto fotoeléctrico, las características principales de los módulos solares y su unidad fundamental de funcionamiento, la celda solar y finalmente los componentes principales de las plantas fotovoltaicas.

Comprender el comportamiento de la unidad fundamental de los módulos solares, la celda solar, es importante para investigar cada uno de los componentes, factores y parámetros que guardan relación con el problema que se busca resolver. El principio de funcionamiento de las celdas solares se basa en el **fenómeno fotovoltaico**, este fenómeno ocurre cuando se produce una diferencia de potencial en una juntura formada por materiales semiconductores en respuesta a la radiación electromagnética [11].

2.3.1. Fenómeno Fotovoltaico

El fenómeno fotovoltaico se produce cuando existe una diferencia de potencial en una juntura PN debido a la radiación electromagnética y resulta en la generación de una corriente en los terminales de la juntura, el proceso de generación de esta diferencia se describe a continuación.

1. **Generación de portadores cargados debido a la absorción de fotón:** La incidencia de un fotón y consiguiente absorción de éste por parte del material, dependerá de si el fotón tiene la energía necesaria para excitar a un electrón llevándolo desde un estado energético inicial E_i hasta un estado final E_f . Por lo tanto, la energía del fotón será:

$$E_{ph} = hv = E_f - E_i \quad (2.15)$$

La absorción dependerá de los niveles de energía en el que se encuentran la **banda de valencia** E_v y la **banda de conducción** E_c , porque cuando un electrón se excita pasa desde la primera a la segunda banda dejando un hueco con energía E_i , entre estas dos bandas se encuentra la **banda prohibida** E_g que es donde no es posible que se encuentren electrones, por lo tanto, el fotón tiene que tener una energía mayor a $E_g = E_c - E_v$ para ser absorbido, cuando $E_{ph} > E_g$ se produce la termalización, en caso contrario solo atravesará el material. En la siguiente figura se presenta este proceso.

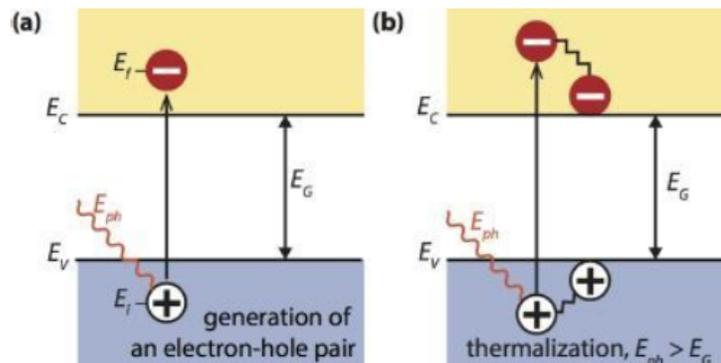


Figura 2.8: a) Absorción de fotones. b) Termalización. Fuente:[11]

2. **Separación de portadores fotogenerados:** Los portadores fotogenerados tienden a recombinarse, lo que libera energía como fotón o la transfiere a los portadores. Si

esta energía quiere ser usada como trabajo se utilizan membranas semipermeables que corresponden a materiales semiconductores de tipo p y tipo n que permitan la circulación de electrones desde una membrana a otra antes de que se recombinen. Así se crea una celda solar simple, esta se presenta en la siguiente figura.

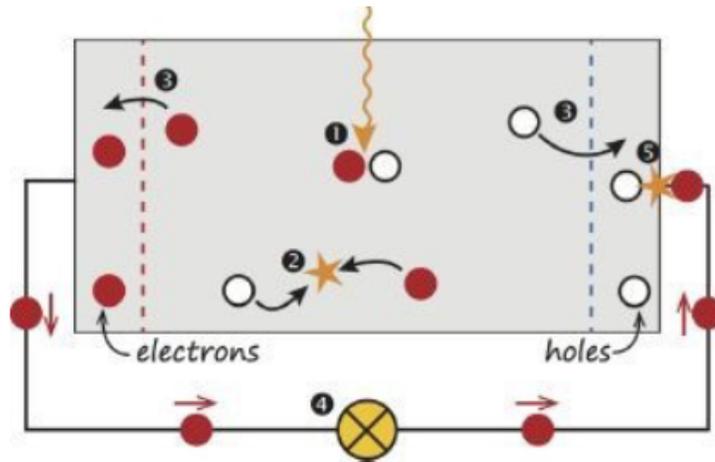


Figura 2.9: Modelo simple de una celda solar. Fuente: [11]

3. **Pérdidas:** Las pérdidas que se producen durante el fenómeno fotoeléctrico se deben principalmente a la imposibilidad de absorber todos los fotones debido a la diferencia de energía que define banda prohibida y la energía dispersada como calor por parte del electrón cuando absorbe energía por sobre la banda de conducción [9].

2.3.2. Celdas solares

La celda solar es la unidad fundamental de un sistema fotovoltaico, que permite transformar la energía radiante proveniente del sol en energía eléctrica gracias al fenómeno fotovoltaico que se produce en materiales semiconductores que conforman una juntura PN. La generación de corriente a partir de la radiación incidente varía de acuerdo a los materiales que constituyen la celda solar, así también la eficiencia de conversión de una energía a otra, por lo tanto, a medida que la tecnología ha avanzado y mejorado también lo ha hecho la eficiencia y la cantidad de voltaje que se puede obtener de una única celda.

Las celdas solares están formadas por materiales semiconductores que pueden ser de distintos tipos, tales como: Silicio Mono-cristalino, Silicio Poli-cristalino, Materiales orgánicos y celdas thin films o "películas delgadas". Las celdas solares desarrolladas se han caracterizado por ser de:

- 1^{era} generación: La primera generación de celdas solares corresponden a celdas de silicio mono-cristalino o poli-cristalino. La eficiencia de estas celdas rodea el 15-20 %.
- 2^{da} generación: La segunda generación de celdas se encontraban en el rango entre el silicio micromorfo o amorfo hasta los semiconductores cuaternario o binario como lo son: Arseniuro de galio (GaAs), telururo de cadmio (CdTe), Seleniuro de cobre,indio o galio (CIGS) que son utilizados mayormente en películas delgadas.

- 3^{era} generación: La tercera generación de celdas solares se caracterizan por estar formadas por polímeros conjugados y semiconductores orgánicos, si bien la eficiencia puede llegar hasta 12 %, sin embargo, estos materiales presentan problemas en el movimiento de portadores minoritarios.
- 4^{ta} generación: La cuarta generación de materiales para celdas fotovoltaicas son llamados nano fotovoltaico, una de las ventajas que posee es la gran eficiencia de conversión que poseen.

La eficiencia que poseen las celdas solares formadas por estos materiales es variada y se presenta a continuación.

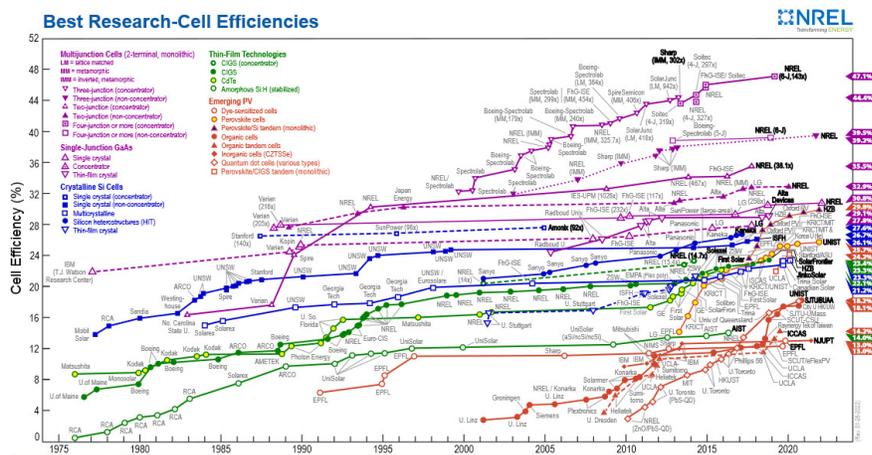


Figura 2.10: Eficiencia de celdas fotovoltaicas. Fuente: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>

El comportamiento de la celda fotovoltaica es representada mediante su característica I-V, la que se obtiene a través del modelamiento del comportamiento de la celda tomando en cuenta los fenómenos físicos que se producen en los materiales que la conforman. El modelo que representa el comportamiento de la celda solar se llama **Modelo de un diodo**, este modelo se representa mediante el uso de un diodo, resistencias y la fuente de corriente. En la siguiente figura se observa el circuito representativo de la celda solar.

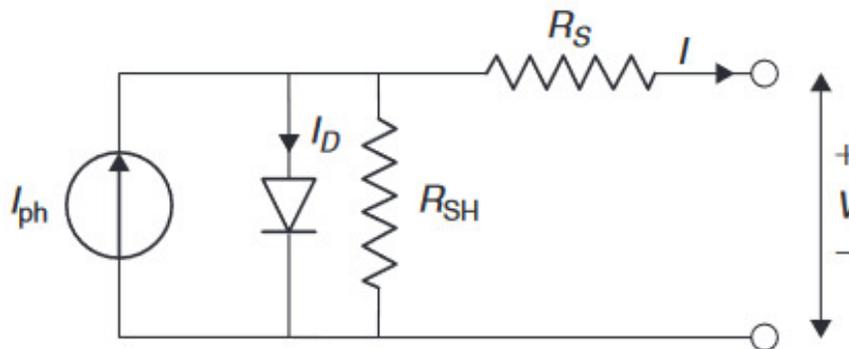


Figura 2.11: Modelo de una celda fotovoltaica. Fuente: [5]

Este modelo se obtiene a partir de la representación simbólica de fenómenos físicos que ocurren en una celda fotovoltaica.

- **Foto-corriente** I_{ph} : Esta corriente es producida por la absorción de fotones por parte de los materiales semiconductores, creando los pares electrón-hueco, sin embargo, estos portadores minoritarios son meta-estables y existirán únicamente en el tiempo de vida igual al de un portador minoritario, este portador existirá únicamente antes de recombinarse. Para evitar el proceso de recombinación existe el proceso de colección por parte de la juntura PN que evita la recombinación debido a la separación espacial, este proceso se produce por la conducción de electrones hacia la carga, que luego se recombinan con un hueco en el material P, que es donde el hueco se encuentra una vez comienza la conducción de corriente.
- **Resistencia serie** R_s : Es parte de las resistencias parásitas de una celda fotovoltaica, provocando la mayor cantidad de pérdidas. Esta representa la conducción de corriente a través de la celda desde el emisor a la base y la resistencia de contacto entre el contacto metálico y el silicio.
- **Resistencia Shunt** R_{sh} : Esta resistencia representa las pérdidas producto de defectos provenientes de la manufacturación. Ésta se vuelve importante cuando existe una reducida radiación solar, provocando que las pérdidas producto de esta resistencia tengan una mayor proporción con respecto al total.
- **Corriente oscura** I_D : Es una corriente que circula por dispositivos fotosensibles incluso cuando no está recibiendo luz; ésta se debe a la generación aleatoria de electrones y huecos que son arrastrados por el campo eléctrico. Esta generación se debe a la excitación térmica.

A partir del circuito eléctrico presentado en la Fig. 2.11 se formula la ecuación representativa del circuito, que se determina a partir de la diferencia entre la fotocorriente y la corriente oscura del diodo. La expresión se encuentra a continuación:

$$I = I_{ph} - I_{sat} \cdot \left[\exp \left(\frac{V + I \cdot R_s}{V_{th} \cdot m} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (2.16)$$

- Donde:
- I_{ph} = Foto Corriente.
 - I_{sat} = Corriente de saturación de diodo.
 - R_s = Resistencia serie.
 - R_p = Resistencia paralelo.
 - V_{th} = Voltaje térmico $V_{th} = \frac{N_c k T}{e}$.
 - m = Factor ideal de diodo.
 - N_c = Número de celdas solares en serie.
 - k = Constante de Boltzmann.
 - e = Carga eléctrica del electrón.

Las celdas solares, poseen las características I-V y P-V que se muestran en la Fig.2.12, definidas para una radiación y temperatura específica. Además, se observa el punto MPP o *Maximum Power Point* que es donde se produce la mayor cantidad de potencia, sin embargo, este punto depende de la radiación solar y la temperatura que posee la celda, por lo tanto, cambia constantemente.

Otro factor de importancia para las celdas solares es el Factor de forma o *Fill Factor*, es un término utilizado para definir la eficacia de una celda solar y se define como la relación entre el máximo punto de potencia (MPP) y el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}). La expresión del factor de forma esta dado por:

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.17)$$

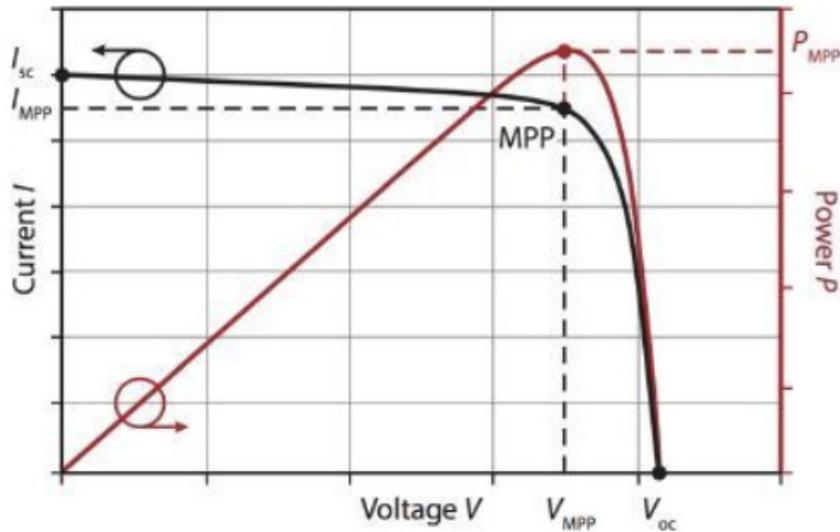


Figura 2.12: Característica I-V y P-V. Fuente: [?]]

La curva característica, como se explica previamente, representa la operación de la celda con una temperatura y radiación dadas, sin embargo, estas variables cambian durante la operación de la celda, por lo tanto, las curvas I-V y P-V varían proporcionalmente en la práctica. Esta variación se observa en la siguientes figuras.

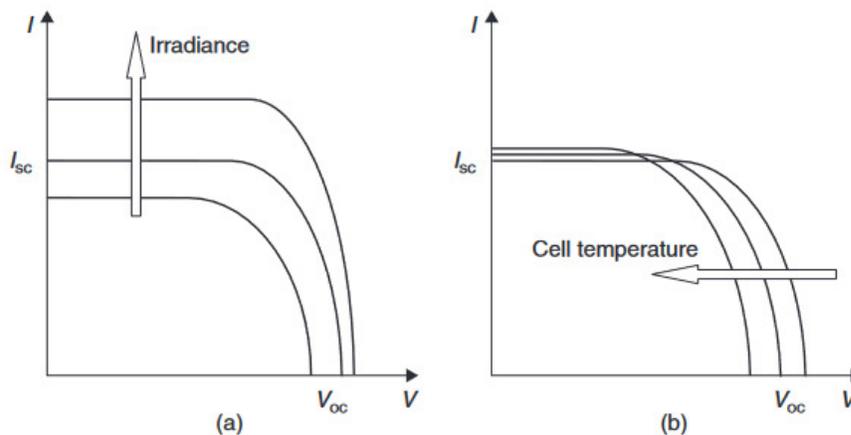


Figura 2.13: Variación de las curvas I-V y P-V. Fuente: [12]

Según la figura previa, la variación de temperatura afecta principalmente al voltaje reduciéndolo y, por consiguiente, reduciendo la eficiencia de conversión de energía por parte de la

celda, en menor medida provoca el aumento de la corriente de cortocircuito. Por otro lado, la variación de radiación afecta notablemente la corriente de cortocircuito y en menor medida el voltaje de circuito abierto.

En la práctica, las celdas solares se conectan en serie y en paralelo para la conformación de módulos solares, de esta forma al conectarse en serie, los voltajes de la celda se suman y en paralelo las corrientes lo hacen. Esto se refleja en las curvas características I-V que se muestran a continuación.

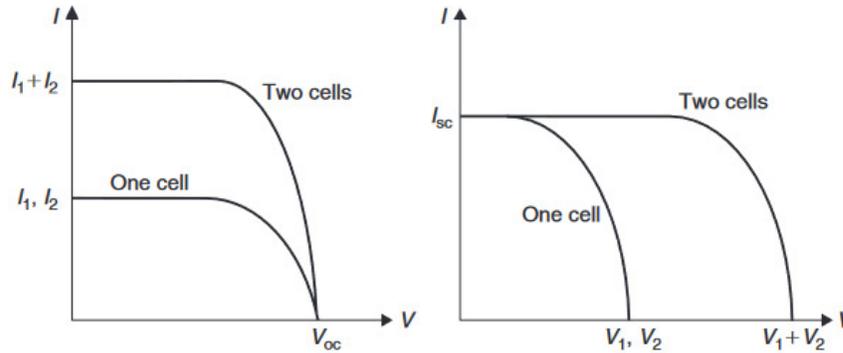


Figura 2.14: Conexión paralela y serie. a) Conexión paralela de celdas. b) Conexión serie de celdas

Finalmente, un factor relevante en las celdas solares es la eficiencia, que es la tasa porcentual entre la potencia incidente y la potencia producida en el máximo punto de potencia (MPP), por lo tanto, la expresión está dada por:

$$\eta_c = \frac{P_{mpp}}{G_i \cdot A} \quad (2.18)$$

Cabe destacar que la eficiencia de un módulo o de la celda fotovoltaica, se mide bajo condiciones estándar de prueba o *Standar Test Conditions* (SCT) que corresponden al testeo usando las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} \text{Irradiación} &= 1000\text{W}/\text{m}^2 \\ \text{Temperatura} &= 25^\circ\text{C} \\ \text{Air Mass} &= 1.5\text{AM} \end{aligned}$$

2.3.2.1. Módulos solares

Los módulos solares son dispositivos eléctricos conformados por múltiples celdas solares conectadas entre sí, entregando un voltaje y corriente que dependen de la cantidad de celdas conectadas en paralelo y en serie. A continuación, se observa el esquema de conexión de las celdas que conforman un panel solar.

Los elementos que poseen mayor relevancia aparte de las celdas solares, son:

- **Diodo de bloqueo:** Los diodos de bloqueo permiten la circulación de corriente desde la celda hacia la carga, pero no desde la carga hasta la celda.
- **Diodo de bypass:** El diodo de bypass se encarga de crear un recorrido para la corriente

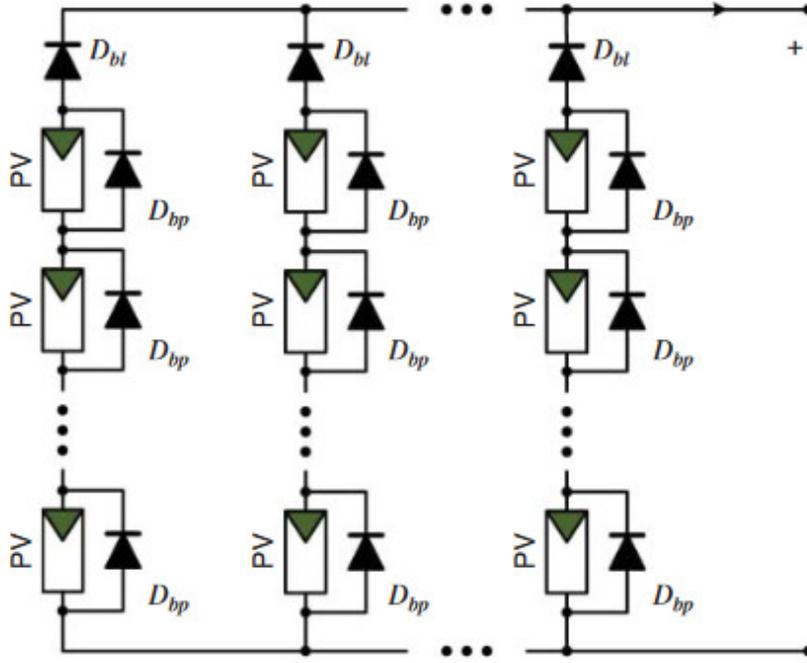


Figura 2.15: Conexión de celdas en serie y paralelo con diodos de bloqueo y diodos de bypass. Fuente: [13]

dentro de un panel solar, en caso de que ocurran desperfectos en las celdas solares. Gracias a este dispositivo es posible evitar los potenciales puntos calientes que pueden producirse debido al sombreado en el panel o desperfectos que puedan producirse.

Un módulo solar, al estar conformado por múltiples celdas fotovoltaicas, posee una característica I-V que depende de las celdas, entonces para un módulo que posee N_s ramas serie y N_p ramas paralelos, la expresión de la característica I-V tendrá la siguiente forma [14]:

$$I^M = I_{sc}^M \left[1 - \exp \left(\frac{V^M - V_{oc}^M + R_S^M \cdot I^M}{N_S V_t^C} \right) \right] \quad (2.19)$$

Donde:

$$I_{sc}^M = N_p \cdot I_{sc}^C$$

$$V_{oc}^M = N_s \cdot V_{oc}^C$$

$$R_S^M = \frac{N_s}{N_p} R_S^C$$

$$V_t^C = \frac{kT^C}{e}$$

Al igual que las celdas fotovoltaicas, los paneles solares se conectan en serie y en paralelo, comportándose de forma similar a las celdas fotovoltaicas, entonces un conjunto de paneles fotovoltaicos se llama **Arreglo** y esta formado por M_s módulos en serie y M_p módulos en paralelo. El comportamiento de la corriente depende de los paneles fotovoltaicos en paralelo y el voltaje depende de los paneles en serie. Esto se refleja en las expresiones a continuación:

$$I^A = \sum_{i=1}^{M_p} I_i \quad (2.20)$$

$$V^A = \sum_{i=1}^{M_s} V_i \quad (2.21)$$

2.4. Deposición de polvo sobre paneles

El modelamiento y simulación del comportamiento del ensuciamiento de los paneles solares, se realiza a través del estudio de la deposición de polvo sobre superficies planas y de esta forma determinar la cantidad de masa que se deposita en el transcurso del tiempo, esta cantidad de masa es utilizada para determinar las pérdidas por ensuciamiento.

El modelo que se detalla para realizar una estimación de la masa total acumulada sobre un panel solar, tiene como entradas información acerca de la concentración de partículas en el ambiente, ángulo de inclinación del panel solar y los días donde la lluvia tuvo un impacto sobre el ensuciamiento. La relación entre la cantidad de masa que se deposita por cada intervalo de tiempo y las concentraciones esta dada por:

$$m = (v_{10-2.5} \cdot C_{10-2.5} + v_{2.5} \cdot C_{2.5}) t \cos \theta \quad (2.22)$$

Donde: v = Velocidad de deposición
 θ = Ángulo de inclinación del panel
 C : = Concentración de partículas ambiente

La velocidad con tamaño entre $2.5 - 10[\mu m]$, se calcula mediante el uso de múltiples resistencias al depósito de partículas [15], según el método propuesto en la bibliografía, la velocidad posee la siguiente expresión:

$$v_d = \frac{1}{r_a + r_b} + v_s \quad (2.23)$$

Donde: r_a = Resistencia aerodinámica
 r_b = Resistencia cuasi-laminar
 v_s = Velocidad fija

Las resistencias aerodinámicas y cuasi laminar se determinan utilizando las expresiones que se presentan a continuación.

$$r_a = \begin{cases} \frac{1}{ku_*} [\ln(\frac{z}{z_o}) + 4.7(\zeta - \zeta_o)] & \text{Si } 0 < \zeta < 1 \\ \frac{1}{ku_*} \ln(\frac{z}{z_o}) & \text{Si } \zeta = 0 \\ \frac{1}{ku_*} [\ln(\frac{z}{z_o}) + \ln\left(\frac{(\eta_o^2+1)(\eta_o+1)^2}{(\eta_r^2+1)(\eta_r+1)^2}\right) + 2(\tan^{-1}\eta_r - \tan^{-1}\eta_o)] & \text{Si } -1 < \zeta < 0 \end{cases} \quad r_b = \frac{1}{3u_*R_1(E_B + E_{1M})}$$

Donde: k = Constante de Von Karman
 z = Altura de referencia de impacto
 $\eta_o = (1 - 15\zeta_o)^{1/4}$
 $\eta_r = (1 - 15\zeta)^{1/4}$
 u_* = Velocidad de fricción

Además, el factor R_1 es un factor de corrección para la fracción de partículas que se quedan adheridas a la superficie, el factor E_B es la eficiencia de obtención desde la difusión browniana y E_{IM} es la eficiencia de obtención debido al impacto. La velocidad de fricción y fija se obtienen por su parte a partir de la siguiente expresión.

$$u_* = \frac{\kappa \bar{u}_x(h_r)}{\ln(h_r/z_o)} \quad (2.24)$$

$$v_s = \frac{1}{18} \frac{D_p^2 \rho_p g C_c}{\mu} \quad (2.25)$$

Donde: D_p = Diámetro esférico de la partícula [μm]
 ρ = Densidad de la partícula [kg/m^3]
 g = Gravedad [m/s^2]
 C_c = Factor de corrección de deslizamiento [kg/ms]
 μ = Viscosidad

Una vez determinadas las velocidades de deposición fija y de fricción son obtenidas, es posible determinar la tasa de ensuciamiento en función de la masa total acumulada, a través de una expresión derivada de datos experimentales obtenidos por Hegazy [16] que se encuentra a continuación.

$$1 - SR = 34.37 \cdot erf(0.17 \cdot \omega^{0.8473}) \quad (2.26)$$

Donde: SR = soiling ratio.
 ω = Masa total acumulada.

2.5. Particle Swarm Optimization

El algoritmo de optimización de enjambre de partículas o *Particle Swarm Optimization* (PSO) es un algoritmo evolutivo y obtiene una solución iterativamente, a través de una población de partículas (enjambre) que se mueven con una cierta velocidad cambiando su posición (solución) óptima hasta llegar a un mínimo global. Las soluciones candidatas son llamadas *partículas* las que se mueven por todo el espacio de soluciones según reglas matemáticas, que tienen en cuenta la posición y velocidad de las partículas. El movimiento de estas partículas se ve influenciada por su mejor posición local, la mejor posición global encontrada por otras partículas, de esta forma se orientan los movimientos de las partículas.

Este problema resuelve problemas de optimización asociados a una función $f : R^n \rightarrow \mathbb{R}$. Para esta función se encuentra una solución mínima mediante la iniciación de un grupo de partículas que poseen una posición P_i^t y velocidad inicial V_i^t .

$$P_i^t = [x_{o,i}^t, x_{1,i}^t, x_{2,i}^t, \dots, x_{n,i}^t] \quad (2.27)$$

$$V_i^t = [v_{o,i}^t, v_{1,i}^t, v_{2,i}^t, \dots, v_{n,i}^t] \quad (2.28)$$

A lo largo de las iteraciones en el espacio de búsqueda, la velocidad de cada partícula se acelera estocásticamente hacia su mejor posición (mejor posición personal) hacia la mejor solución del grupo (mejor global). Esto se refleja de acuerdo a las siguientes expresiones.

$$P_i^{t+1} = P_i^t + V_i^{t+1} \quad (2.29)$$

$$V_i^{t+1} = \omega V_i^t + c_1 \cdot r_1 (P_{best(i)^t} - P_i^t) + c_2 \cdot r_2 (P_{best\ global}^t - P_i^t) \quad (2.30)$$

Como se observa en las ecuaciones anteriores, existen parámetros que pueden ser modificados para alterar el número de iteraciones que se deben realizar para encontrar la solución global. Los coeficientes modificables son llamados **hiper-parámetros**, estos modifican el comportamiento de las partículas que se define como la **Explotación** y la **Exploración**. La explotación es la habilidad de las partículas para encontrar las mejores soluciones y la exploración es la habilidad de las partículas para evaluar el espacio de soluciones. A continuación, se describen los parámetros que intervienen en el cambio de velocidad de las partículas.

- **Inercia w** : La inercia y su valor permiten modificar la convergencia de las partículas, por lo tanto, valores bajos provoca una convergencia acelerada y uno alto permite una mayor exploración de soluciones dentro del espacio. Se recomienda que $\omega < 1$.
- **c_1 y c_2** : El hiper parámetro c_1 permite definir la habilidad del grupo de ser influenciado por las mejores soluciones personales, mientras que el hiper parámetro c_2 define la habilidad del grupo a ser influenciado por la solución global.
- **r_1 y r_2** : Estos parámetros son únicos para cada partícula y para cada iteración y son designados aleatoriamente teniendo posibles valores entre 0 y 2, de esta forma la aceleración cognitiva y social varían en función de estos parámetros.

Capítulo 3

Estado del arte

En esta sección se describen las últimas investigaciones realizadas en torno al tema principal de la memoria, que consiste en determinar la frecuencia óptima de limpieza de la planta. Para esto, se aborda la extracción de parámetros de un modelo fotovoltaico, las diferentes formas para estimar la tasa de ensuciamiento de un panel solar o un conjunto de éstos, entre otros.

3.1. Monitoreo

Esta sección aborda los conceptos principales para estudiar el comportamiento de la planta fotovoltaica, éstos provienen de la norma internacional IEC 61724-Photovoltaic system performance monitoring-Guidelines for measurement, data exchange and analysis. Serán utilizados para comprender el estado de la planta permitiendo tomar decisiones de mantenimiento informadas.

3.1.1. Indicadores de rendimiento

Los indicadores de rendimiento están relacionados con la energía incidente sobre los paneles solares, éstos son utilizados para realizar una comparación entre diferentes instalaciones fotovoltaicas y buscan explicar el flujo de energía de la radiación solar a la red. A continuación, se definen estos indicadores. Sus definiciones se obtienen de [17].

- **Rendimiento de referencia** (Reference Yield) [kWh/kW]: La producción se puede considerar como el número de horas en un período de tiempo definido (día, mes, año) durante las cuales el sistema estaría expuesto al nivel de referencia. Se determina a partir de la siguiente expresión.

$$Y_r = \frac{H}{G_{ref}} \quad (3.1)$$

Donde: H = Radiación solar medida en kWh/m^2
 G_{ref} = Irradiancia de referencia kW/m^2

- **Rendimiento del arreglo** (Array yield) [kWh/kW]: Es la razón entre la energía DC del arreglo de paneles medida en kWh y la potencia máxima nominal medida en kW_p .

Es el número de horas en un período de tiempo definido durante el cual un sistema PV tendría que operar a su máxima potencia para entregar su producción total de energía DC. Se determina con la siguiente expresión.

$$Y_a = \frac{E_A}{P_o} \quad (3.2)$$

Donde: E_A = Energía de salida del arreglo PV en kWh/m^2
 P_o = Potencia máxima nominal en kW_p

- **Rendimiento Final** (Final Yield) [kWh/kW]: En la razón entre la energía total inyectada medida en kWh y la potencia máxima nominal. Se entiende como el número de horas por día que la planta debe operar a potencia máxima nominal para producir la energía medida. Se determina con la siguiente expresión.

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_o} \quad (3.3)$$

Donde: E_{out} = Salida de energía neta AC del sistema en kWh/m^2 .
 P_o = Potencia máxima nominal en kW_p

- **Pérdidas de captura:** Representan las pérdidas producto del efecto de temperatura, sombreado parcial, ensuciamiento, reflexión, errores de tracking y pérdidas de conductores. Se entiende como la cantidad de horas que el sistema fotovoltaico debe operar a potencia máxima nominal para entregar la cantidad perdida.

$$L_c = Y_R - Y_A \quad (3.4)$$

- **Pérdidas sistemáticas:** Representan las pérdidas producto de la conversión DC/AC, y las pérdidas por conducción. Se entiende como la cantidad de horas que el sistema fotovoltaica debe operar a potencia máxima nominal para entregar la cantidad de energía perdida por la transformación de energía. Se determina mediante la siguiente expresión.

$$L_{sist} = Y_A - Y_f$$

- **Razón de rendimiento** (Performance Ratio): Indica el rendimiento en condiciones reales de la planta fotovoltaica y se calcula como la razón entre la energía efectiva producida y la energía disponible que llega desde el sol.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.5)$$

- **Razón de rendimiento corregida por temperatura:** La razón de rendimiento corregida por temperatura se determina ajustando la potencia nominal en cada intervalo de registro para compensar las diferencias entre la temperatura real del módulo y la temperatura STC ($25^\circ C$). Se determina mediante la siguiente expresión.

$$PR = \frac{PR}{1 + \gamma \cdot (T_{mod} - T_{ref})} \quad (3.6)$$

Donde: T_{mod} = Temperatura del modulo
 T_{ref} = Temperatura STC ($25^{\circ}C$)
 γ = Coeficiente de temperatura de máxima potencia.

3.2. Modelamiento de paneles Fotovoltaicos

El modelamiento de paneles fotovoltaicos comienza a partir del planteamiento de la ecuación característica I-V que se encuentra en la Ec.2.16, para obtener una solución de esta ecuación es necesario obtener los parámetros del panel como lo son la resistencia serie, paralelo, la corriente de saturación y la foto-corriente. Para realizar, esto se utiliza un algoritmo desarrollado en [18], el cual se expone en la Fig. 3.1.

El algoritmo busca obtener los parámetros relevantes para el modelamiento eléctrico calculándolos mediante una serie de ecuaciones para cada parámetro, derivadas en función de valores que se encuentran en la hoja técnica o *DataSheet* cuyos datos se exponen en la Tabla 5.1. Las ecuaciones derivadas para el cálculo de parámetros se basan en tres puntos específicos de la curva característica I-V, éstos son el punto de circuito abierto ($V_{ocn}, 0$), corto-circuito ($0, I_{scn}$) y de máxima potencia (V_{mpp}, I_{mpp}), el desarrollo de las expresiones para cada parámetro se encuentra en [18]. Es importante mencionar que, a partir de este punto, el subíndice "n" representa el valor cuando el panel se encuentra en condiciones estándar de prueba o STC (*Standard Test Conditions*).

Inicialmente, el algoritmo se vale del cálculo de la resistencia serie mediante la Ec. 3.7 utilizando un factor de diodo ideal cuyo valor inicial es 1, de esta forma se itera hasta el valor 2 evaluando si los resultados de R_s se encuentran dentro de cierto rango definido por valores umbrales de R_s .

$$\frac{R_s(I_{scn} - I_{mppn}) - V_{mppn} - (R_s I_{scn} - V_{ocn}) \frac{B}{A}}{I_{mppn} - I_{scn} \left[1 - \frac{B}{A}\right]} - \frac{(V_{mppn} - I_{mppn} R_s) \left[1 + C \left(\frac{R_s I_{scn} - V_{ocn}}{A}\right)\right]}{I_{mppn} + \frac{I_{scn} C}{A} (I_{mppn} R_s - V_{mppn})} = 0 \quad (3.7)$$

Donde:

$$A = \exp\left(\frac{V_{ocn}}{V_{th} \cdot m}\right) - \exp\left(\frac{I_{scn} R_s}{V_{th} \cdot m}\right)$$

$$B = \exp\left(\frac{V_{mppn} + I_{mppn} R_s}{V_{th} \cdot m}\right) - \exp\left(\frac{I_{scn} R_s}{V_{th} \cdot m}\right)$$

$$C = \frac{\exp\left(\frac{V_{mppn} + I_{mppn} R_s}{V_{th} \cdot m}\right)}{V_{th} \cdot m}$$

V_{th} = Voltaje térmico

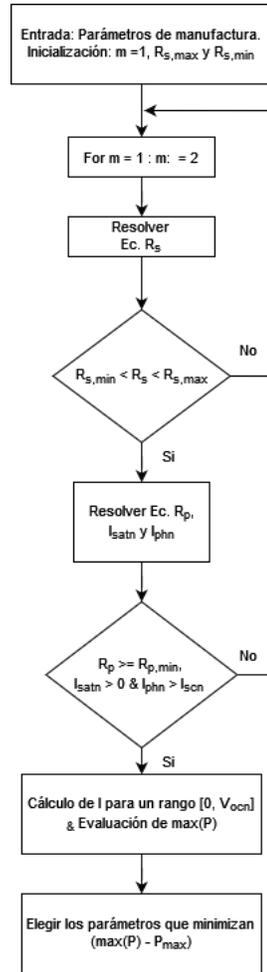


Figura 3.1: Diagrama de flujo de algoritmo para la extracción de parámetros.
Fuente: [18]

El resultado de esta ecuación se encuentra entre dos valores umbrales de R_s , que son $R_{s,min} = 0$ y $R_{s,max} = \frac{V_{ocn} - V_{mppn}}{I_{mppn}}$. A partir de los valores resultantes de la aplicación de estos criterios, es posible obtener el valor de la resistencia que se encuentra en paralelo (R_p), la corriente de saturación en condiciones de prueba STC (I_{satn}) y la foto-corriente (I_{phn}), con las siguientes ecuaciones.

$$R_p = \frac{R_s(I_{scn} - I_{mmpn}) - V_{mppn} - (R_s I_{scn} - V_{ocn}) \frac{B}{A}}{I_{mppn} - I_{scn} [1 - \frac{B}{A}]} \quad (3.8)$$

$$I_{satn} = \frac{(1 + \frac{R_s}{R_p}) I_{scn} - \frac{V_{ocn}}{R_p}}{\exp\left(\frac{V_{ocn}}{V_{th} \cdot m}\right) - \exp\left(\frac{I_{scn} R_s}{V_{th} \cdot m}\right)} \quad (3.9)$$

$$I_{phn} = \frac{(1 + \frac{R_s}{R_p}) I_{scn} \left[\exp\left(\frac{V_{ocn}}{V_{th} \cdot m} - 1\right) \right] + \frac{V_{ocn}}{R_p} \left[1 - \exp\left(\frac{I_{scn} R_s}{V_{th} \cdot m}\right) \right]}{\exp\left(\frac{V_{ocn}}{V_{th} \cdot m}\right) - \exp\left(\frac{I_{scn} R_s}{V_{th} \cdot m}\right)} \quad (3.10)$$

Una vez calculado los parámetros mediante estas expresiones, se aplica el siguiente criterio: $R_p > R_{p,min}$, $I_{satn} > 0$ y $I_{phn} > I_{scn}$. Donde $R_{p,min} = \frac{V_{mppn}}{I_{scn} - I_{mppn}}$. Así, es posible obtener un set de parámetros que permite que calcular la corriente mediante la Ec. 2.16 para un voltaje $V \in [0, V_{ocn}]$, determinando la potencia P_{max}^* para este rango. Finalmente, se calcula el error del modelo mediante la siguiente expresión.

$$error = P_{max}^* - P_{max} \quad (3.11)$$

Donde: P_{max} = Potencia máxima del panel solar.

3.2.1. Dependencia de factores ambientales

Una vez calculados los parámetros para la operación en condiciones STC, se procede a determinar la curva característica del módulo pero tomando en cuenta los cambios en los factores ambientales, como la radiación, temperatura y cambios en la velocidad del viento. Las correcciones en función de estos factores ambientales, se definen a continuación.

1. **Foto-corriente:** La foto-corriente, al ser directamente dependiente de la radiación incidente y las diferencias de temperatura, se verá modificada respecto a su valor en función de la siguiente expresión:

$$I_{ph} = I_{phn} (1 + K_i \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (3.12)$$

Donde: K_i = Coeficiente de temperatura de la corriente [1/K].

G = Irradiancia.

T = Temperatura.

$G_n = 1000 [MW/m^2]$.

$T_n = 25^\circ \text{ C}$.

Esta ecuación también es válida para la corriente del punto de máxima potencia I_{mpp} reemplazando I_{phn} por I_{mppn} .

2. **Voltaje de circuito abierto:** El voltaje de circuito abierto se corrige utilizando la siguiente expresión.

$$V_{oc} = V_{ocn} (1 + K_v \Delta T) \quad (3.13)$$

Donde: K_v = Coeficiente de temperatura para el voltaje.

3. **Corriente de saturación:** La corriente de saturación del diodo depende principalmente de las variaciones de temperatura, esta corriente se corrige con la siguiente expresión:

$$I_{sat} = I_{satn} \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 \exp \left[\frac{e \cdot E_{gn}}{m \cdot k} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3.14)$$

Donde: E_{gn} = Energía de banda prohibida del material semiconductor.

Según [18], se recomienda recalcular la corriente de saturación en función de factores ambientales, utilizando la Ec. 3.9, empleando la corriente de corto-circuito y voltaje de circuito abierto corregidas.

3.3. Proporción de ensuciamiento

La tasa de ensuciamiento es una medida de la cantidad el nivel de ensuciamiento de un sistema fotovoltaico, los factores de los que dependen son variados y la dinámica de deposición sobre superficies inclinadas es compleja en cómo los factores meteorológicos se interrelacionan. En plantas fotovoltaicas se utilizan estaciones de monitoreo de suciedad de un módulo fotovoltaico, por ejemplo, DustIQ que se encuentra en la planta Ovejería. Las métricas de mayor importancia a tomar en cuenta en estos sensores son:

- **Soiling ratio:** Es la medida instantánea de suciedad del módulo sucio con respecto al limpio. Se mide como la razón entre la corriente de corto-circuito medible de los paneles que se encuentran en planta $I_{sc,soil}$ y la corriente de corto-circuito de los paneles $I_{sc,clean}$ cuando se encuentran limpios [19].

$$SR = \frac{I_{sc,soiled}}{I_{sc,clean}} \quad (3.15)$$

La corriente $I_{sc,i}$ son los promedios diarios de las corrientes de corto-circuito de los paneles sucios y los paneles limpios desde la hora j que es el primer momento del día donde se produce corriente por parte de los paneles y la hora k que es cuando deja de hacerlo. Se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$I_{sc,i} = \frac{1}{n} \sum_{h=j}^k I_{sc}(h) \cdot \frac{G_{poa}(h)}{1000[W^2/m^2]} \quad (3.16)$$

Donde: $I_{sc}(h)$ = Corriente de cortocircuito horaria
 G_{poa} = Irradiancia sobre el plano

- **Soiling rate:** Es la tasa de variación del soiling ratio durante los períodos sin lluvia y se determina como la pendiente de la regresión lineal del soiling ratio [20].

$$Soiling\ Rate = \frac{\partial SR}{\partial t} \quad (3.17)$$

Es posible determinar la tasa de ensuciamiento o soiling ratio de múltiples formas, mediante métodos analíticos o estadísticos o a través de sensores, su implementación dependerá del acceso a las variables necesarios para su desarrollo. A continuación, se describe el método analítico que se destaca en la bibliografía [19].

Dentro de los resultados destacables del modelamiento analítico de la deposición del polvo que según la Ec. 2.26 permiten determinar la tasa de ensuciamiento, se observa que existe una aproximación cercana a las mediciones que se obtuvieron de instalaciones que se encuentran situadas en California cuando se ocupa la velocidad de deposición variable para el cálculo de la masa total acumulada.

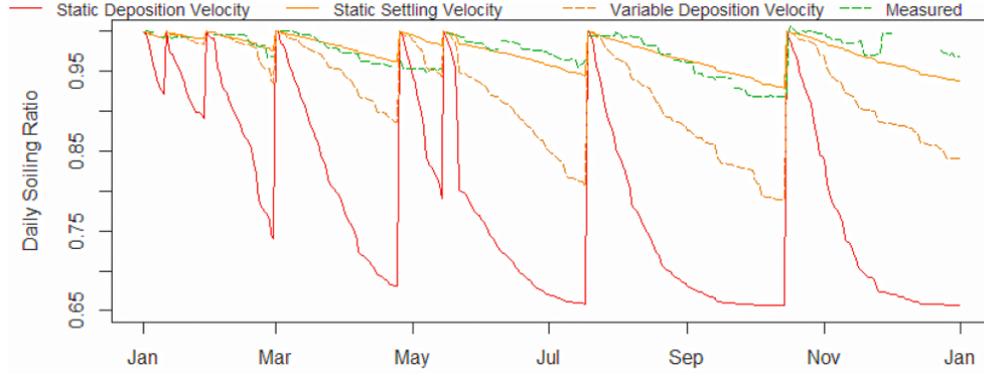


Figura 3.2: Resultados obtenidos del modelo utilizando distintas velocidades de deposición comparados con mediciones reales obtenidas de la localidad de California. Fuente: [21]

Si bien existe un método analítico que permite obtener la tasa de ensuciamiento de un panel solar, también se determina desde las mediciones provenientes de los paneles fotovoltaicos, las mediciones que se realizan para obtener una tasa de ensuciamiento apropiada se basan en el documento oficial realizado por Gostein et al., en el que se plantea que para medir apropiadamente el ensuciamiento de una planta fotovoltaica. Para ello, se utiliza la medición de la corriente de corto-circuito de dos paneles, uno que se ensucia y otro que se mantiene limpio constantemente, de esta forma es posible obtener un *soiling rate* que sea representativo del comportamiento del panel frente al ensuciamiento.[22]

3.3.1. Stochastic Rate and Recovery Estimation Method

El método estadístico que se utiliza para determinar la tasa de ensuciamiento de una planta fotovoltaica se llama ***Stochastic Rate and Recovery Estimation Method*** [23], este método realiza una estimación del ensuciamiento basada en el rendimiento a través de la detección de intervalos de ensuciamiento entre eventos de limpieza.

Aquí se determina la proporción de ensuciamiento basado en la estación $r_{s,w}$ que captura las pérdidas de energía esperada ideal. Se realiza este cálculo mediante 4 pasos, siendo únicamente utilizado los primeros dos, teniendo como entrada inicialmente la proporción de ensuciamiento o *soiling ratio* a partir de la Ec.3.15.

$$PM_i = \frac{\sum I_{sc,soil}}{G_{poa,i}} \quad (3.18)$$

- Detección de eventos de limpieza: Para realizar esta detección se hace uso de herramientas estadísticas que permiten detectar cambios positivos en una tendencia desarrollada a través de la media móvil, en el caso de que las diferencias entre valores sean mayores a $Q_3 + 1.5 \cdot IQR$, se realiza una definición inmediata de un intervalo de limpieza.

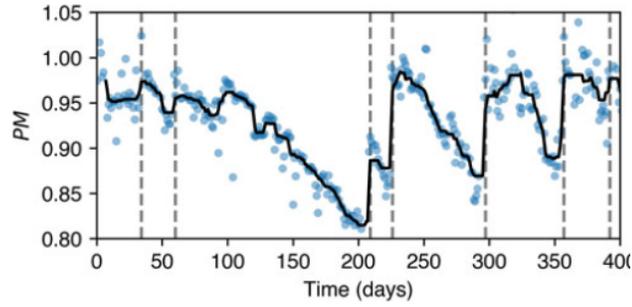


Figura 3.3: Serie de tiempo de la métrica de performance, dividida por cada uno de los intervalos de limpieza encontrados. Fuente: [23]

- El segundo paso consiste en determinar la pendiente de cada intervalo de limpieza, para esto se hace uso del Theil Shen Stimator que permite determinar la pendiente media en función de las múltiples pendientes que existen en un intervalo de limpieza.

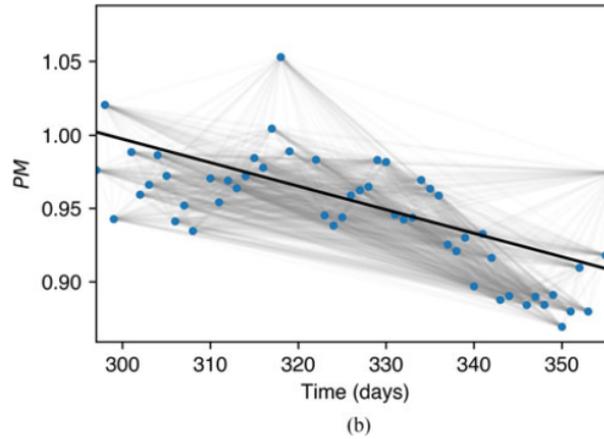


Figura 3.4: Pendiente extraída mediante el Theil Sen Stimator. Fuente: [23]

- El tercer paso consiste en el uso de una simulación de Monte Carlo que permite generar perfiles estocásticos de ensuciamiento de los paneles a partir de las tasas diarias de ensuciamiento. Para realizar la simulación de Monte Carlo se toman en cuenta las siguientes consideraciones y supuestos:
 1. Cada perfil se genera comenzando con una tasa de ensuciamiento en uno y seleccionando una pendiente para cada intervalo.
 2. Si el intervalo de confianza incluye pendientes positivas, la distribución uniforme de posibles pendientes se recorta a un límite superior de cero.
 3. Si un intervalo es problemático porque tiene una incertidumbre superior al 50% en la pendiente, una pendiente positiva o un paso negativo en la mediana móvil superior al 5%, entonces la pendiente se considera cero para ese intervalo.

Los resultados que se pueden obtener de esta etapa son los que se encuentran a continuación.

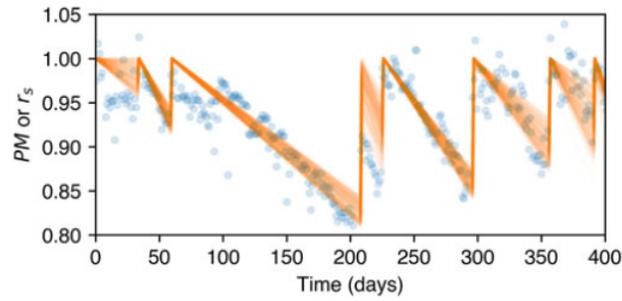


Figura 3.5: Generación estocástica de perfiles de ensuciamiento para cada intervalo de limpieza definido.

- El cuarto y último paso consiste en determinar la distribución de la tasa de ensuciamiento basado en la planta para cada perfil de ensuciamiento, luego se calcula la media y el intervalo de 95 % de confianza. Los resultados de esta etapa se encuentran a continuación.

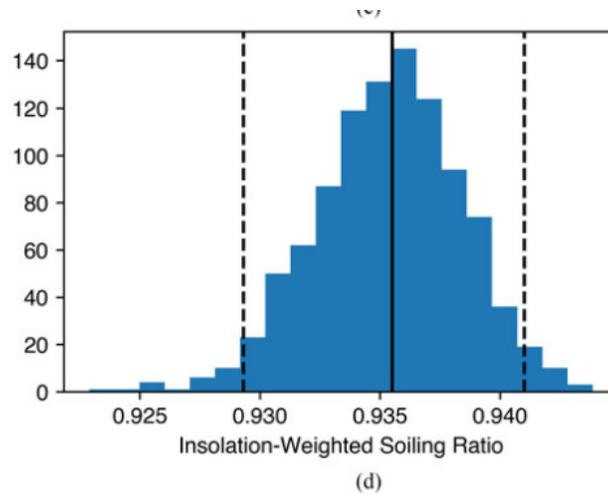


Figura 3.6: Distribución de la tasa de ensuciamiento basado en la planta, la línea gruesa representa la media y las líneas punteadas, el intervalo de confianza del 95 %.Fuente: [23]

Este método se desarrolla con el objetivo de calcular intervalos de ensuciamiento, a través, de la detección de eventos de limpieza para su posterior uso en los problemas de optimización.

3.4. Frecuencia Óptima de limpieza

La frecuencia óptima de limpieza de una planta fotovoltaica se determina planteando un problema de optimización que involucre la minimización de costos relacionados con la mantención y la operación. Los problemas de optimización son variados y cada uno con su nivel de complejidad. La elección de este problema de optimización se debe principalmente a los datos que la empresa Colbún SA es capaz de proveer.

El problema de optimización que se aborda es planteado en [24] y se basa principalmente en la correcta elección de un intervalo de limpieza entre eventos de limpieza, que pueden ser considerados como una gran cantidad de agua precipitada u operaciones de limpieza propiamente, con tal de minimizar el costo total y la maximizaron de rentabilidad. Para minimizar los costos innecesarios en las plantas fotovoltaicas las limpiezas deben realizarse cuando el costo de las pérdidas de producción (L_p) exceden los costos de mantención (C_m).

$$L_p \leq C_m = C_c + C_d + C_w + C_q \quad (3.19)$$

Donde: C_c = Costo de mano de obra.
 C_d = Costo de detergentes.
 C_w = Costo del agua.
 C_q = Costo del equipamiento.

Las pérdidas de producción de energía (L_p) están constituidas principalmente por las pérdidas de energía del sistema (L_s), el valor de ahorro (V_s) que son los ahorros, que se obtiene por utilizar la misma energía producida por la planta en lugar de la energía proveniente de la red, y el valor de los incentivos (V_i), que son los ingresos recaudados por la alimentación de la red.

$$L_p = L_s (V_i + V_s) \quad (3.20)$$

Donde: L_s = Pérdidas mensuales de ensuciamiento.
 V_s = Valor de ahorro.
 V_i = Valor de incentivo.
 β = Coeficiente de pérdida de energía por ensuciamiento.

Las expresiones para las pérdidas de producción de energía L_p y el valor de la energía vendida (E_p) se presentan en las siguientes ecuaciones.

$$L_p = T \cdot E \left(t + \frac{\exp^{-\beta t} - 1}{\beta} \right) \quad (3.21)$$

$$E_p = T \cdot E \left(\frac{1 - \exp^{-\beta t}}{\beta} \right) \quad (3.22)$$

Donde: T = Tarifa comercial de energía inyectada.
 E = Energía producida en ausencia de ensuciamiento.
 t = Frecuencia óptima de limpieza.

Las pérdidas mensuales de ensuciamiento se modelan como una función exponencial teniendo un único parámetro. Este modelamiento se encuentra en la siguiente ecuación.

$$L_s = 1 - \exp^{-\beta t} \quad (3.23)$$

Asimismo L_s guarda relación con la tasa de ensuciamiento definida en la Ec. 3.15, a través de la siguiente expresión.

$$L_s = (1 - SR) \quad (3.24)$$

De esta forma, es posible determinar los **coeficientes de ensuciamiento** a partir de las ecuaciones 3.23 y 3.24, despejando el coeficiente de pérdida de energía debido al ensuciamiento.

$$\beta = -\frac{\partial \log(SR)}{\partial t} \quad (3.25)$$

La minimización se realiza sobre el costo por unidad de energía vendida C_e en un solo intervalo de limpieza que comienza con un evento de limpieza a un costo C_c en caso de que sea una limpieza por parte de la empresa y no por condiciones meteorológicas y así gradualmente aumentando la pérdida de ingresos hasta que el intervalo óptimo t_c . El costo total esta definido de la siguiente forma:

$$C_e = L_p + C_m \quad (3.26)$$

El punto donde se obtiene el óptimo es cuando la razón entre el costo (debido a la energía perdida debido a la suciedad y el costo de limpieza) y el valor de la energía producida es igual a la relación entre la pérdida de energía y la ganancia de energía, como lo indica la siguiente ecuación.

$$\underbrace{\frac{L_p + C_m}{E_p}}_{\text{Lado izquierdo}} = \frac{C_c}{E_p} = \underbrace{\frac{L_s(t)}{1 - L_s(t)}}_{\text{Lado derecho}} \quad (3.27)$$

Obteniendo finalmente una función objetivo que describe el comportamiento el costo unitario de la energía vendida. Gráficamente, esto se representa según la Fig.3.7 que representa la relación observada en la Ec.3.27

$$C_e = \frac{T \cdot E}{\beta \exp^{-\beta t}} \left(1 - 2 \exp^{-\beta t} + \exp^{-2\beta t} \right) \quad (3.28)$$

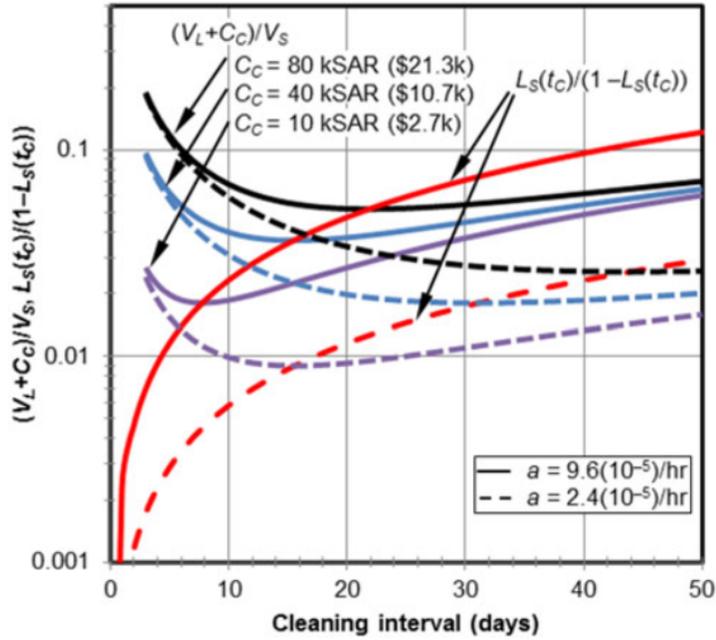


Figura 3.7: Intervalo de limpieza óptimo. Fuente:[24].

En esta imagen se observa que la frecuencia óptima de limpieza que se despeja es mediante el cruce tanto del lado izquierdo como derecho de la Ec. 3.27. Una vez definido el óptimo de manera analítica se plantea la Ec. 3.28 que será resuelta con el método de optimización PSO, ya mencionado previamente.

3.5. Siguiete día de limpieza

El siguiete día de limpieza se determina a partir de un modelo técnico-económico donde se define la relación entre las pérdidas de producción de electricidad y los costos de operación de mantenimiento para optimizar la política de mantenimiento de una planta fotovoltaica.

Este modelo se define inicialmente con el costo de la planta fotovoltaica debido a la falta de producción de electricidad (C_{pl}) se puede estimar con la siguiente expresión:

$$C_{PL} = \left(\frac{P_{gen}}{\eta_{corr,irr} \cdot \eta_{ineff} \cdot T_M} \right) \cdot (R_s + R_{inc}) \quad (3.29)$$

- Donde:
- P_{gen} = Potencia generada por un panel limpio en kW.
 - η_{ineff} = Porcentaje de reducción de eficiencia debido al ensuciamiento.
 - $\eta_{corr,irr}$ = Factor de corrección asociado al valor promedio de la radiación en el periodo de
 - R_s = Valor del ahorro (en dolares) por cada kWh.
 - R_{inc} = Costo de producción de cada kWh perdido por el ensuciamiento.
 - T_M = Momento apropiado de limpieza.

Una vez definido el costo de la planta fotovoltaica debido a la falta de producción, se define los costos de la actividad de mantención (limpieza de paneles) como C_{MA} . Ya definidos las

variables que componen el modelo, se define el criterio de limpieza de la planta, el cual se basa en en los costos C_{PL} y C_{MA} .

$$C_{PL} \leq C_{MA} \quad (3.30)$$

A continuación se observa una figura que representa este criterio:

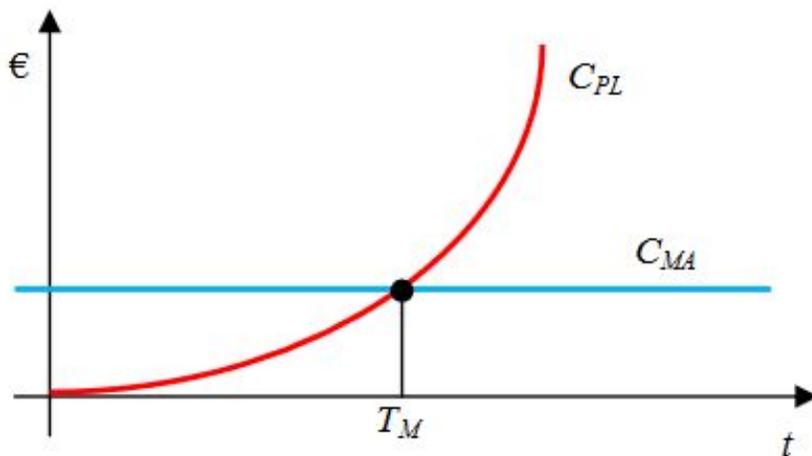


Figura 3.8: Análisis de tendencia de costos y aplicación de criterio de limpieza.

Capítulo 4

Desarrollo

En este capítulo se realizará un análisis exhaustivo del comportamiento medible de la planta fotovoltaica, desde variables como corriente, potencia, eficiencia y energía para cada inversor y la planta conjunta. Asimismo datos meteorológicos se estudiarán con el fin de obtener conclusiones y asegurar el uso de supuestos que tomen en cuenta el efecto cruzado de los factores meteorológicos y las variables sistémicas.

Una vez analizado el comportamiento de las variables sistémicas con respecto a las variables meteorológicas, se desarrolla el modelamiento de la planta fotovoltaica, a través de un algoritmo de extracción de parámetros que permitirá obtener una estimación de la potencia de la planta cuando esta se encuentran en un condición óptima de limpieza, estos datos se validarán con una metodología sugerida basada en supuestos definidos en otras investigaciones.

4.1. Datos

En esta sección se abordará una descripción exhaustiva del comportamiento de la planta fotovoltaica que se estudiará, realizando una revisión de las variables meteorológicas y sistémicas analizando las mediciones obtenidas de los sensores. La planta fotovoltaica que se estudiará corresponde a la **Planta Solar Fotovoltaica: Ovejería**, los datos que se utilizarán corresponden a los años 2019 y 2020, los correspondientes al año 2021 no se encuentran disponibles por parte de Colbún S.A debido a un accidente en la planta durante la operación. En la siguiente figura se presenta una imagen de la planta solar Ovejería.



Figura 4.1: Planta solar Ovejería. Fuente: Colbun.cl

4.1.1. Planta Solar Fotovoltaica: Ovejería

La planta solar Fotovoltaica Ovejería es una planta que produce energía eléctrica a partir de energía solar, es clasificada como un Pequeño Medio de Generación Distribuida o PMGD de aquí en adelante, cuya capacidad corresponde a 9.9 [MW], se encuentra ubicada en la comuna de Til Til, latitud -33.09° y longitud -70.76° , sus operaciones comenzaron en el año 2018 y es capaz de satisfacer un consumo equivalente a 3200 viviendas [25]. Las características principales se presentan a continuación.

Tabla 4.1: Características principales de planta fotovoltaica Ovejería.

Característica	Cantidad	Unidad
Inversores	4	-
Módulos FV	30000	-
N° Strings	4000	
Cajas Combinadoras	180	
Potencia	9900	MW

El modelo de los 30.000 módulos conectados a los 4 inversores, es un modelo de la empresa *Sun-Tech* que corresponde a un **STP330-24/Vfw**, estos módulos se encuentran conectados a entre sí formando un *string*, los que están compuesto por 30 módulos. Alrededor de 24 strings se conectan con una caja combinadora y un conjunto de 12 cajas combinadoras aproximadamente se unen para entregar la energía generada a un centro de transformación. Los centros de transformación son *SMA Sunny Central 2200*. Las características del módulo fotovoltaico se presentan en la tabla 5.1 del Anexo.

Los diagramas unilineales que representan el esquema de conexión y la planta en sí misma se presentan en las Fig.5.1 y 5.2 del Anexo. Comprendiendo la estructura física de este sistema, es necesario conocer cuáles son las características meteorológicas a las cuales se encuentra sometido. De forma complementaria se presentan los equipos utilizados para obtener tales mediciones.

4.1.2. Año 2019 y 2020

Las variables que se presentan a continuación corresponden a variables meteorológicas y sistemáticas principales que se ocuparán para la implementación del método SRR. Las variables que se presentan son la radiación total incidente en la planta en kWh , la energía generada por los módulos PV en kWh por cada día y la temperatura diaria promedio.

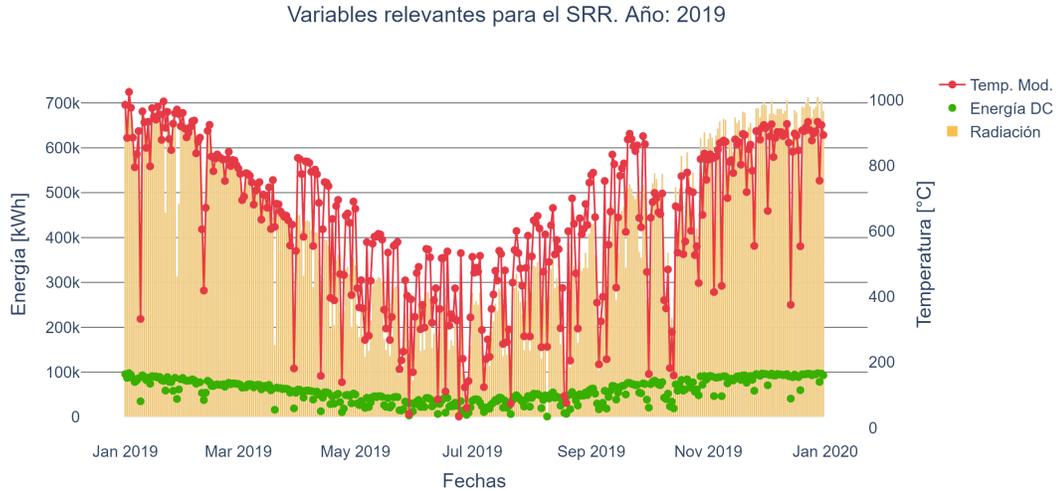


Figura 4.2: Variables relevantes para la implementación del SRR. Año: 2019

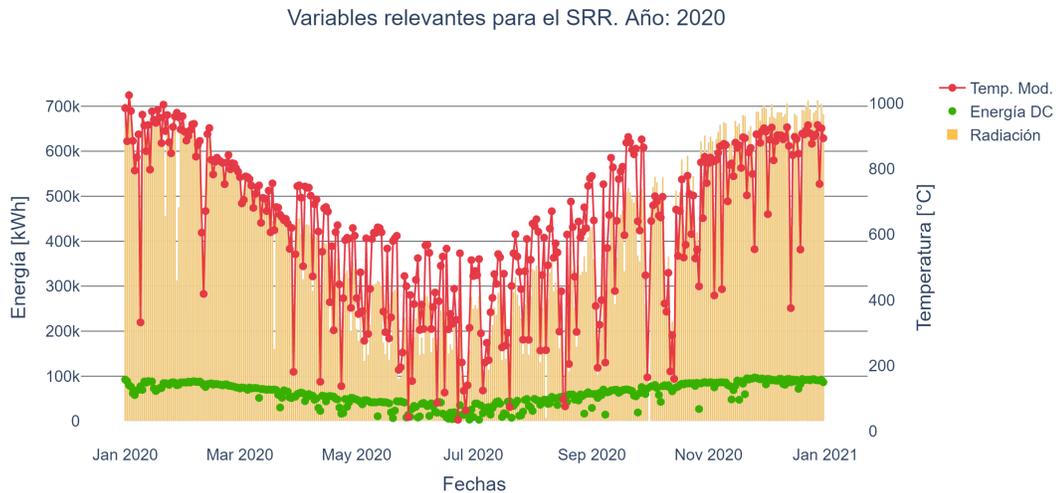


Figura 4.3: Variables relevantes para la implementación del SRR. Año: 2020.

Las variables que se observan en las figuras previas, se obtuvieron mediante sensores de irradiancia y de temperatura. La radiación se mide utilizando un piranómetro, el modelo utilizado es un SR20 de Hukseflux que es un sensor de radiación de alta categoría en el sistema de clasificación ISO 9060. La temperatura del módulo se mide con un sensor de temperatura y su modelo es el PT-100 y para la medición de temperatura ambiental se ocupa un sensor cuyo modelo es el STH-S331, ambos de Geonica. Estas variables se estudian a nivel horario para cada trimestre y se presenta la serie de tiempo correspondiente a los años

2019 y 2020. En este caso, se toman en cuenta los intervalos horarios que se determinaron de acuerdo al trimestre que se está estudiando.

4.1.3. Año 2022

En el año 2022, los datos que se encuentran disponibles son únicamente desde el día 6/06/2022 hasta el día 4/12/2022, así se determinan los indicadores de rendimiento descritos en la sección de Monitoreo y las variables meteorológicas usadas, con el fin de visualizar el comportamiento de la planta en el software Power BI.

4.1.3.1. Variables meteorológicas y sistemáticas

Los indicadores de rendimiento utilizan variables meteorológicas como la radiación diaria en kWh/m^2 y la temperatura promedio diaria del modulo utilizando las horas donde la irradiancia del sol es mayor a $200 W/m^2$, además de la energía generada por los módulos. A continuación, se observan las variables ya mencionadas.

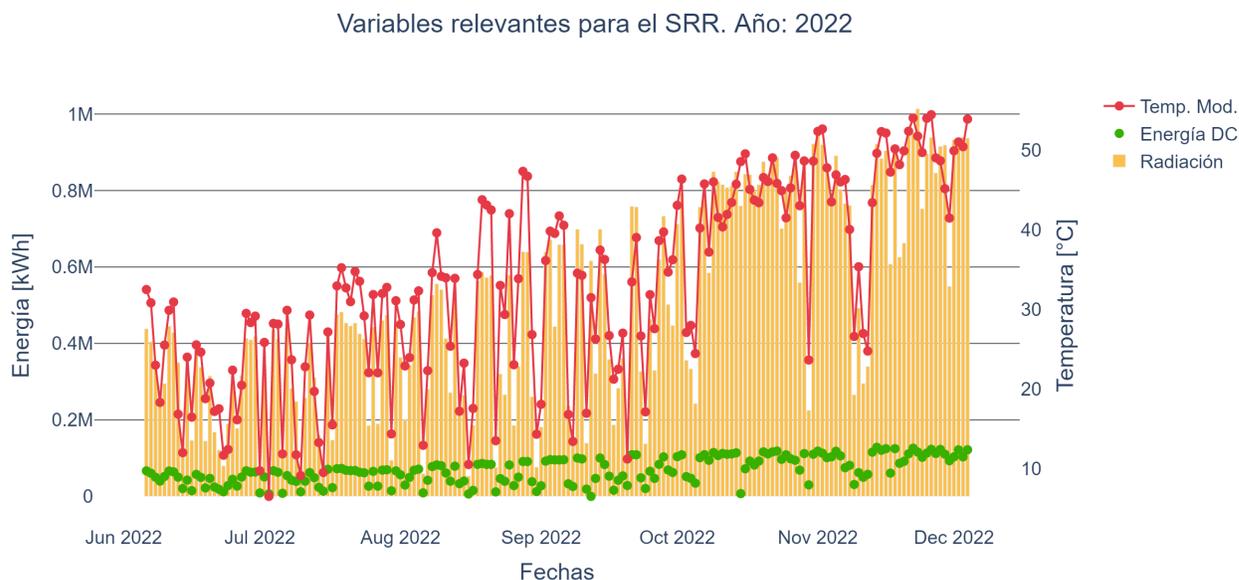


Figura 4.4: Variables relevantes para la implementación del SRR. Año: 2022

Como se observa en la figura previa los niveles de radiación incidentes en la planta fotovoltaica se comportan de acuerdo a lo esperado, ya que en Chile, los meses de Noviembre y Diciembre son aquellos donde la radiación incrementa debido a la posición del sol, asimismo para las mediciones de temperatura del módulo y la energía producida por los módulos.

4.1.3.2. Indicadores de rendimiento

Los indicadores de rendimiento, se determinan utilizando las variables meteorológicas de la sección previa con el fin de comprender el comportamiento de la planta y presentar estos resultados en el software Power BI. En la siguiente figura se observan el promedio diario de los indicadores de rendimiento para cada mes.

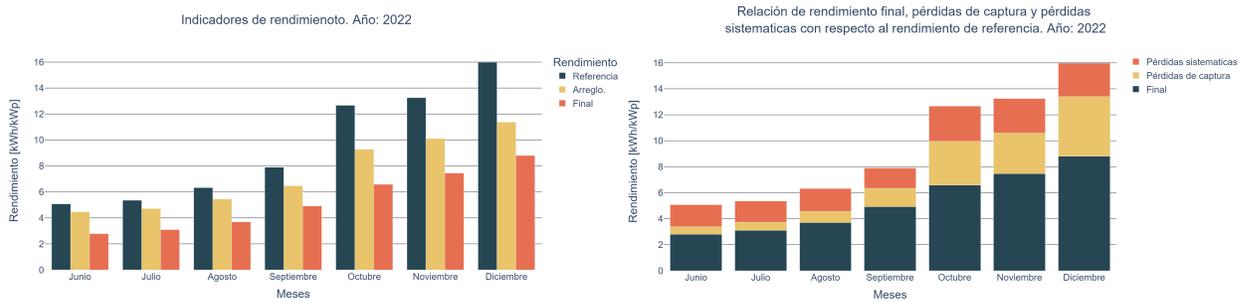


Figura 4.5: Rendimiento de referencia, del arreglo y final promedio para cada mes.

Una vez determinados promedio diario de los rendimientos para cada mes, se obtiene el promedio diario de la razón de rendimiento y la razón de rendimiento corregida para cada mes.

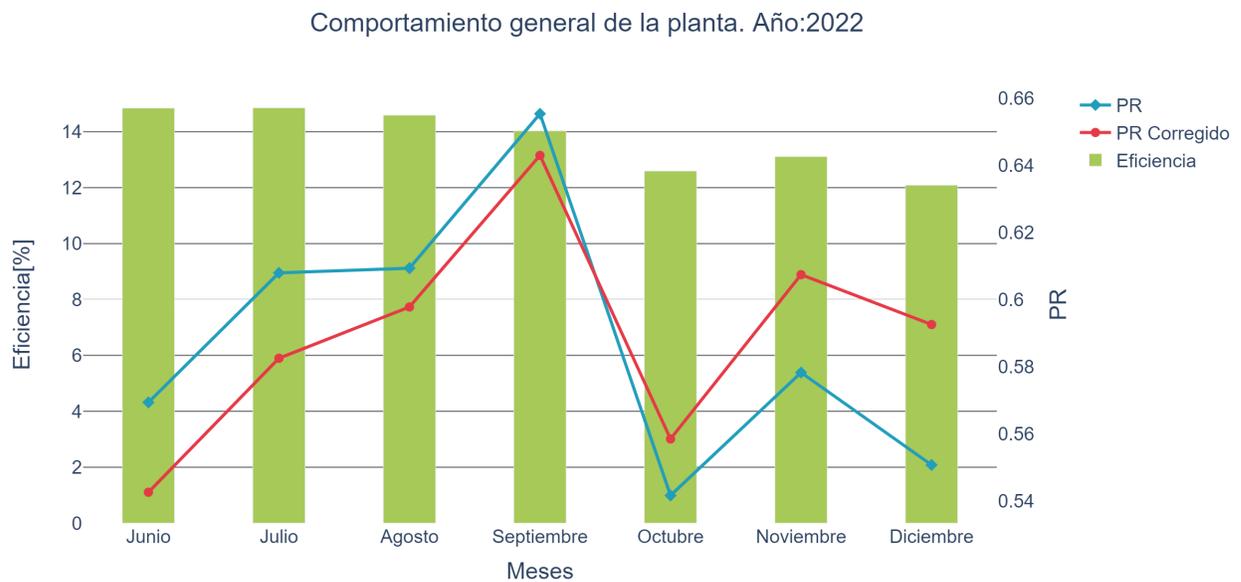


Figura 4.6: Promedio diario de la Razón de rendimiento y la razón de rendimiento corregida por temperatura para cada mes.

A partir de las Fig. 4.4, 4.5, 4.6 es posible notar que la eficiencia de la planta se reduce en los períodos donde existe una mayor temperatura y donde existe menor cantidad de precipitaciones, que es desde Octubre hasta Noviembre, esto se debe principalmente a que, por una parte, la temperatura afecta negativamente el rendimiento de la planta debido a la relación inversa que existe con la variación de la potencia, esto se explica gracias al coeficiente de temperatura de la potencia cuyo valor es de $-0.41 \%/^{\circ}C$. Por otra parte, en los períodos de Octubre hasta Diciembre las precipitaciones se reducen considerablemente generando un aumento en la proporción de ensuciamiento de los paneles.

Mediante los resultados obtenidos se obtiene la tasa de ensuciamiento promedio por día y la tasa de ensuciamiento y, de esta forma, plantear el problema de optimización a partir de los coeficientes de ensuciamiento que se determinan para distintos períodos de estudio.

4.2. Modelamiento eléctrico

El modelamiento eléctrico consiste en la representación matemática del sistema en estudio, siendo en este caso, una planta solar fotovoltaica. Para realizar el modelamiento eléctrico es necesario utilizar las expresiones que se definieron en el Estado del arte, en la Sección 3.1, a partir de estas expresiones se busca realizar la extracción de parámetros con el fin de implementar el modelo del diodo único o *Single Diode Model* y así representar circuitalmente el módulo fotovoltaico.

Para comenzar la extracción de parámetros, es necesario observar la forma de la Ec. 3.7, para esto se realiza una variación en el factor de idealidad del diodo (m) y se utiliza el rango de posibles valores de $R_s : [0, R_{s,max}] [\Omega]$ donde $R_{s,max} = 0.9875 [\Omega]$, así la representación gráfica se presenta en la siguiente figura.

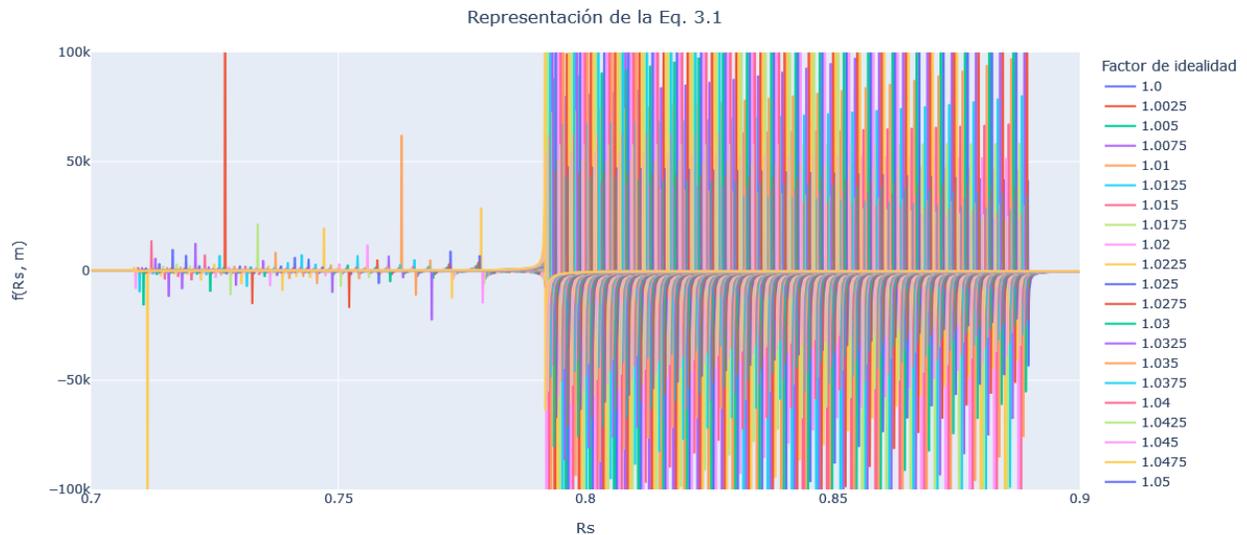


Figura 4.7: Forma de la Ec. 3.7

Una vez se obtiene la visualización de la ecuación que permite despejar R_s se observa que los valores que puede tomar R_s se encuentran acotados al rango de $[0.7, 0.9] [\Omega]$. Debido a la no linealidad de la ecuación se observan asintotas para cada valor del factor del diodo ideal, esto presenta un obstáculo en la obtención de una solución mediante un método numérico, dado que la tolerancia a utilizar para encontrar el cruce por 0 debe tener un orden de magnitud cercano a 10^{-7} . Es posible observar claramente esta asintota en la siguiente figura.

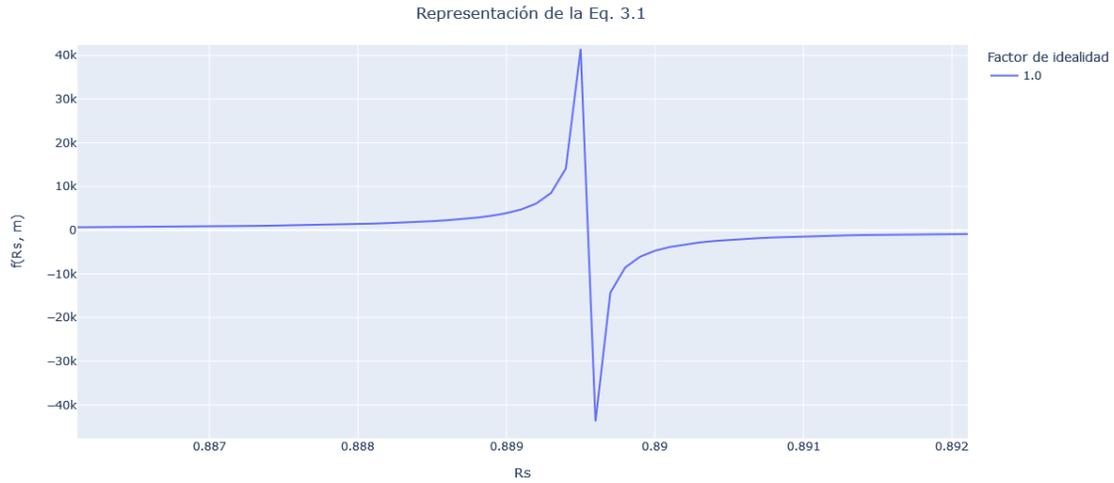


Figura 4.8: Acercamiento de posible solución de la Ec. 31.

El método numérico utilizado para determinar las raíces de la Ec. 3.7, es el método de Brent que se encuentra implementado en la librería Scipy de Python mediante la función `scipy.optimize.brentq`, este algoritmo combina una serie de métodos para resolver ecuaciones algebraicas. Los métodos que combina son el de la bisección, secante e interpolación cuadrática inversa. Una vez determinada la resistencia serie, se calcula la resistencia paralelo, la corriente de saturación y la foto-corriente. Se obtuvieron 53 set de parámetros. El error calculado para cada set se presenta en la siguiente figura.

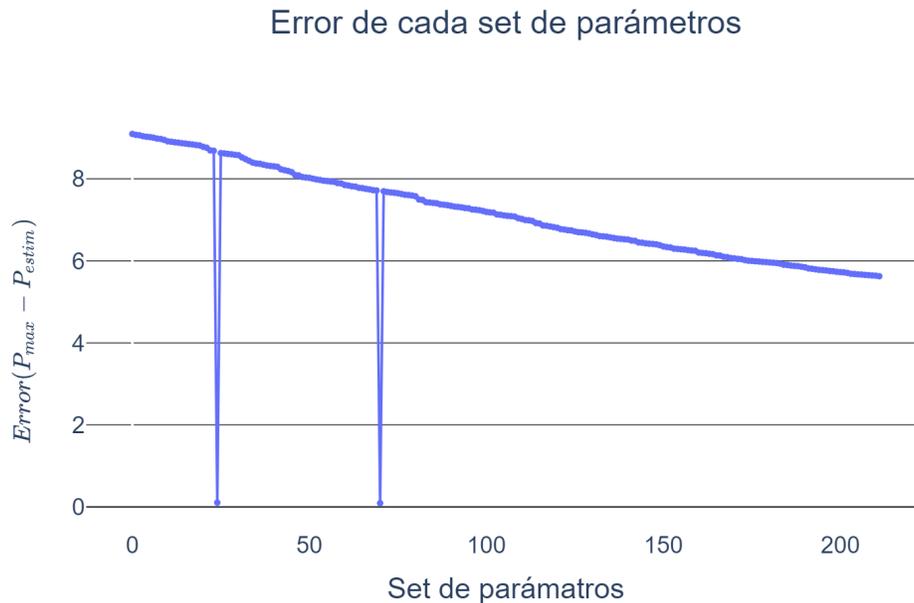


Figura 4.9: Error de cada conjunto de parámetros resultantes

El conjunto de parámetros que posee el menor error con respecto al punto de máxima potencia se presentan en la tabla 4.2. Con respecto a la figura 4.9, existe un cambio abrupto

en el error del conjunto n°24 y n°70, la razón de esto yace en la capacidad del algoritmo de determinar la resistencia paralelo adecuada (o paralelo) en base a la resistencia serie, debido a que valores de la resistencia paralelo varía enormemente entre cada valor.

El reducido error de este conjunto de parámetros tiene directa correlación con el cálculo de la resistencia serie, ya que la variación del cálculo de la resistencia paralelo varía considerablemente al cambiar los valores de ésta resistencia, esto se observa en la Fig.4.10, ya que los conjuntos de parámetros que permiten reducir el error, son aquellos en los que la resistencia en paralelo poseen un valor menor a $100 [\Omega]$, que en este caso son dos posibles conjuntos.

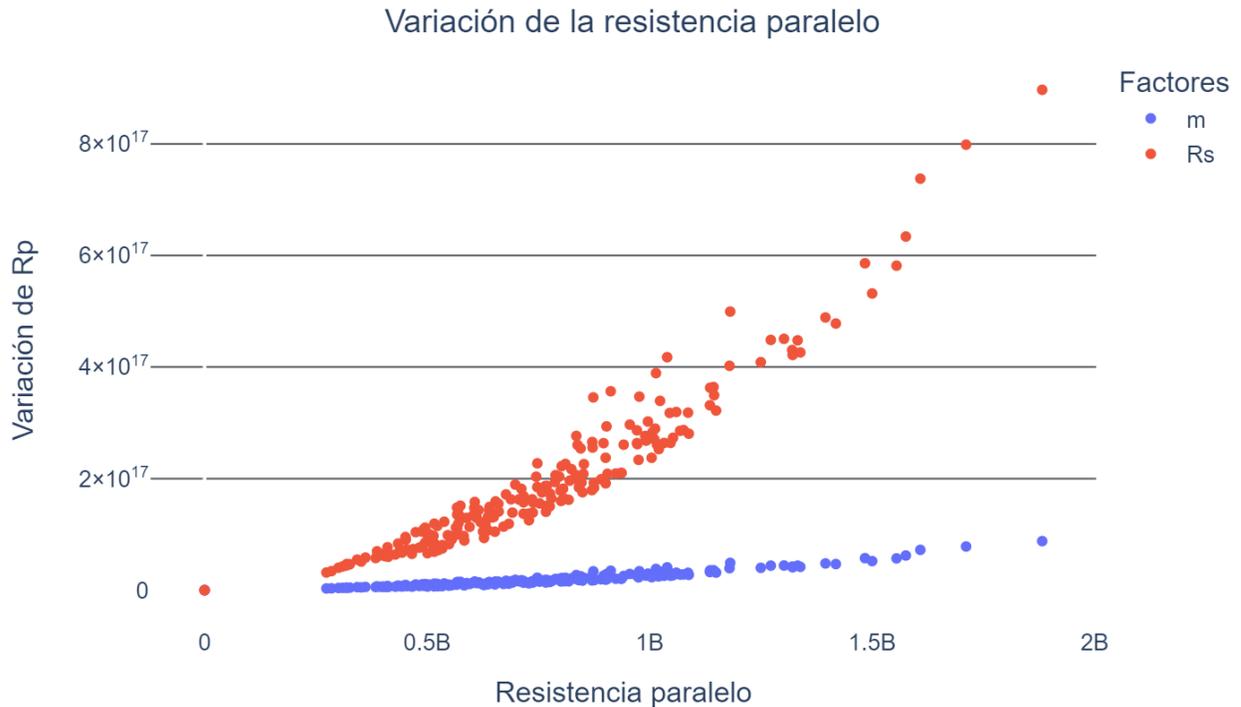


Figura 4.10: Variación de la resistencia paralelo con respecto a la resistencia serie y el factor de idealidad del diodo.

El calculo de la resistencia paralelo varía con mayor magnitud dependiendo de los valores de R_s y m que se utilizan en la Ec. 3.8, esto se debe precisamente a la sensibilidad que posee esta ecuación frente a los valores que toma el denominador, específicamente $I_{mppn} - I_{scn} \cdot \left[1 - \frac{B}{A}\right]$, en la cual entre más cercana a cero se encuentre la razón entre A y B menor error existirá en el resultado final. Esto se observa en la siguiente figura.

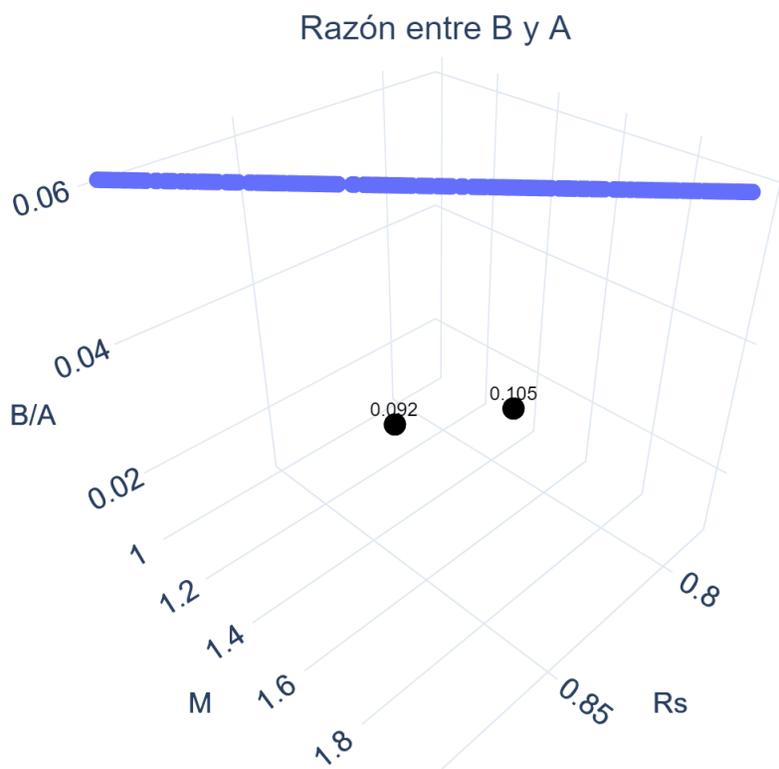


Figura 4.11: Razón entre los valores de A y B para el cálculo de la resistencia en paralelo

Tabla 4.2: Conjunto de parámetros con menor error

Parámetro	Unidad	Valor
Resistencia Serie	Ohm	0.7491
Resistencia Paralelo	Ohm	85.46
Factor de idealidad	-	1.63
Corriente de satur.	Amper	1.06e-39
Foto-corriente	Amper	9.4622

Finalmente, se utiliza el método de Newton Raphson para obtener la corriente de cortocircuito a partir de los valores que componen el conjunto de parámetros. De esta forma, se crean las curvas características I-V del módulo fotovoltaico utilizando distintos valores de radiación y temperatura, para finalmente realizar una comparación con una prueba operacional realizada en terreno de la cual se obtuvieron las curvas I-V para ciertas cajas combinadoras. A continuación, se presentan las curvas características I-V determinadas a partir de este modelamiento eléctrico.

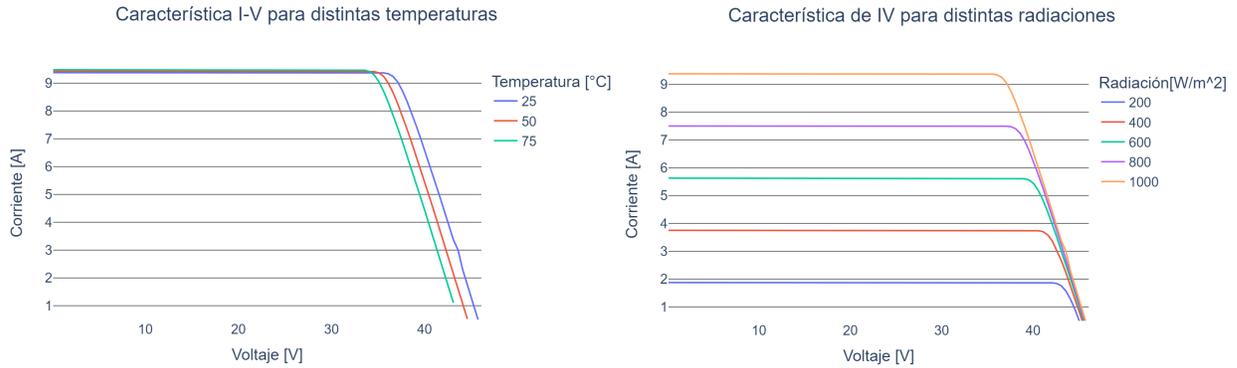


Figura 4.12: Izquierda: Curva característica I-V para distintas radiaciones. Derecha: Curva característica I-V para distintas temperaturas.

Una vez obtenidas las curvas características I-V para el módulo fotovoltaico, es necesario validar los resultados determinando el error del modelo con respecto a las curvas características obtenidas en la prueba hecha en planta, específicamente la caja combinadora N°44. Las pruebas fueron realizadas bajo las siguientes condiciones meteorológicas:

Tabla 4.3: Condiciones en las pruebas para la obtención de curvas características I-V.

Variable	Valor	Unidad
Irradiancia	927	$\frac{W}{m^2}$
Temperatura Mod.	49.75	$^{\circ}C$

Con las curvas características I-V para los 24 strings que se encuentran conectados a la caja combinadora N°44 se determina el $RMSE[\%]$, que es una métrica que permite evaluar modelos que predicen variables sistémicas, como lo es la corriente en este caso.

Tabla 4.4: $RMSE[\%]$ de la estimación de la curva característica de cada string correspondiente a la caja combinadora N°44

String	RMSE (%)	String	RMSE (%)	String	RMSE (%)	String	RMSE (%)
String 1	20.34	String 7	21.19	String 13	20.29	String 19	21.42
String 2	21.73	String 8	22.64	String 14	24.93	String 20	21.87
String 3	23.49	String 9	21.96	String 15	24.42	String 21	23.29
String 4	21.05	String 10	24.52	String 16	22.19	String 22	23.85
String 5	21.98	String 11	22.71	String 17	20.96	String 23	23.29
String 6	21.66	String 12	22.4	String 18	22.71	String 24	25.66

El $RMSE[\%]$ promedio de las estimaciones de cada curva I-V es de 22.52% dando indicios de que existen problemas con los parámetros resultantes del algoritmo de extracción de parámetros o con las soluciones calculadas por el método de Newton-Raphson para la corriente de corto-circuito del string completo.

4.3. Stochastics Rate Recovery

La implementación de este método estocástico, de aquí en adelante SRR, permite determinar el soiling rate para cada intervalo de limpieza definido entre eventos de limpieza, lo que permitirá determinar las pérdidas de energía debidas al ensuciamiento y resolver el problema de optimización en las siguientes etapas. El método SRR se aplica para los años 2019 y 2020 en conjunto. Los resultados se presentan a continuación, junto a los coeficientes de ensuciamiento que se determinan a partir de la Ec. 3.25.

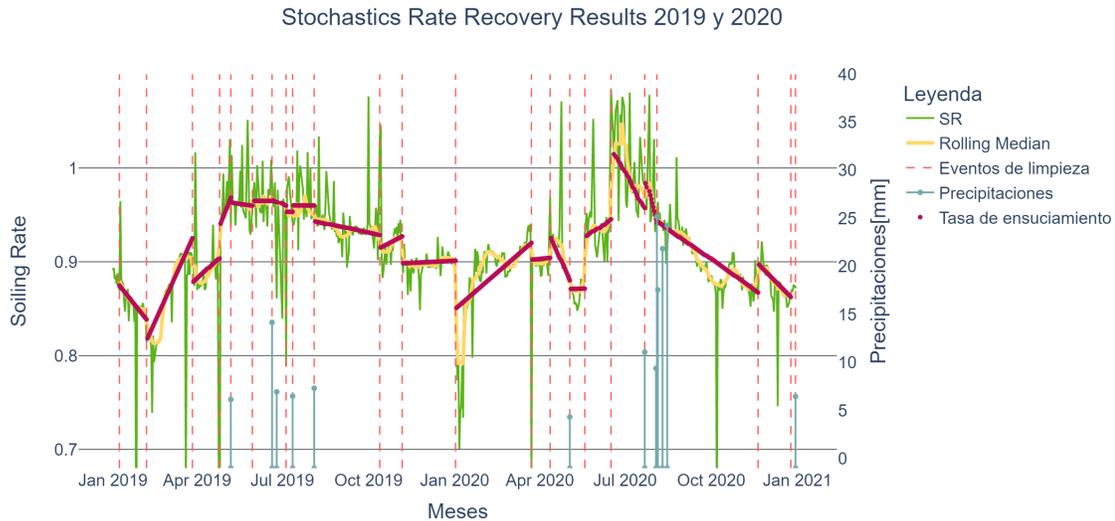


Figura 4.13: Resultados SRR. Año 2019

Los resultados del SRR dan cuenta de que los estados de ensuciamiento son significativamente mayores en los meses de Enero, Febrero, Octubre, Noviembre y Diciembre ya que los meses de Abril, Mayo, Junio y Julio son los meses donde existe una mayor frecuencia de precipitaciones, por lo tanto, los estados de ensuciamiento serán menores y el soiling rate es positivo.

A partir de los resultados que se observan en la Fig. 4.13, es posible determinar los coeficientes de ensuciamiento. Estos coeficientes se determinan para el caso base que corresponde al cálculo del soiling rate utilizando únicamente los intervalos de ensuciamiento definidos por el SRR, además se determinan tomando en cuenta únicamente los meses en intervalos mensuales y trimestrales, el resultado de cada uno de estos escenarios se observa en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Coeficientes de ensuciamiento promedio para los años 2019 y 2020.

β	Valor
Caso base	$2.083 \cdot 10^{-3}$
Mensual	$9.907 \cdot 10^{-4}$
Trimestral	$5.541 \cdot 10^{-4}$

Según la Tabla 4.5, el coeficiente de ensuciamiento mensual es 2.102 veces menor con respecto al caso base y cuando se estudia utilizando un período trimestral, el coeficiente de ensuciamiento es 3.75 veces menor que el caso base. Para ambos casos ocurre que su valor es menor debido a que el soiling rate que se captura por los intervalos de ensuciamiento es mayor que en el caso base. Esto se ratifica en base a la Ec. 3.25 y se demuestra a continuación.

$$\begin{aligned}
 SR_{men} &> SR_{base} \\
 \frac{\partial SR_{men}}{\partial t} &> \frac{\partial SR_{base}}{\partial t} \\
 -\frac{\partial SR_{men}}{\partial t} &< -\frac{\partial SR_{base}}{\partial t} \\
 \beta_{men} &< \beta_{base}
 \end{aligned}$$

La razón detrás de que el soiling rate analizado sea mayor, es que durante los periodos de estudio mensual, el ensuciamiento que se analiza es mayor para los meses relacionados con las estaciones secas (Primavera y Verano), eso junto a la sequía, la reducida mantención (limpieza) de los paneles y no tomar en cuenta los eventos de limpieza por las precipitaciones provoca un traslape entre los intervalos definidos por el caso base. Lo que conlleva a obtener coeficientes de ensuciamiento menores.

A través del sensor de ensuciamiento de la empresa DustIQ y Atonometrics, es posible comparar las estimaciones del soiling ratio del modelo con las mediciones de los sensores, así determinar un error de estimación. Los registros de los sensores se encuentran entre los días 6/6/2022 hasta 4/12/2022, capturando aproximadamente 6 meses. En este rango se realizaron las estimaciones de la tasa de ensuciamiento utilizando las mediciones y el calculo mediante el modelamiento eléctrico ya realizado.

Los resultados de la estimación del soiling rate a partir de las mediciones del soiling ratio de los sensores se encuentran en la Fig. 4.14. Con respecto a la estimación de la tasa de ensuciamiento, con los resultados del modelamiento eléctrico se realiza una estimación de la tasa de ensuciamiento, que se encuentra en la Fig. 4.15.



Figura 4.14: Estimación de tasa del soiling rate con registros de los sensores.

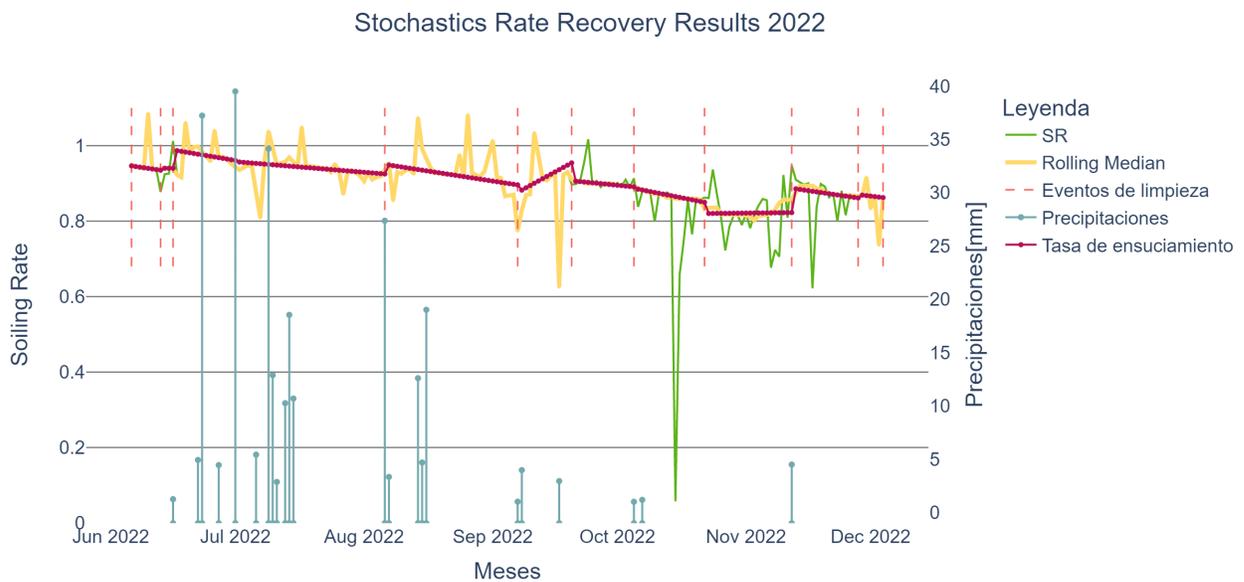


Figura 4.15: Estimación de tasa del soiling rate con registros de las mediciones del modelo.

El error porcentual calculado de las estimaciones del soiling rate en base al modelo desarrollado con respecto al obtenido de las mediciones del sensor de ensuciamiento se mide a través del RMSEp (Root Mean Square Error Porcentual), cuyo valor es de 10.27%. A partir de estos resultados, se obtienen los coeficientes de ensuciamiento para diferentes períodos utilizando las mediciones obtenidas de los sensores y las estimaciones provenientes del modelo eléctrico. Para ambos casos los resultados se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 4.6: Coeficientes de ensuciamiento para el año 2022.

β	Sensor	Modelo
Caso base	$2.227 \cdot 10^{-4}$	$1.973 \cdot 10^{-3}$
Mensual	$2.199 \cdot 10^{-4}$	$1.496 \cdot 10^{-3}$
Trimestral	$2.573 \cdot 10^{-4}$	$6.257 \cdot 10^{-4}$

Una vez obtenido los coeficientes de ensuciamiento, es posible plantear el problema de optimización y obtener de esta forma la frecuencia óptima de limpieza para dos los casos de mantención con agua y en seco.

4.4. Frecuencia óptima de limpieza

La frecuencia óptima de limpieza se obtiene en base a dos posibles casos de limpieza, el primero es con una mantención basada en una limpieza con agua y el segundo caso esta asociado con la limpieza en seco, que en lugar de utilizar agua utiliza la repulsión electrostática para lograr que las partículas del polvo se desprendan.

4.4.1. Problema de optimización

El problema de optimización se plantea en base a las ecuaciones 3.27 para encontrar de forma analítica la frecuencia óptima de limpieza y la Ec. 3.28 para determinar la solución con el algoritmo de optimización PSO que se describe en la sección 2.5. A continuación, se presentan los resultados utilizando datos específicos de la planta tanto para los costos de mantención (limpieza) como para la tarifa a la cual se valoriza la energía inyectada en el punto de conexión.

Tabla 4.7: Parámetros de optimización. Caso base.

Parámetro	Valor	Unidad
Costo de mantención (húmedo)	5800	USD
Costo de mantención (seco)	4940	USD
LCOE	34.21	USD/MWh
Precio estabilizado	48	USD/kWh

Con estos datos y junto a los coeficientes de ensuciamiento que se encuentran en la Tabla 4.5 se busca determinar la frecuencia óptima de limpieza para ambos años, con el fin de comparar los resultados y observar si existen cambios sustanciales debido a la formulación o en los períodos de estudio. Para esto, se realiza un análisis de sensibilidad de los parámetros principales del problema buscando determinar la variación porcentual con respecto al caso base utilizando el costo de mantención para una limpieza en seco, ya que es la menos costosa. A continuación, se muestran los resultados de la optimización planteada analíticamente mediante las ecuaciones.

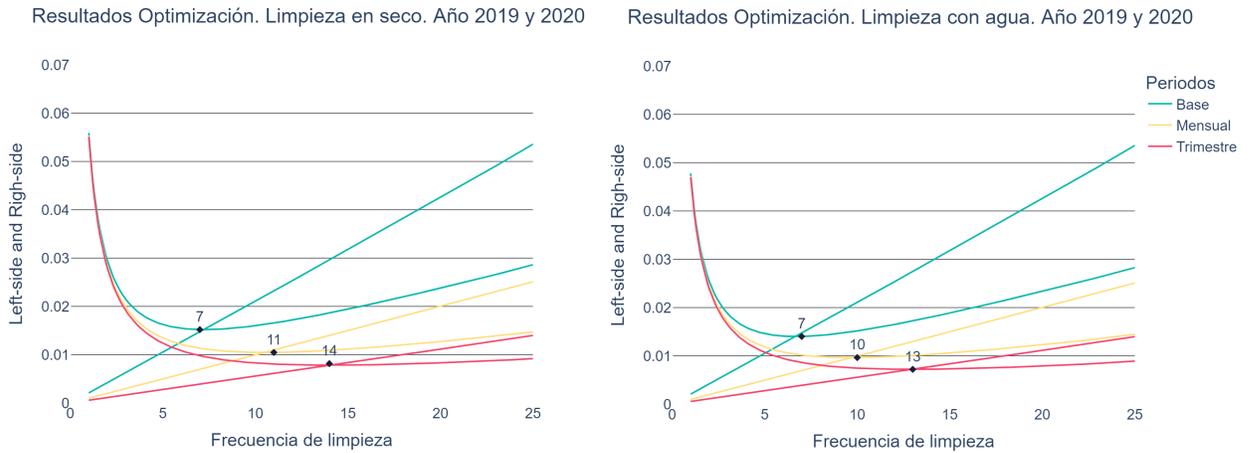


Figura 4.16: Frecuencia óptima de limpieza para los costos de mantención en seco y usando agua respectivamente.

A partir de los datos expuestos en secciones previas se obtiene que la frecuencia de limpieza debe ser cada 7 días, únicamente en los periodos donde existe un soiling rate negativo (o un coeficiente de ensuciamiento positivo) lo que indica que el soiling ratio comienza a aumentar. Es necesario recalcar que este resultado y sus efectos en la planta fotovoltaica deben ser evaluados ex-post para observar la variación en el ingreso por energía que tiene la planta y compararlo con los costos de producción de la misma.

Una vez obtenida la frecuencia de limpieza con los datos del año 2019 se implementa el problema de optimización con los coeficientes de ensuciamiento obtenidos mediante la estimación del modelo eléctrico y la medición del soiling rate a través de los sensores, que se encuentran en la Tabla 4.6. A continuación, se observan los resultados para ambos casos.

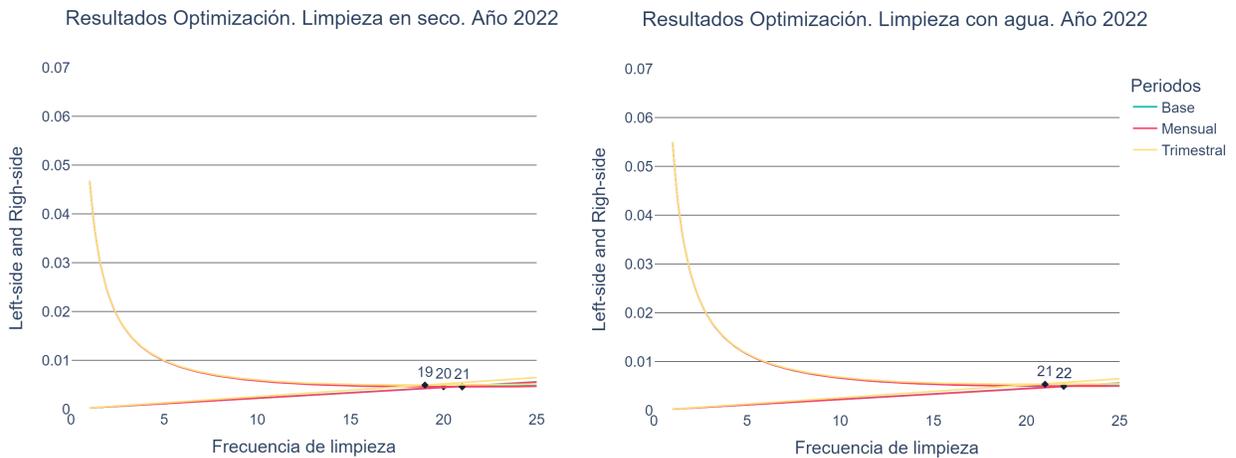


Figura 4.17: Frecuencia óptima de limpieza para los coeficientes de ensuciamiento de la tabla 4.6 para mediciones de sensores

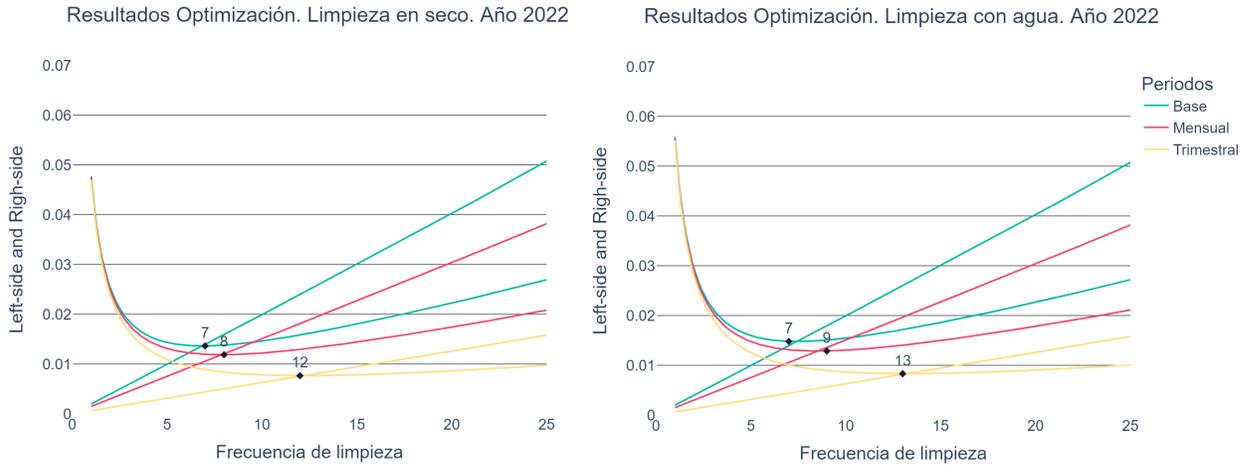


Figura 4.18: Frecuencia óptima de limpieza para los coeficientes de ensuciamiento de la tabla 4.6 para las estimaciones

De acuerdo a las Fig.4.17 y 4.18, se observa que existen diferencias notables entre los resultados obtenidos mediante las mediciones y las estimaciones, no así cuando el período estudiado es de carácter trimestral, existiendo una diferencia de 9 días. La razón detrás de esto, es que utilizando un periodo trimestral se capturan soiling ratios similares obteniendo coeficientes de ensuciamiento con un orden similar.

Una vez resuelto el problema de optimización se procede a realizar un análisis de sensibilidad con el fin de comprender el comportamiento de la función objetivo, llevando a cabo la variación de los parámetros principales: El coeficiente de ensuciamiento, el costo de mantenimiento y la tarifa de venta de energía (precio estabilizado). De esta manera el espacio de soluciones se determinará calculando la variación porcentual de la solución con respecto al caso base (21 día) obtenido de la solución mediante las mediciones de los sensores de ensuciamiento.

En la figura a continuación, es posible notar que a medida que el coeficiente de ensuciamiento aumenta, la frecuencia de limpieza también lo hace independiente de la tarifa y el costo de mantenimiento. Por otro lado cuando el coeficiente de ensuciamiento se encuentra cercano al del caso base, entonces el costo de mantenimiento y la tarifa toman relevancia, ya que entre menor es la tarifa y mayor es el costo de mantenimiento entonces la frecuencia de limpieza se reduce notablemente debido a las condiciones económicas, debido a las posibles pérdidas que se percibirían en el balance final lo que conlleva a la decisión de no mantener la planta.

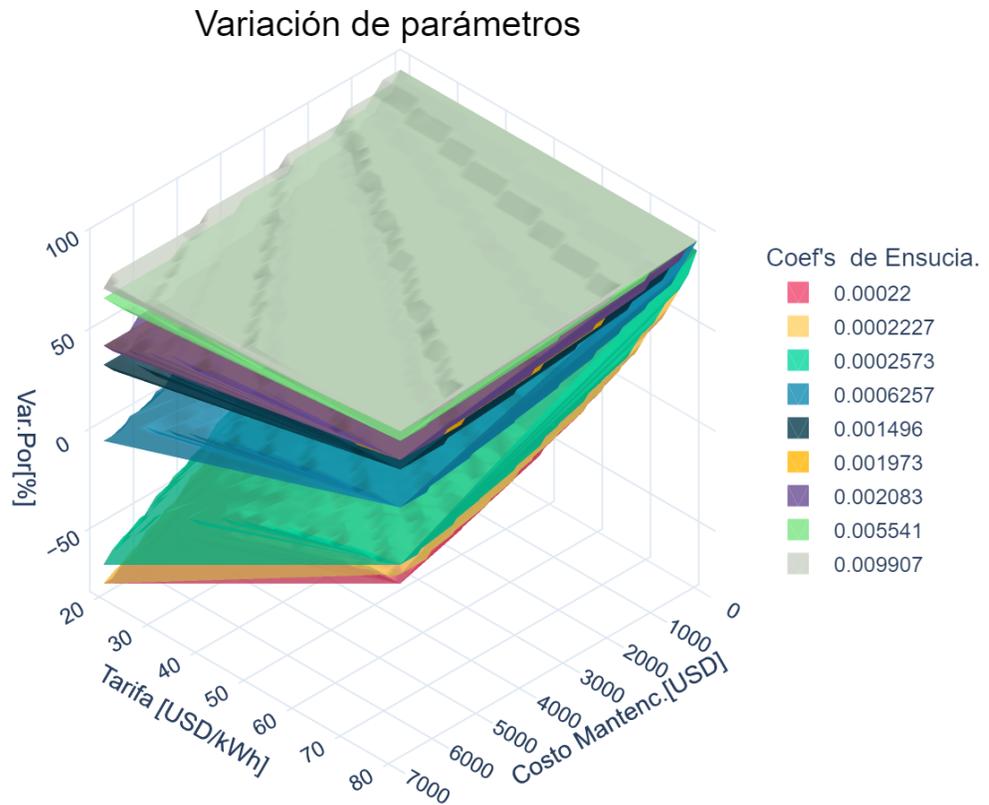


Figura 4.19: Análisis de sensibilidad de la función objetivo

En el caso extremo, que es cuando el costo de mantenimiento es reducido y la tarifa de ingreso por energía es mayor, entonces la frecuencia de limpieza aumenta considerablemente con respecto al caso base, debido a las ganancias que la planta recibiría gracias a su producción energética.

A partir de los resultados de la sensibilidad de parámetros se puede concluir que el coeficiente de ensuciamiento presenta gran impacto en los resultados obtenidos para la frecuencia óptima de limpieza, por lo tanto la localidad donde se encuentra la planta fotovoltaica tendrá un efecto en el plan de mantenimiento de la empresa.

La tarifa es un precio definido por el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía (CNE) [26], que se aplica a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y se calcula para cada mes, siendo su indexación dependiente del comportamiento del mercado eléctrico. Asimismo lo es el costo de mantenimiento, sin embargo, para este costo es posible inferir que serán mayores año a año, debido al costo del agua y la inflación que experimenta el mercado chileno.

En resumen, los resultados obtenidos en este estudio son relevantes para la toma de decisiones en la planificación y gestión del mantenimiento de una planta fotovoltaica, permitiendo un uso eficiente de los recursos y evitando posibles pérdidas económicas. Además, se destaca la importancia de considerar los factores económicos en la determinación de la frecuencia

óptima de limpieza y la planificación del mantenimiento.

4.4.2. Siguiete día de limpieza

El siguiente día de limpieza se determina mediante la valorización de las pérdidas por ensuciamiento mediante el costo de producción de un MWh , para esto se emplea una estimación del LCOE (Levelized Cost of Electricity) realizada por la organización NREL (National Renewable Energy Laboratory) para el año 2022 [27] ya que es el costo en el cual se incurre para producir una unidad de energía [MWh] que en este caso finalmente no se logra generar debido al ensuciamiento.

Para estimar el siguiente día de limpieza, se calculan las pérdidas por ensuciamiento acumuladas valorizándolas en el LCOE, desde el día en el que se llevo a cabo la última limpieza por mantenimiento, de esta forma junto al planteamiento expresado en la sección 3.5 de este informe, es posible definir un umbral de costos basado en los costos de limpieza ya sea en seco o con agua.

A partir del costo acumulado de las pérdidas por ensuciamiento es posible generar una serie de tiempo que junto al ajuste de una regresión lineal para predecir el comportamiento de las pérdidas acumuladas en el corto plazo. De este modo bajo el criterio establecido en la sección 3.5, la limpieza se debe realizar una vez los costos acumulados por ensuciamiento sean iguales o mayores a los costos de mantenimiento. [26].

Para la estimación del siguiente día de limpieza se utilizaron los datos de la Tabla 4.7. En la figura y la tabla que se encuentran a continuación presentan los resultados obtenidos mediante esta metodología.

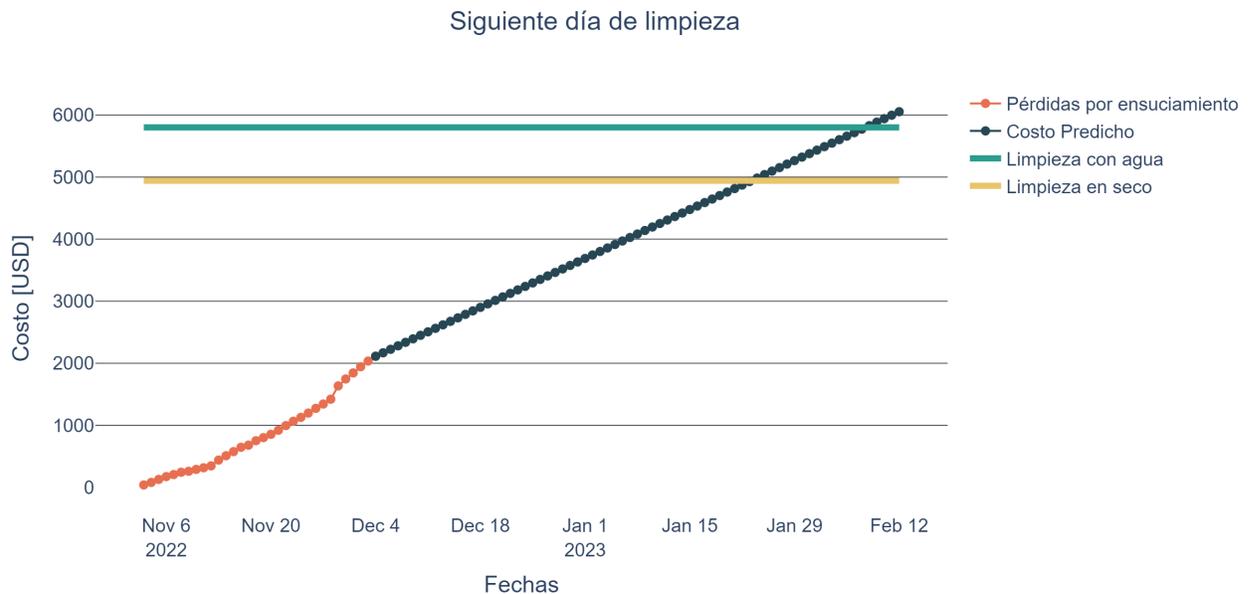


Figura 4.20: Siguiete día de limpieza. Mediciones Dust IQ

Tabla 4.8: Días restantes para la siguiente limpieza según marca de sensor.

Tipo de mantención	Días restantes [DustIQ]	Días restantes [Atonometrics]
Seco	51	40
Humedo	66	48

Para la estimación del siguiente día de limpieza se utilizaron los datos de la Tabla 4.7. En la figura y la tabla que se encuentran a continuación presentan los resultados obtenidos mediante esta metodología.

Las estimaciones de los días restantes para el siguiente día de limpieza en base a las mediciones realizadas por el sensor DustIQ y Atonometrics presentan discrepancias significativas. Estas discrepancias se deben a que el sensor Atonometrics muestra mediciones mayores del nivel de ensuciamiento, lo que indica una mayor pérdida de energía, lo que se traduce en un mayor costo acumulado, y en consecuencia, en una menor cantidad de días restantes.

4.5. Power BI

Los resultados que se muestran en el software Power BI tiene el propósito de proporcionar información detallada y precisa sobre las variables relevantes de la planta generadora para permitir que los responsables de la planta tomen decisiones informadas. A través de un informe compuesto por dos secciones, se presenta una descripción visual del comportamiento cuantitativo y cualitativo con el objetivo de facilitar el análisis y la interpretación de datos a través de los sensores y equipos. A continuación se muestran las dos secciones de este informe.



Figura 4.21: Primera sección del informe

La sección inicial describe visualmente las métricas presentes en la Sección 3.2 provenientes de la norma IEEE 61724. En el panel ubicado en la esquina superior izquierda, se presentan

las producciones de referencia, arreglo de paneles y punto de conexión para cada mes. En el panel ubicado en la esquina superior derecha se observa la composición de la producción de referencia en base a la producción final (punto de conexión), pérdidas de captura y las pérdidas sistemáticas. Finalmente, el último panel exhibe las estimaciones y mediciones del soiling ratio y soiling rate para el año 2022.

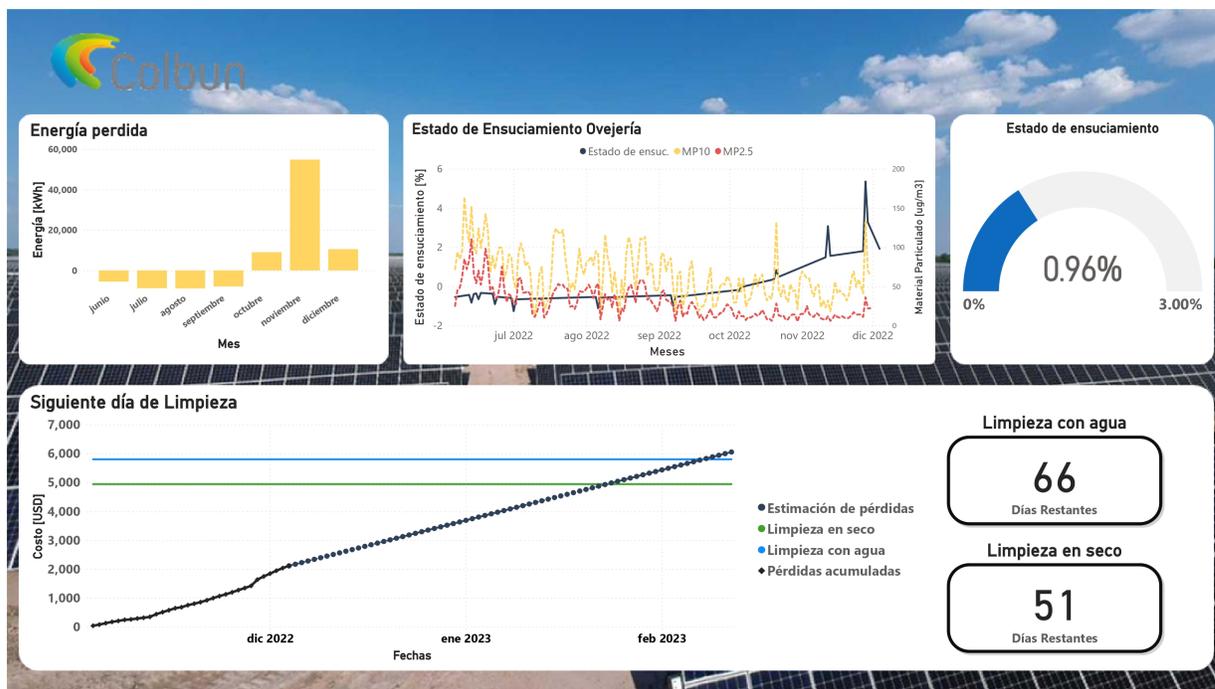


Figura 4.22: Segunda sección del informe

En la segunda sección del informe se abordan las variables relacionados al ensuciamiento de la planta. En la sección superior de izquierda a derecha, se presentan en el primer panel, la energía pérdida por el ensuciamiento en el segundo panel, se presenta el estado de ensuciamiento de la planta y la series de tiempo relacionadas con el MP10 y MP2.5 con el fin de determinar si existe una correlación entre las partículas suspendidas y el estado de ensuciamiento de la planta, el tercer panel corresponde a la muestra visual del estado actual de ensuciamiento de la planta y el umbral definido por la empresa que corresponde al 3%. Por último en el panel inferior se observa la predicción realizada a partir de las pérdidas por ensuciamiento acumuladas y a su lado cantidad de días restantes para la siguiente limpieza.

Capítulo 5

Conclusiones

Se consideran los objetivos establecidos previamente al desarrollo del trabajo de título cumplidos en su totalidad, ya que se ha creado una herramienta capaz de tomar en cuenta el comportamiento eléctrico y económico de la planta fotovoltaica: Ovejería y, de esta forma, ser un apoyo en la toma de decisiones respecto a la mantención de ésta, aportando la información necesaria para una mantención eficiente, a partir de las mediciones y estimaciones que se realizaron, integrando de esta manera las mediciones que anteriormente fueron omitidas para mejorar del mantenimiento de la planta.

La planta solar fotovoltaica Ovejería es un claro ejemplo del uso eficiente de la energía solar para producir energía eléctrica de manera sostenible y renovable. La combinación de tecnología de alta calidad, equipos de medición precisos y análisis de datos meteorológicos permiten conocer las variables de mayor relevancia en su rendimiento y producción, de esta forma optimizar su rendimiento a lo largo del tiempo.

Las variables derivadas de la aplicación de la norma IEC 61724 para el año 2022 presentan un gran valor para comprender el comportamiento de la planta a lo largo de los años, una vez se implemente el nuevo enfoque de mantenimiento que considere los factores sistémicos, meteorológicos y económicos. Junto a estas variables es posible comparar el comportamiento económico futuro de la planta con años previos concluyendo que el nuevo enfoque de mantención presenta ventajas significativas.

Las estimaciones de la corriente de corto-circuito, para cada string de la caja combinadora N°44, realizadas por el modelo eléctrico presentan un error en promedio de 22.52 %, la presencia de estos errores se debe a la solución obtenida por el método de Newton-Raphson que presenta complicaciones para voltajes cercanos al voltaje de circuito abierto del string, es decir, a la zona de fuente de voltaje, la razón de esto se encuentra en la falta de valores iniciales que podrían entregarse al algoritmo para obtener una solución con un menor error.

El error relacionado con la estimación de la tasa de ensuciamiento (soiling ratio) es en promedio de 10.27 %, a diferencia del error obtenido del modelo eléctrico que es 22.52 %. La razón yace en que las pruebas para obtener las características I-V de cada string se realizaron en un intervalo de tres minutos, sin embargo, la tasa de ensuciamiento es calculada como un promedio diario normalizado por la radiación, lo que permite aterrizar los resultados de acuerdo a las condiciones ambientales.

En el estudio se pudo observar que, aunque las estimaciones de ensuciamiento presentaron un margen de error reducido, los coeficientes de ensuciamiento obtenidos a través de los sensores diferían significativamente de los obtenidos mediante otras técnicas. Esto generó variaciones en la frecuencia óptima de limpieza de la planta. Por lo tanto, se concluye que para una adecuada toma de decisiones en cuanto al mantenimiento de la planta, se recomienda utilizar la frecuencia de limpieza obtenida mediante mediciones directas, las cuales permiten obtener resultados más precisos y confiables.

En este trabajo de título se enfrenta un gran desafío al estimar la tasa de ensuciamiento, ya que su comportamiento dinámico varía según la ubicación geográfica y depende de factores meteorológicos como el viento, las concentraciones de material particulado MP10 y MP2.5, así como de parámetros sistémicos asociados con los módulos fotovoltaicos, como el ángulo de inclinación y el porcentaje de degradación. Estos factores son cruciales para entender la eficiencia de la planta y optimizar su rendimiento. Por lo tanto, se requiere un análisis detallado y multidisciplinario que incorpore mediciones precisas y modelos teóricos actualizados para abordar este desafío con éxito.

En conclusión, el informe generado por el software Power BI tiene como objetivo proporcionar información detallada y precisa para permitir que los responsables de la planta tomen decisiones informadas. El informe se divide en dos secciones, la primera de ellas describe visualmente las métricas presentes en la norma IEEE 61724. La segunda sección se centra en el ensuciamiento de la planta, mostrando en detalle la energía perdida y el estado de ensuciamiento, junto con la relación entre las partículas suspendidas y el ensuciamiento. Además, el informe incluye una predicción basada en las pérdidas acumuladas por ensuciamiento y la cantidad de días restantes para la próxima limpieza. La información presentada en el informe es útil para mejorar el rendimiento y la eficiencia de la planta generadora.

Trabajo Futuro

El trabajo futuro propuesto para este proyecto de titulación se centrará en los aspectos más relevantes del mismo, tales como la complejidad y precisión del modelo eléctrico, la estimación de la tasa de ensuciamiento y la resolución del problema de optimización. Estos temas serán abordados a través de investigaciones adicionales y la implementación de mejoras en el modelo existente, con el fin de mejorar su desempeño y precisión en diferentes situaciones y escalas. Además, se considerarán técnicas avanzadas de optimización y análisis de datos para abordar problemas más complejos y mejorar la escalabilidad del modelo de estimación. En definitiva, el trabajo futuro se enfocará en la mejora continua del modelo eléctrico y en la aplicación de técnicas avanzadas para abordar los desafíos específicos de la estimación de la tasa de ensuciamiento en plantas fotovoltaicas.

En relación con la complejidad del modelo eléctrico, es importante abordar el error de predicción del mismo, con el objetivo de reducirlo a través del uso de expresiones analíticas que permitan definir valores iniciales. Asimismo, se debe considerar la degradación de los equipos a lo largo de los años de operación y el ángulo de inclinación de los paneles. Ambos factores pueden influir significativamente en la precisión de las estimaciones realizadas por el modelo, y por lo tanto, deben ser cuidadosamente evaluados y considerados en el proceso de

modelado. En este sentido, se requiere un enfoque riguroso y sistemático para la identificación y cuantificación de los factores que influyen en el desempeño del modelo eléctrico, a fin de asegurar su eficacia y fiabilidad en diferentes condiciones y situaciones.

El modelo de predicción de la tasa de ensuciamiento puede ser escalado para plantas fotovoltaicas de mayor capacidad mediante la instalación de sensores en cada centro de transformación. Esta técnica permite definir con precisión la tasa de ensuciamiento promedio de la planta a través de mediciones y herramientas estadísticas, como el test de hipótesis, utilizando muestras significativas. Por otro lado, el modelo de predicción que utiliza las estimaciones del modelo eléctrico no presenta complicaciones para determinar la tasa de ensuciamiento, especialmente cuando no es posible instalar múltiples sensores. En resumen, ambos modelos ofrecen soluciones efectivas para estimar la tasa de ensuciamiento en plantas fotovoltaicas, pero la elección entre ellos dependerá de las limitaciones y objetivos específicos de cada proyecto.

En cuanto al problema de optimización, es necesario abordar el ingreso por energía, especialmente porque el precio por energía percibido en plantas fotovoltaicas PMGD está regulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Sin embargo, en el caso de plantas con una capacidad superior a 9MW, el ingreso por energía que reciben está sujeto al costo marginal que se determina hora a hora en cada barra del sistema. Si bien esto no supone un desafío en la formulación del problema de optimización, sí implica cálculos más complejos que requieren la integración numérica y no solo la multiplicación de factores asociados a la planta, como se ha desarrollado en este trabajo.

Bibliografía

- [1] de Energía 2050, C. C., Hoja de Ruta 2050, Hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile. 2014.
- [2] Torres, R., Matriz energética eléctrica del país: Consideraciones sobre su eficiencia. 2021.
- [3] “A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 698–733, 2013.
- [4] Seinfeld, J., *Atmospheric chemistry and physics from air pollution to climate change*. 2006.
- [5] Kalogirou, S., “Solar energy engineering: Processes and systems: Second edition,” *Solar Energy Engineering: Processes and Systems: Second Edition*, 2009.
- [6] Santamouris, M., Tselepidaki, I., y Dris, N., “Evaluation of models to predict solar radiation on tilted surfaces for the mediterranean region,” *Solar Wind Technology*, vol. 7, no. 5, pp. 585–589, 1990.
- [7] Liu, B. y Jordan, R., “Daily insolation on surfaces tilted towards equator,” *ASHRAE J.*; (United States), vol. 10, 1961.
- [8] del Hoyo Peña, M. A., “Efecto de los aerosoles en la radiación solar y la producción fotovoltaica en santiago,” *Universidad de Chile*), 2016.
- [9] Bardalio, J. A. L., *Fundamentos de la electrónica y los semiconductores*. 2018.
- [10] Díaz, M., *El3004-Circuitos Electrónicos Analógicos. Clase N°4 Semiconductores y juntas*. 2017.
- [11] Smets, A., Jäger, K., Isabella, O., Van Swaaij, R., y Zeman, M., *Solar Energy - The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. 2016.
- [12] Setiawan, A. y Setiawan, E., “Optimization of a photovoltaic power plant in indonesia with proper tilt angle and photovoltaic type using a system advisor model,” *International Journal of Technology*, vol. 8, p. 539, 2017.
- [13] Xiao, W., “Photovoltaic power system : modelling, design and control,” 2017.
- [14] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., y Filho, E. R., “Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays,” en *2009 Brazilian Power Electronics Conference*, pp. 1244–1254, 2009.
- [15] Seinfeld, J. H., “*Atmospheric chemistry and physics : from air pollution to climate change*,” Hoboken, 2006.
- [16] Hegazy, A. A., “Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors,” *Renewable Energy*, vol. 22, no. 4, pp. 525–540, 2001.

- [17] Kleiss, G., “Key performance indicators and pv module reliability,” 2018.
- [18] Siddique, H. A. B., Xu, P., y De Doncker, R. W., “Parameter extraction algorithm for one-diode model of pv panels based on datasheet values,” en 2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), pp. 7–13, 2013.
- [19] Micheli, L., Muller, M., y Kurtz, S., “Determining the effects of environment and atmospheric parameters on pv field performance,” en 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pp. 1724–1729, 2016.
- [20] Gostein, M., Passow, K., Deceglie, M. G., Micheli, L., y Stueve, B., “Local variability in pv soiling rate,” en 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC), pp. 3421–3425, 2018.
- [21] Coello, M. y Boyle, L., “Simple model for predicting time series soiling of photovoltaic panels,” IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 9, no. 5, pp. 1382–1387, 2019.
- [22] Gostein, M., Caron, J. R., y Littmann, B., “Measuring soiling losses at utility-scale pv power plants,” en 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), pp. 0885–0890, 2014.
- [23] Deceglie, M. G., Micheli, L., y Muller, M., “Quantifying soiling loss directly from pv yield,” IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 8, no. 2, pp. 547–551, 2018.
- [24] Jones, R. K., Baras, A., Saeeri, A. A., Al Qahtani, A., y Al Amoudi, A. O., “Optimized cleaning cost and schedule based on observed soiling conditions for photovoltaic plants in central saudi arabia,” IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 6, no. 3, pp. 730–738, 2016.
- [25] SA, C., “Parque fotovoltaico ovejería,” <https://www.colbun.cl/energias-renovables/centrales-de-energia-renovable/centrales-solares-fotovoltaicas/ovejeria>.
- [26] CNE, “Precios estabilizados,” <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precios-estabilizados>.
- [27] NREL, “Utility-scale pv,” https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale_pv.
- [28] Datasheet Module STP330-VFW.

Anexos

Anexo A: Modulo Fotovoltaico

Tabla 5.1: Características eléctricas del módulo fotovoltaico. Fuente: [28]

STC		
Característica	Valor	Unidad
Maxima potencia STC (P_{max})	330	W
Voltaje óptimo de operación (V_{mpp})	37.5	V
Corriente óptima de operación (I_{mpp})	8.81	A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	46.2	V
Corriente de corto-circuito (I_{sc})	9.38	A
Eficiencia	16.9	%
NOCT		
Característica	Valor	Unidad
Maxima potencia NOCT (P_{max})	244	W
Voltaje óptimo de operación (V_{mpp})	34.4	V
Corriente óptima de operación (I_{mpp})	7.22	A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	42.5	V
Corriente de corto-circuito (I_{sc})	7.36	A
Características de temperatura		
Característica	Valor	Unidad
Coefficiente de temperatura de P_{max}	-0.41	%/C
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0.34	%/C
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0.06	%/C
Características mecánicas		
Característica	Valor	Unidad
Celda solar	Silicio policristalino	
N° de Celdas	72 (6 × 12)	

Anexo B: Planta Ovejería

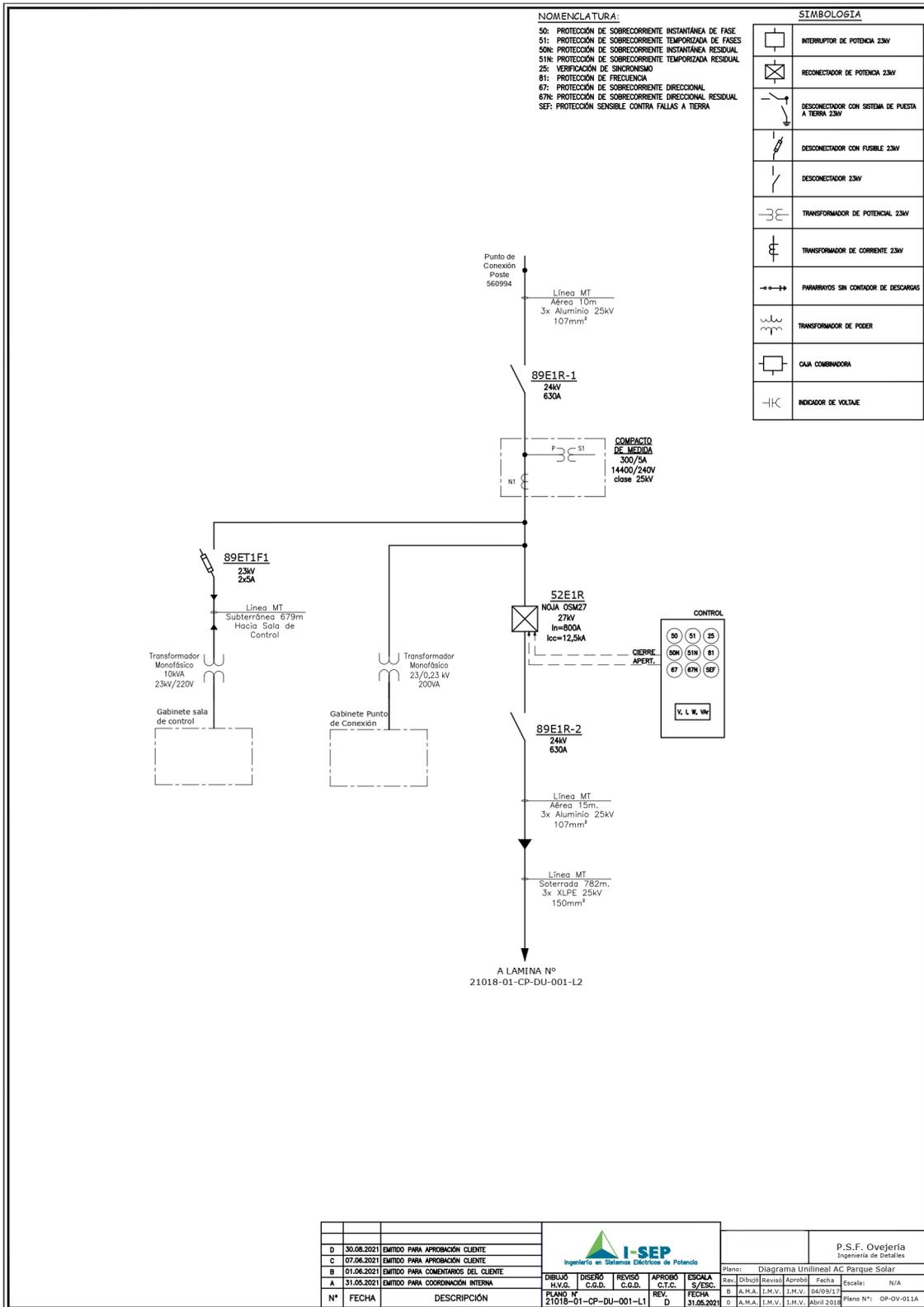


Figura 5.1: Diagrama unilineal de esquema de conexión hacia la red de distribución.

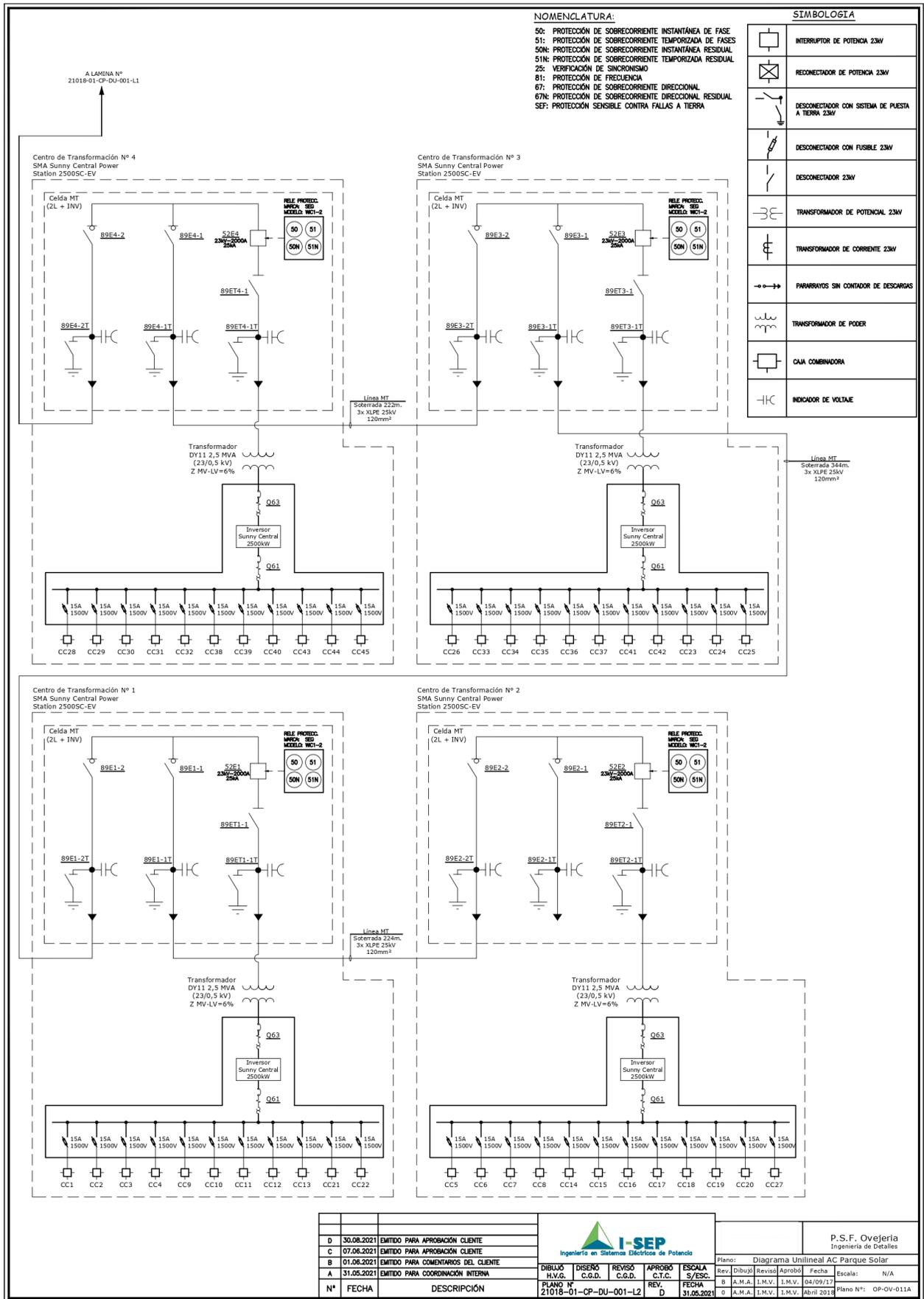


Figura 5.2: Diagrama unilineal de la planta fotovoltaica.