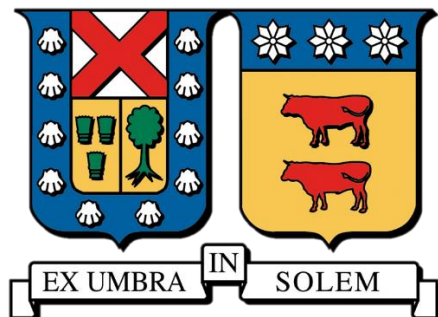


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO-CHILE



**“EVALUACIÓN DE DEGRADACIÓN DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y SU IMPACTO
EN PROYECCIONES ECONÓMICAS DE
PROYECTOS SOLARES”**

CLAUDIO JOAQUÍN ALVARADO ANDRADE

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

PROFESOR GUÍA: PHD. RODRIGO BARRAZA VICENCIO

PROFESORA CORREFERENTE: VALENTINA NAVARRO ALARCÓN

ENERO-2024

Agradecimientos

Este trabajo va dedicado a todos quienes me acompañaron de una u otra forma para poder llegar hasta este punto, especialmente a mis amigos con los que compartí durante toda mi etapa en la universidad y a los que más de alguna vez molesté para que me ayudaran a ir a medir al 5to piso o a bajar los módulos al flasher. A mis amigos músicos de Chiloé, que en varias ocasiones acomodaron sus calendarios hasta que pudiera viajar a tocar con ellos. Al profesor Rodrigo Barraza, Valentina Navarro y el equipo de FONDEF en general por guiarme y entregarme las herramientas necesarias para poder involucrarme en el mundo fotovoltaico.

Agradecer a mis padres por darme la oportunidad de estudiar aquí, especialmente a mi madre, que, desde lejos, y más de cerca durante el periodo de pandemia, estuvo siempre presente y preocupada de que nada me falte durante mis estudios. También quiero agradecer muy especialmente a Amanda, por ser mi aguante, polola, amiga y compañera de vida durante estos casi dos años, y transformarse en una fuente de energía e inspiración para crecer en todo ámbito.

Por último, no puedo no mencionar a mi abuelita Irma, con quien tuve el privilegio de compartir varios meses mientras cursaba los ramos más pesados de la carrera durante la pandemia, lo cual considero como un regalo. Este año nos dejó físicamente, pero deja una huella imborrable de su esencia en sus alumnos, colegas, amigos y en cada integrante de su querida familia, quienes sentimos una profunda admiración por su carácter, su temple, sus convicciones, su letra y sabiduría.

GRACIAS TOTALES

Resumen

A medida que los sistemas fotovoltaicos envejecen, comprender el fenómeno de la degradación de los módulos fotovoltaicos se vuelve crucial para predecir su rendimiento a largo plazo. Cuantificar este fenómeno mediante el cálculo de tasas de degradación (DR) e índices de pérdida de rendimiento (PLR) proporciona herramientas útiles para evaluar la tendencia de degradación a lo largo del tiempo.

Durante un año, dos módulos monofaciales policristalinos y dos módulos bifaciales monocristalinos han sido monitoreados mediante la aplicación de una metodología de evaluación de degradación propuesta por Valentina Navarro [17] e implementada por Valeria Reyes [18] hasta abril de 2023. Este trabajo continúa con el desarrollo de la metodología hasta agosto del mismo año, la cual contempla dos sistemas de medición de rendimiento al aire libre en exterior en un Laboratorio Outdoor, y un sistema de medición basado en un simulador solar flash en interior en un Laboratorio Indoor, ambos ubicados en la Universidad Técnica Federico Santa María, Campus San Joaquín. Estos sistemas de medición son complementados con pruebas no destructivas realizadas regularmente durante el periodo de estudio.

En el presente documento se detallan los procedimientos para llevar a cabo la metodología propuesta, centrándose principalmente en las mediciones de curvas I-V y de los parámetros eléctricos de los módulos, incluyendo además el procesamiento de los datos para el cálculo de las métricas de rendimiento sugeridas; Potencia Normalizada, Performance Ratio y Performance Ratio corregido. También se muestra la aplicación del modelo estadístico ARIMA para que, a través de las tendencias de las series temporales de las métricas de rendimiento, se estimen las tasas de degradación y los índices de pérdida de rendimiento de cada módulo en particular.

Finalmente, se presenta un análisis adicional sobre el impacto de las tasas de degradación calculadas en outdoor en la evaluación económica de un proyecto solar fotovoltaico mediante simulaciones realizadas en el software PVSyst. Se consideran los resultados de degradación obtenidos en Santiago para los módulos evaluados con la metodología de degradación propuesta, junto con otros valores de tasas de degradación calculados para módulos instalados en tres plantas fotovoltaicas distintas ubicadas en el norte de Chile (Calama, Copiapó y Antofagasta). Estos valores se utilizan para simular distintos sistemas fotovoltaicos basados en datos de un estudio técnico-económico encontrado en la literatura. Luego, se analiza el impacto económico de los valores de degradación a través del valor del Costo Nivelado de Energía ($LCOE$) calculado para cada caso.

Abstract

As photovoltaic systems age, understanding the degradation phenomenon of photovoltaic modules becomes crucial for their long-term performance predictions. Quantifying this phenomenon through the calculation of degradation rates (*DR*) and performance loss ratios (*PLR*) provides useful tools for assessing the degradation trend over time.

Over the course of a year, two monofacial polycrystalline modules and two bifacial monocrystalline modules have been monitored using a degradation assessment methodology proposed by Valentina Navarro [17] and implemented by Valeria Reyes [18] until April 2023. This work continues the methodology development until August of the same year, which includes two outdoor performance measurement systems in an Outdoor Laboratory and an indoor flash solar simulator-based measurement system in an Indoor Laboratory. Both labs are located at the Federico Santa María Technical University, San Joaquín Campus. These measurement systems are complemented with regularly conducted non-destructive tests during the study period.

This document outlines the procedures for implementing the proposed methodology, with a primary focus on measuring I-V curves and electrical parameters of the modules, also including a data processing method for suggested performance metrics calculation; Normalized Power, Performance Ratio, and Corrected Performance Ratio. The application of the ARIMA statistical model is also shown, where degradation rates and performance loss ratios for each module are estimated based on the trends of the performance metric time series.

Finally, an additional analysis is presented about the impact of outdoor calculated degradation rates on the economic evaluation of a photovoltaic solar project through simulations done by the PVSyst software. The degradation results obtained in Santiago for the modules assessed with the proposed degradation methodology are considered, along with other degradation rate values calculated for modules installed in three different photovoltaic plants located in the north of Chile (Calama, Copiapó y Antofagasta). These values are used to simulate different photovoltaic systems based on the data from a technical-economic study found in the literature. Subsequently, the economic impact of the degradation values is analyzed through the Levelized Cost of Energy (*LCOE*) calculated for each case.

Glosario

FV: Fotovoltaico

MPP: Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point)

I_{sc}: Corriente de cortocircuito (Short Circuit Current)

V_{oc}: Voltaje de circuito abierto (Open Circuit Voltage)

FF: Factor de Llenado (Fill Factor)

DC: Corriente Continua (Direct Current)

AC: Corriente Alterna (Alternating Current)

POA: Plano Del Arreglo de cara frontal (Plane Of Array)

POA_i: Plano Del Arreglo de cara posterior

PR: Índice de Rendimiento (Performance Ratio)

PR_{corr}: Índice de Rendimiento Corregido por Temperatura (Corrected Performance Ratio)

P_{norm}: Potencia Normalizada

PLR: Índice de Pérdida de Rendimiento (Performance Loss Ratio)

DR: Tasa de Degradación (Degradation Rate)

STC: Condiciones de Prueba Estándar (Standard Test Conditions)

c – Si: Cristalino de Silicio

mono c – Si: Monocristalino de Silicio

multi c – Si: Policristalino de Silicio

PID: Degradación Inducida por Potencial (Potential-Induced Degradation)

LID: Degradación Inducida por Luz (Light-Induced Degradation)

LIR: Recuperación Inducida por Luz (Light-Induced Recovery)

PMI: Punto de Máxima Irradiancia

LCOE: Costo Nivelado De la Energía

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

EL: Electroluminiscencia

ARIMA: Autorregresivo Integrado de Media Móvil (Autorregresive Integrated Moving Average)

ACF: Función de Autocorrelación (Autocorrelation Function)

PACF: Función de Autocorrelación Parcial (Partial Autocorrelation Function)

PMM_{VL}: Precio Medio de Mercado correspondiente a Ventas Libres (contratos con clientes libres)

Índice de Contenidos

Agradecimientos	i
Resumen.....	ii
Abstract	iii
Glosario	iv
Índice de Contenidos.....	vi
Índice de Figuras	ix
Índice de Tablas	xiv
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	3
1.1.1. Objetivo General	3
1.1.2. Objetivos Específicos	3
2. Estado del Arte	4
2.1. Contexto Energético Nacional	4
2.2. Introducción a la degradación en módulos fotovoltaicos	5
2.3. Métricas de rendimiento para análisis de degradación.....	7
2.3.1. Performance Ratio.....	8
2.3.2. Performance Ratio Corregido.....	9
2.3.3. Potencia Normalizada	10
2.4. Modelos estadísticos para determinación de tasas de degradación	11
2.4.1. Modelo de Regresión Lineal Simple (SLR)	12
2.4.2. Modelo de Descomposición Estacional Clásica (CSD)	12
2.4.3. Modelo de Suavizado Exponencial Holt-Winters (HW).....	13
2.4.4. Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA)	14
2.4.5. Descomposición Estacional y de Tendencia utilizando Loess (STL)	16
2.5. Revisión Bibliográfica.....	17

2.5.1.	Análisis de degradación de potencia con técnicas de medición Indoor y Outdoor	17
2.5.2.	Método de evaluación de degradación FV aplicado a módulos bifaciales.....	20
2.5.3.	Evaluación de degradación temprana y pérdida de rendimiento en cinco tecnologías de módulos FV	24
2.5.4.	Revisión de metodologías de cálculo de tasas de degradación fotovoltaicas	28
2.5.5.	Revisión de modelos estadísticos y analíticos de degradación para módulos FV	28
2.5.6.	Evaluación técnico-económica de planta de generación fotovoltaica de 3 [MW]	30
3.	Módulos en evaluación.....	31
4.	Equipos e instrumentación para recopilación de datos	34
4.1.	Sensores de Temperatura	34
4.2.	Microinversores.....	35
4.3.	Sensores de Irradiancia.....	37
4.4.	Sistema de adquisición continua de datos	38
4.5.	Trazador de curvas I-V.....	40
4.6.	Simulador de Pulso Solar	41
4.7.	Cámara termográfica	42
4.8.	Equipos de electroluminiscencia	43
5.	Metodología de evaluación de degradación	44
5.1.	Medición de curvas I-V Outdoor	45
5.2.	Medición de curvas I-V Indoor	47
5.3.	Prueba de Termografía	49
5.4.	Prueba de Electroluminiscencia	50
5.5.	Cálculo de métricas de evaluación	51
5.5.1.	Potencia Normalizada	52
5.5.2.	Performance Ratio y Performance Ratio Corregido.....	56
5.6.	Ajuste de series temporales mediante ARIMA	57

6.	Resultados	59
6.1.	Tasas de degradación (<i>DR</i>)	60
6.2.	Índices de Pérdida de Rendimiento (<i>PLR</i>).....	66
6.3.	Termografía.....	72
6.4.	Electroluminiscencia	74
7.	Análisis Económico.....	80
7.1.	Evaluación de impacto económico mediante LCOE.....	82
7.2.	Simulaciones de sistemas fotovoltaicos en PVSyst	83
7.3.	Resultados de LCOE.	86
8.	Conclusiones	91
9.	Anexos.....	94
9.1.	Anexo A: Fichas técnicas de módulos evaluados	94
9.2.	Anexo B: Datos recopilados para cálculos de <i>DR</i>	99
9.2.1.	Potencias Normalizadas máximas obtenidas.....	99
9.2.2.	Gráficos de Potencias Normalizadas máximas	101
9.3.	Anexo C: Gráficos de <i>PR</i> sin corregir.....	104
9.3.1.	<i>PR</i> en punto de máxima irradiancia	104
9.3.2.	<i>PR</i> diario	106
9.4.	Anexo D: Gráficos de <i>PR</i> corregidos.....	108
9.4.1.	<i>PR</i> corregidos en Punto de Máxima Irradiancia	108
9.4.2.	<i>PR</i> corregidos diarios.....	109
9.5.	Anexo E: Datos evaluación técnica-económica de referencia	111
9.6.	Anexo F: Códigos en Python para cálculos de <i>PR</i>	112
9.6.1.	Cálculo de <i>PR</i> y <i>PRcorr</i> diario	112
9.6.2.	Cálculo de <i>PR</i> y <i>PRcorr</i> diario en punto de máxima irradiancia.....	121
10.	Referencias.....	129

Índice de Figuras

Figura 1: Evolución de capacidad instalada de energías renovables entre marzo de 2007 y agosto de 2023 con proyección a noviembre de 2023 Fuente: Ministerio de Energía [6].	5
Figura 2: Nuevos proyectos en operación en el mes de septiembre de 2023. Fuente: Ministerio de Energía [6].	5
Figura 3: Especificaciones técnicas de los módulos monitoreados en el estudio. Fuente: [19].	18
Figura 4: <i>PMPP</i> medida relativa a la potencia nominal de los módulos de multi c-Si determinada por metodología Indoor y Outdoor y sus respectivas tasas de degradación. Fuente: [19].	19
Figura 5: <i>PR</i> medido para los módulos HIT y sus tasas de degradación respectivas. Fuente: [19].	19
Figura 6: <i>PR</i> y <i>PR'STC</i> calculados para los strings de módulos de multi c-Si y HIT. Fuente: [19].	20
Figura 7: Pasos para la estimación del <i>PLR</i> . Fuente: Elaboración propia.	22
Figura 8: <i>PRT</i> mensual y ajuste lineal entre agosto de 2020 y julio de 2022. Fuente: [16].	23
Figura 9: Descripción del sistema y características técnicas de los módulos. Fuente: [20].	24
Figura 10: Regresión lineal del <i>PR</i> mensual para el sistema pc-Si. Fuente: [20].	26
Figura 11: Regresión lineal del <i>PR</i> mensual para el sistema de mc-Si. Fuente: [20].	26
Figura 12: Resumen de estudios sobre degradación temprana de <i>PLR</i> de módulos cristalinos. Fuente: [20].	27
Figura 13: Comparación de modelos estadísticos para datos de <i>PR</i> del sistema mc-Si. Los puntos representan el <i>PLR</i> con sus respectivas incertidumbres (eje primario) y los triángulos el <i>PR</i> inicial (eje secundario) [10].	29
Figura 14: Módulos en evaluación instalados en el Laboratorio Outdoor de la universidad donde además se aprecian módulos y sistemas solares correspondientes a otros estudios en desarrollo. Fuente: Elaboración propia.	32
Figura 15: Módulos monofaciales. De izquierda a derecha se muestran los módulos <i>M2</i> y <i>M1</i> respectivamente instalados en el Laboratorio Outdoor. Fuente: Elaboración propia.	32
Figura 16: Parte posterior de módulos monofaciales. De izquierda a derecha se muestra el módulo <i>M1</i> y <i>M2</i> respectivamente. Se muestran las conexiones de corriente y sensores de temperatura hacia el datalogger. Fuente: Elaboración propia.	33
Figura 17: Módulos bifaciales. De izquierda a derecha se muestran los módulos <i>B2</i> y <i>B1</i> respectivamente instalados en el Laboratorio Outdoor. Fuente: Elaboración propia.	33
Figura 18: Parte posterior de módulos bifaciales. De izquierda a derecha se muestra el módulo <i>B1</i> y <i>B2</i> respectivamente. Se muestran las conexiones de corriente y sensores de temperatura hacia el datalogger. Fuente: Elaboración propia.	34

Figura 19: Sensor de temperatura 110 PV de Campbell Scientific. Fuente: [25].	35
Figura 20: Microinversor Enphase M250. Fuente: ENPHASE ENERGY (2023).	36
Figura 21: Microinversor HoyMiles MI350. Fuente: Voltalia Distribution (2023).	36
Figura 22: Piranómetros ML-01 <i>POA</i> y ML-01 <i>POAi</i> instalados en cara frontal (arriba) y cara posterior (abajo) de módulo <i>B2</i> respectivamente. Fuente: Elaboración propia.	37
Figura 23: Piranómetro ML-01 para medición de albedo montado en módulo <i>B1</i> . Fuente: Elaboración propia.	38
Figura 24: Datalogger CR1000X. Fuente: [28].	39
Figura 25: Diagrama de conexión de módulos monofaciales a microinversor y conexión de sensores al datalogger CR1000X. Fuente: [17].	39
Figura 26: Diagrama de conexión de módulos bifaciales a microinversor y conexión de sensores al datalogger CR1000X. Fuente: [17].	40
Figura 27: Trazador de curvas I-V Cetis PV – Outdoortest. Fuente: [17].	40
Figura 28: Simulador de pulso solar marca Eternalsun Spire con módulo monofacial en su interior. Fuente: Elaboración propia.	41
Figura 29: Cámara termográfica Fluke TI 400 9 HZ. Fuente [32].	42
Figura 30: Cámara Nikon D750 con filtro infrarrojo montada en el trípode en el laboratorio de electroluminiscencia. Fuente: Elaboración propia.	43
Figura 31: Fuente de poder Elektro-Automatik EA PSI 9080-40 utilizada en prueba de electroluminiscencia. Fuente: Elaboración propia.	44
Figura 32: Esquema de conexiones para medición de curva I-V mediante trazador HALM. Fuente: [31].	45
Figura 33: Conexiones en trazador (izquierda) y trazador en medición de módulo <i>M1</i> (derecha). Fuente: Elaboración propia.	46
Figura 34: Módulo <i>B1</i> en medición con celda de referencia instalada en el <i>POA</i> (izquierda) y sensores de temperatura para medición de curva I-V y para adquisición continua de datos (derecha). Fuente: Elaboración propia.	47
Figura 35: Medición de cara frontal de módulo <i>B1</i> con cortina “blackout” cubriendo cara posterior (izquierda) y medición de cara posterior con cortina “blackout” cubriendo cara frontal (derecha). Fuente: Elaboración propia.	47
Figura 36: Módulo <i>M1</i> montado en simulador solar. Fuente: Elaboración propia.	48
Figura 37: Simulador en funcionamiento con campana cerrada. Fuente: Elaboración propia.	49
Figura 38: Diagrama de flujo para prueba de termografía. Fuente: [17].	50

Figura 39: Gráfico de curvas I-V corregidas de módulo <i>M2</i> Outdoor (27-07-2023) e Indoor (20-07-2023). Fuente: Elaboración propia.	52
Figura 40: Gráfico de curvas I-V corregidas de cara frontal de módulo <i>B1</i> Outdoor (27-07-2023) e Indoor (20-07-2023). Fuente: Elaboración propia.	53
Figura 41: Curvas I-V Outdoor e Indoor para el punto de operación de <i>M1</i> . Fuente: Elaboración propia.....	54
Figura 42: Curvas P-V Outdoor e Indoor para el punto de operación de <i>M1</i> . Fuente: Elaboración propia.....	55
Figura 43: Panel de modelizador de series temporales en software (Fuente: IBM SPSS Statistics). 58	
Figura 44: Panel de criterios de modelizador experto en software (Fuente: IBM SPSS Statistics).. 58	
Figura 45: Modelo ARIMA (0, 1, 3) de serie temporal de PR corregido de módulo bifacial determinado por el modelizador experto del software (Fuente: IBM SPSS Statistics).....	59
Figura 46: Mediciones de Potencia Normalizada Máxima registradas en Outdoor para cada módulo. Fuente: Elaboración propia.	60
Figura 47: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (1, 1, 0) de Potencia Normalizada Máxima registrada con trazador de curvas en Laboratorio Outdoor del módulo <i>M1</i> . Fuente: Elaboración propia.	61
Figura 48: Resumen estadístico del modelo de ajuste ARIMA (1,1,0) obtenido del modelizador experto para serie temporal de potencia normalizada máxima de módulo <i>M1</i> . Fuente: IBM SPSS Statistics.	61
Figura 49: Mediciones de Potencia Normalizada Máxima registradas en Indoor para cada módulo. Fuente: Elaboración propia.	63
Figura 50: Serie temporal de Potencia Normalizada Máxima de módulo <i>M2</i> registradas en Indoor. Fuente: Elaboración propia.	64
Figura 51: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 3) de PR corregido en punto de máxima irradiancia del módulo <i>M2</i> . Fuente: Elaboración propia.	66
Figura 52: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (1, 0, 1) de PR corregido diario del módulo <i>B2</i> . Fuente: Elaboración propia.	68
Figura 53: Eventos de limpieza en febrero de 2023 indicados en gráfico de <i>PR</i> de <i>M1</i> . Fuente: Elaboración propia.	70
Figura 54: Imagen de termografía de módulos <i>M1</i> y <i>M2</i> . Fuente: Elaboración propia.....	72
Figura 55: Imagen de termografía de cara frontal de módulo <i>B1</i> . Fuente: Elaboración propia.....	73
Figura 56: Imagen de termografía de cara frontal de módulo <i>B2</i> . Fuente: Elaboración propia.....	73
Figura 57: Imagen de termografía de cara posterior de módulo <i>B1</i> . Fuente: Elaboración propia. ...	74

Figura 58: Imagen de termografía de cara posterior de módulo <i>B2</i> . Fuente: Elaboración propia. ...	74
Figura 59: Electroluminiscencias de módulos <i>M1</i> y <i>M2</i> respectivamente. Fuente: Elaboración propia.....	75
Figura 60: Electroluminiscencia de cara frontal de módulos <i>B1</i> y <i>B2</i> respectivamente. Fuente: Elaboración propia.	75
Figura 61: Panel de Evaluación Económica del software. Fuente: Elaboración propia en PVSyst. .	84
Figura 62: Ejemplo de ingreso de tasa degradación en panel de parámetros de envejecimiento del sistema en PVSyst. Fuente: Elaboración propia.....	86
Figura 63: LCOE según degradaciones máximas y nominales por zona de instalación. Fuente: Elaboración propia.	87
Figura 64: Radiación Global Horizontal anual según zona evaluada. Fuente: Meteonorm 8.1 PVSyst.....	88
Figura 65: Ejemplo de impacto en LCOE de alternativas para mejorar competitividad de un proyecto solar. Fuente: Energy Technology Sherpa.	89
Figura 66: Ficha técnica de módulo <i>M1</i> Astronergy CHSM6612P-310. Fuente: Datasheet Crystalline PV Module CHSM6612P Series.	94
Figura 67: Ficha técnica de módulo <i>M2</i> CSG PVTECH-330. Fuente: CSG PVTECH CO., LTD...	95
Figura 68: Ficha técnica de módulos <i>B1</i> y <i>B2</i> Risen RSM72-6-370BMDG. Fuente: RISEN ENERGY CO., LTD.	96
Figura 69: Ficha técnica de módulo JKM330PP-72-310W utilizado para evaluación económica. Fuente: Jinko Solar.....	97
Figura 70: Ficha técnica de módulo NA-E135L5 utilizado para evaluación económica. Fuente: Sharp Energy Solution Europe.....	98
Figura 71: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de Potencia Normalizada máxima registrada con trazador de curvas en Laboratorio Outdoor del módulo <i>M2</i> . Fuente: Elaboración propia.	101
Figura 72: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de Potencia Normalizada máxima registrada con trazador de curvas en Laboratorio Outdoor del módulo <i>B1</i> . Fuente: Elaboración propia.	101
Figura 73: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (1, 1, 0) de Potencia Normalizada máxima registrada con trazador de curvas en Laboratorio Outdoor del módulo <i>B2</i> . Fuente: Elaboración propia.	102
Figura 74: Serie temporal de Potencia Normalizada máxima de módulo <i>M1</i> registradas en Indoor. Fuente: Elaboración propia.	102

Figura 75: Serie temporal de Potencia Normalizada máxima de módulo <i>B1</i> registradas en Indoor. Fuente: Elaboración propia.	103
Figura 76: Serie temporal de Potencia Normalizada máxima de módulo <i>B2</i> registradas en Indoor. Fuente: Elaboración propia.	103
Figura 77: Serie temporal original de PR en punto de máxima irradiancia del módulo <i>M1</i> . Fuente: Elaboración propia.	104
Figura 78: Serie temporal original de PR en punto de máxima irradiancia del módulo <i>M2</i> . Fuente: Elaboración propia.	104
Figura 79: Serie temporal original de PR en punto de máxima irradiancia del módulo <i>B1</i> . Fuente: Elaboración propia.	105
Figura 80: Serie temporal original de PR en punto de máxima irradiancia del módulo <i>B2</i> . Fuente: Elaboración propia.	105
Figura 81: Serie temporal original de PR diario del módulo <i>M1</i> . Fuente: Elaboración propia.....	106
Figura 82: Serie temporal original de PR diario del módulo <i>M2</i> . Fuente: Elaboración propia.....	106
Figura 83: Serie temporal original de PR diario del módulo <i>B1</i> . Fuente: Elaboración propia.	107
Figura 84: Serie temporal original de PR diario del módulo <i>B2</i> . Fuente: Elaboración propia.	107
Figura 85: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de PR corregido en punto de máxima irradiancia del módulo <i>M1</i> . Fuente: Elaboración propia.	108
Figura 86: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de PR corregido en punto de máxima irradiancia del módulo <i>M2</i> . Fuente: Elaboración propia.	108
Figura 87: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de PR corregido en punto de máxima irradiancia del módulo <i>B2</i> . Fuente: Elaboración propia.....	109
Figura 88: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de PR corregido diario del módulo <i>M1</i> . Fuente: Elaboración propia.....	109
Figura 89: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 6) de PR corregido diario del módulo <i>M2</i> . Fuente: Elaboración propia.....	110
Figura 90: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (1, 1, 2) de PR corregido diario del módulo <i>B1</i> . Fuente: Elaboración propia.	110

Índice de Tablas

Tabla 1: Degradación e incertidumbre obtenida para módulos multi c-Si en condiciones Indoor y Outdoor. Fuente: [19].	19
Tabla 2: <i>PLR</i> y desviaciones estándar estimadas por el periodo de 2 años calculados mensualmente. Fuente: [16].	23
Tabla 3: Pérdida de rendimiento basada en datos medios mensuales del primer año. Fuente: [20].	25
Tabla 4: Pérdida de rendimiento basada en datos medios diarios del primer año. Fuente: [20].	25
Tabla 5: Comparación de comportamiento de modelos estadísticos. Fuente: [10].	30
Tabla 6: Información técnica de los módulos evaluados en el estudio. Fuente: [17].	31
Tabla 7: Resumen de tasas de degradación obtenidas en Laboratorio Outdoor. Fuente: Elaboración propia.	63
Tabla 8: Resumen de tasas de degradación obtenidas en Laboratorio Indoor. Fuente: Elaboración propia.	65
Tabla 9: Resumen de tasas de degradación e incertidumbres obtenidas mediante metodología Outdoor e Indoor. Fuente: Elaboración propia.	65
Tabla 10: Resumen de índices de pérdida de rendimiento obtenidos en base a <i>PR</i> corregido en punto de máxima irradiancia diaria. Fuente: Elaboración propia.	68
Tabla 11: Resumen de índices de pérdida de rendimiento obtenidos en base a <i>PR</i> corregido diario. Fuente: Elaboración propia.	69
Tabla 12: Resumen de <i>PLR</i> obtenidos con análisis de <i>PRcorr</i> calculado en PMI y diario: Fuente: Elaboración propia.	69
Tabla 13: Defectos detectados en EL para módulo <i>M1</i> . Fuente: Elaboración propia.	76
Tabla 14: Defectos detectados en EL para módulo <i>M2</i> . Fuente: Elaboración propia.	77
Tabla 15: Defectos detectados en EL para módulo <i>B1</i> . Fuente: Elaboración propia.	77
Tabla 16: Defectos detectados en EL para módulo <i>B2</i> . Fuente: Elaboración propia.	78
Tabla 17: Resumen de detección de nuevos defectos en cada módulo. Fuente: Elaboración propia.	79
Tabla 18: Resumen de características de módulos y tasas de degradación nominales y calculadas máximas por zona utilizadas para el análisis del costo de energía. Fuente: Elaboración propia.	81
Tabla 19: Características generales del sistema fotovoltaico del estudio de referencia. Fuente: [38].	81
Tabla 20: Ubicaciones geográficas de los módulos cargadas en PVSyst. Fuente: Elaboración propia.	82

Tabla 21: Costos de operación y mantenimiento ingresados en PVSyst basados en estudio de referencia. Fuente: Elaboración propia.	84
Tabla 22: Costos de instalación ingresados en PVSyst basados en estudio de referencia. Fuente: Elaboración propia.	85
Tabla 23: Valores de <i>LCOE</i> para los sistemas simulados según ubicaciones y degradaciones ingresadas en cada caso. Fuente: Elaboración propia.	86
Tabla 24: Potencias normalizadas máximas registradas con trazador de curvas en Outdoor: Fuente: Elaboración propia.	99
Tabla 25: Potencias normalizadas máximas registradas con simulador solar en Indoor: Fuente: Elaboración propia.	100
Tabla 26: Costos de instalación de proyecto fotovoltaico de referencia. Fuente: [38].	111
Tabla 27: Costos de operación y mantenimiento de proyecto fotovoltaico de referencia. Fuente: [38].	111

1. Introducción

La energía solar fotovoltaica ha emergido como una fuente de energía limpia y sostenible, capaz de cambiar la manera de generar electricidad en las últimas décadas y ha logrado posicionarse en Chile como la principal fuente de energía renovable en los últimos años, representando un 24,8% del total de la matriz energética nacional [1]. La energía solar es producida principalmente en la zona norte del país, debido a su abundante exposición al sol y alta radiación durante todo el año.

Los paneles fotovoltaicos, se encargan de capturar la energía del sol y convertirla en electricidad, por lo cual son el agente principal de las centrales solares existentes y de los nuevos proyectos que cada año se inauguran en el país. Según las condiciones meteorológicas a las que estén expuestos, el tipo de tecnología y otros factores derivados de la exposición, los paneles fotovoltaicos sufrirán una determinada degradación, lo que se traduce en una disminución gradual de su rendimiento y eficiencia en el tiempo. Es por esto que las tasas de degradación y los índices de pérdida de rendimiento, resultan ser parámetros fundamentales de los cuales se debe tener certezas estadísticas al momento de realizar una evaluación económica a proyectos de este tipo.

La tasa de degradación (*DR*) se encarga de cuantificar la pérdida de la potencia nominal en el tiempo, lo cual requiere una medición precisa y equipos de calidad para lograr resultados confiables. Mientras que el índice de pérdida de rendimiento (*PLR*) es un indicador utilizado para especificar el rendimiento de un sistema fotovoltaico mediante el monitoreo en el tiempo, que contempla la degradación de la potencia nominal de los módulos, la suciedad, aumento de pérdidas óhmicas en el cableado por degradación de los conectores eléctricos, eficiencia de inversores relacionadas con degradación del semiconductor, entre otros efectos [19].

Si bien los fabricantes entregan una tasa de degradación estimada, este valor habitualmente garantiza que los módulos fotovoltaicos deberían sufrir una pérdida del 20% de su potencia nominal después de 25 años de operación, ya sea de forma escalonada o lineal [2], mas no considera las condiciones reales de exposición del módulo. Además, para los módulos de silicio cristalino, la mayoría de los fabricantes ofrecen garantías de un 97% o más de la potencia máxima en el primer año de exposición, principalmente influenciados por efectos de degradación temprana como la degradación inducida por luz (LID) o el efecto Staebler-Wronski (ESW) [20]. Esto es consistente

con la tasa de degradación ampliamente informada del 0% al 4% de la potencia máxima en el primer año en la literatura [20].

Por lo anterior, y considerando que la industria energética nacional y mundial presenta un alza evidente en el sector solar, resulta esencial contar con el desarrollo de metodologías de evaluación de degradación de los distintos tipos de módulos que se utilizan en la industria, para así obtener empíricamente la respuesta de sus rendimientos según las condiciones meteorológicas y de operación a las cuales estén expuestos.

Una manera de llevar a cabo un estudio de degradación, es mediante el seguimiento de métricas de rendimiento, las cuales permiten comparar el desempeño de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologías y que se utilicen en distintas condiciones de funcionamiento. En este sentido, las métricas más utilizadas para estudiar la degradación de sistemas fotovoltaicos son:

- Mediciones de parámetros obtenidos de curvas I-V medidas en exterior o interior con correcciones a condiciones estándar (STC).
- Métricas empíricas para evaluar rendimiento de sistemas fotovoltaicos (CBE, PRUF o PVUSA).
- Índices de relación de rendimiento que comparan el rendimiento real con el esperado de sistemas fotovoltaicos a STC, como el Performance Ratio (*PR*).

Con la elección de alguna de estas métricas, es posible estimar valores de degradación porcentual anual mediante la aplicación de un modelo estadístico que permita describir adecuadamente la tendencia de las mismas. De esta manera, es posible monitorear con mayor certeza el rendimiento a largo plazo de los módulos en evaluación. Los modelos estadísticos más utilizados para evaluación de degradación encontrados en la literatura son:

- Regresión Lineal Simple (SLR)
- Descomposición Estacional Clásica (CSD)
- Modelo de Suavizado Exponencial Holt-Winters (HW)
- Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA)
- Descomposición Estacional y de tendencia utilizando LOESS (STL).

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

El presente estudio se enmarca dentro del proyecto FONDEF N° ID21I10424, el cual propone desarrollar estándares y certificación de metodologías para componentes fotovoltaicos expuestos a climas de alta radiación. Este trabajo busca ser de utilidad para demostrar la importancia de basar una evaluación económica de un proyecto solar determinado según los resultados de una metodología experimental aplicada en condiciones reales de exposición. El objetivo general del trabajo es estimar tasas de degradación e índices de pérdida de rendimiento de módulos monofaciales y bifaciales bajo la aplicación de una metodología experimental de evaluación de degradación que contempla técnicas de medición en exterior e interior con datos recopilados durante un año. Se utilizan los valores de degradación estimados para evaluar su impacto en la evaluación económica de distintos proyectos solares.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Analizar el Estado del Arte de los estudios de aplicación de metodologías de degradación y de modelos estadísticos para la determinación de tasas de degradación e índices de pérdida de rendimiento.
- Completar un año de recopilación de datos de los módulos evaluados con la metodología propuesta en los laboratorios solares de la UTFSM.
- Aplicar el modelo estadístico ARIMA para extraer las tendencias de las series temporales obtenidas de las métricas de rendimiento seleccionadas.
- Calcular valores del Costo Nivelado de Energía mediante simulaciones de una planta solar fotovoltaica con tasas de degradación de los módulos calculadas en exterior en distintas zonas del país.

2. Estado del Arte

Antes de presentar la revisión de la literatura, es pertinente contextualizar acerca de la situación energética actual y el rol que cumple la energía solar fotovoltaica en Chile, considerando que en la actualidad el desierto de Atacama es uno de los lugares con mayor radiación solar en el mundo [4]. Además, se introducen conceptos clave para facilitar la comprensión tanto de los estudios revisados, como del presente trabajo.

Luego, se muestra la revisión de artículos publicados que se enfocan en el análisis de degradación principalmente de módulos de silicio cristalino, tanto monofaciales como bifaciales, estudiados en exterior y en interior, además del comportamiento de distintos métodos estadísticos al aplicarlos sobre las series temporales de datos para la obtención de tasas de degradación y/o índices de pérdida de rendimiento según sea el caso.

2.1. Contexto Energético Nacional

Es sabido que el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en Chile ha experimentado un crecimiento significativo en las últimas décadas y sobre todo en los últimos años [6]. Como se señaló anteriormente, en el norte del país, específicamente en el desierto de Atacama, se cuenta con excelentes condiciones para la generación de energía solar, debido a su clima soleado de alta radiación y su ubicación geográfica. Su cercanía al trópico de Capricornio hace que las variaciones estacionales se mantengan relativamente constantes a lo largo de todo el año [4], lo cual resulta favorable para la generación de energía solar fotovoltaica.

Atendiendo a las necesidades medioambientales de volcar las fuentes de energía hacia un origen renovable, Chile ha implementado políticas y regulaciones para promover el desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC), incluyendo la solar fotovoltaica, contribuyendo así con el crecimiento en la capacidad instalada de esta tecnología en el país. Actualmente se está tramitando un proyecto de ley que ya fue aprobado por la cámara de diputados para que en el año 2030 el 60% de la producción energética provenga de fuentes limpias y renovables [5]. Este y otros proyectos responden al gran potencial del país para poder producir ERNC sumado al creciente aumento de proyectos de este tipo que se han presentado en los últimos años.

En la Figura 1 se aprecia el aumento gradual de la capacidad instalada de energías renovables, además, de cómo el campo de energía solar tiene la mayor presencia en comparación a las demás fuentes de energía, con una clara tendencia al crecimiento. Además, como se observa en la Figura 2, 14 de los 15 proyectos puestos en marcha sólo el mes de septiembre de 2023 corresponden a plantas en base a energía solar en diferentes regiones del país, lo que la consolida como la fuente de energía renovable con mayor presencia y crecimiento en la matriz energética nacional y, por ende, la que presenta una mayor inversión.

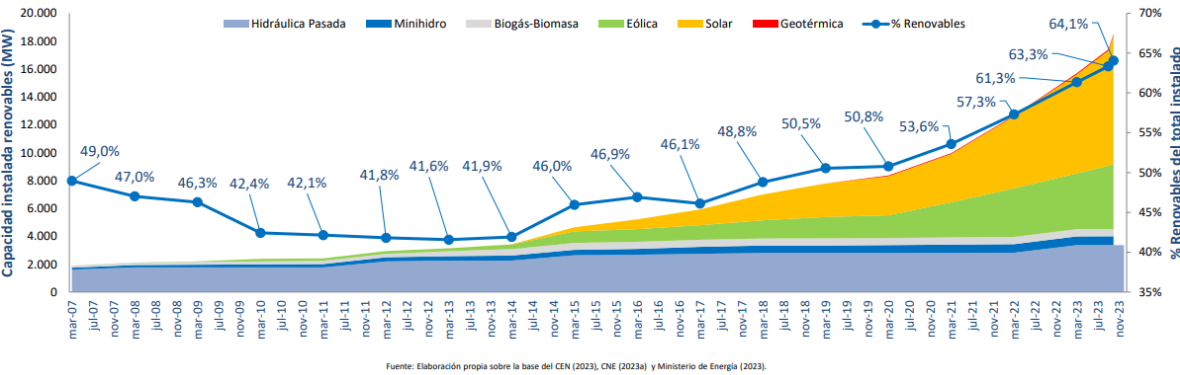


Figura 1: Evolución de capacidad instalada de energías renovables entre marzo de 2007 y agosto de 2023 con proyección a noviembre de 2023 Fuente: Ministerio de Energía [6].

N	Nombre	Titular	Región	Comuna	Sistema	Tecnología	Capacidad MW neto
1	Parque Eólico Atacama	Ibereólica	Atacama	Freirina	SEN	Eólica	165,3
2	Parque Fotovoltaico El Chercán	PFV El Chercán SpA	Maule	Curicó	SEN	Solar	9,0
3	Parque Solar Siete Colores	Siete Colores SpA	Coquimbo	Illapel	SEN	Solar	9,0
4	Proyecto Fotovoltaico El Ingenio	Parque Solar Altos Lao SpA	Valparaíso	La Ligua	SEN	Solar	9,0
5	Parque Fotovoltaico Itihue	Parque Solar Itihue SpA	Ñuble	San Carlos	SEN	Solar	9,0
6	Parque Fotovoltaico Cantillana	Parque Solar Cantillana SpA	Metropolitana	Paine	SEN	Solar	9,0
7	Parque Fotovoltaico Jotabeche	Parque Solar Jotabeche SpA	Atacama	Tierra Amarilla	SEN	Solar	9,0
8	Parque Fotovoltaico El Trigo	Parque Solar El Trigo SpA	Ñuble	San Ignacio	SEN	Solar	9,0
9	Planta Fotovoltaica Violeta	GR Queulat SpA	Metropolitana	Padre Hurtado	SEN	Solar	7,3
10	Parque Solar Fotovoltaico El Peral	Orion Power SpA	Metropolitana	Buín	SEN	Solar	7,0
11	Clementina Solar	CVE Proyecto Veintiuno SpA	Metropolitana	Tiltil	SEN	Solar	6,0
12	Cóndor Chépica - Etapa I	Parque Fotovoltaico Chépica SpA	O'Higgins	Chépica	SEN	Solar	3,0
13	PMGD FV Guarán	Solar TI Dieciséis SpA	O'Higgins	Litueche	SEN	Solar	3,0
14	PFV Condor Petorca	Parque Fotovoltaico Los Boldos SpA	Valparaíso	Petorca	SEN	Solar	3,0
15	PFV Doña Igna	Parque Fotovoltaico Doña Igna SpA	Metropolitana	Melipilla	SEN	Solar	2,2
Total septiembre 2023							260*

Figura 2: Nuevos proyectos en operación en el mes de septiembre de 2023. Fuente: Ministerio de Energía [6].

2.2. Introducción a la degradación en módulos fotovoltaicos

En términos de inversión, resulta esencial contar con cierta confianza desde el punto de vista estadístico acerca del comportamiento del rendimiento de los módulos fotovoltaicos durante su vida útil esperada, ya que la viabilidad económica de los proyectos solares fotovoltaicos se basa en

la capacidad de entregar la potencia nominal durante este periodo de tiempo. Este es el principal motivo del creciente interés en el cálculo y la predicción precisa de la degradación de los sistemas fotovoltaicos en condiciones reales de operación.

Sin embargo, el hecho de que las garantías de rendimientos de los módulos fotovoltaicos, que son proporcionadas por los fabricantes, no puedan basarse en pruebas que contemplen hasta el fin de su vida útil, refuerza la necesidad de establecer un método validado para estimar con precisión y confianza la tasa de degradación (DR) a partir de datos en condiciones reales de operación en terreno. La tasa de degradación se define como la tasa de reducción máxima de rendimiento en el tiempo y se representa como una cantidad positiva que comúnmente se expresa en unidades de $[\%/año]$ y representa la reducción de la potencia máxima esperada de una celda, módulo, arreglo o sistema fotovoltaico en operación [11].

Como se menciona anteriormente, las garantías que entregan los fabricantes, en su mayoría garantizan una reducción máxima del 20% de la potencia máxima especificada durante los primeros 25 años de su vida útil en condiciones de prueba estándar STC (módulos probados en interiores a $T_{STC} = 25 [^{\circ}C]$, $G_{STC} = 1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]$, $AM = 1,5$). Algunos fabricantes garantizan que el módulo no experimentará una degradación de rendimiento superior al 1% al año durante los primeros diez años de operación (garantía lineal), pero no especifican las pruebas necesarias para evaluar un posible reclamo al respecto por parte del cliente [11]. Además, la potencia nominal de los módulos fotovoltaicos tendrá un determinado comportamiento de degradación, principalmente, según los distintos modos de degradación que afecten a los paneles, las tecnologías, configuraciones de funcionamiento, montaje, y el tiempo de exposición a las condiciones meteorológicas asociadas a la ubicación geográfica de la instalación [11].

Actualmente, no existe un método estandarizado para calcular la tasa de degradación de los sistemas fotovoltaicos a partir de datos de rendimiento en funcionamiento real en terreno y la dificultad para identificar la técnica o método más apropiado se basa en el hecho de que el valor real de degradación es desconocido y se “esconde” entre fallas, variaciones estacionales, ruido, incertidumbres en las mediciones, etc. [7]. Además, existen efectos que propician la degradación de los módulos cristalinos, como la degradación inducida por potencial (PID) el cual se entiende como un fenómeno de pérdida de potencia que se caracteriza por la movilidad de iones y las fugas de corriente (derivación) producido por la alta diferencia de potencial eléctrico entre las celdas solares y el marco del módulo [20]. También existen fenómenos de degradación que usualmente se

presentan en el primer año de exposición, como la degradación inducida por luz (LID), la cual se refiere a una pérdida de eficiencia en la celda solar de silicio que se observa durante la inyección de portadores en exceso mediante la iluminación por encima del umbral de la banda límite o la polarización directa [23].

Con el fin de considerar la influencia de estos efectos, las pérdidas estacionales (p. ej., térmicas y espectrales), fallas y otras pérdidas basadas en tendencias (p. ej., suciedad y sombra) en las estimaciones de degradación a largo plazo, se propone otro término para cuantificar la degradación gradual de la potencia; el índice de pérdida de rendimiento (*PLR*) [8].

2.3. Métricas de rendimiento para análisis de degradación

El cálculo de las tasas de degradación, o tasas de pérdida de rendimiento se basa en el análisis temporal de las métricas de rendimiento de los módulos fotovoltaicos. La evaluación del rendimiento de los sistemas en terreno incluye el registro continuo de mediciones como; corriente continua (*DC*) y voltaje en el punto de máxima potencia del módulo (I_{MPP} y V_{MPP} respectivamente) y, posteriormente, la potencia de corriente continua como una cantidad calculada P_{MPP} ; potencia de corriente alterna (*AC*), P_{AC} , de sistemas conectados a la red; corriente de cortocircuito (I_{SC}), voltaje de circuito abierto (V_{OC}), factor de llenado (*FF*), resistencia en serie (R_S) y resistencia en derivación (R_{SH}) a partir de la caracterización mediante curvas I-V de los módulos FV; mediciones meteorológicas como la irradiancia global en el plano de inclinación de los módulos (G_I), temperatura del módulo (T_m), temperatura ambiente (T_{amb}), velocidad del viento (S_w) dirección del viento (a_w) y humedad relativa (H_{rel}) [9].

Las métricas de rendimiento más comunes utilizadas para evaluar el rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas se pueden agrupar en cuatro categorías principales; parámetros eléctricos de las curvas I-V registradas bajo condiciones de exterior (outdoor) o mediante un simulador solar en interiores (indoor) y corregidas a STC, modelos de regresión como los modelos PVUSA y Sandia, métricas de rendimiento normalizadas como el Performance Ratio (*PR*) o P_{MPP}/G_I , y calificaciones escaladas como P_{MPP}/P_{Max} , P_{AC}/P_{Max} y kWh/kWp .

Las métricas normalizadas son útiles para poder realizar comparaciones directas entre distintas tecnologías, capacidades de sistemas fotovoltaicos y condiciones según ubicaciones geográficas [11]. Además, el *PR* y otras métricas normalizadas poseen la ventaja de que se pueden expresar en distintas unidades de tiempo arbitrarias, ya sean anuales, mensuales, diarias, etc. La

base de este estudio se enfoca en el análisis de métricas normalizadas, por lo que se profundizará en sus definiciones a continuación.

2.3.1. Performance Ratio

La tasa normalizada más utilizada en los estudios de degradación es el Performance Ratio (PR) la cual, basada en la definición contenida en la norma IEC 61724-1:2021 [12], se define como la relación entre el rendimiento energético final del sistema fotovoltaico y el rendimiento de referencia.

$$PR = Y_f / Y_r \quad (1)$$

Donde Y_f y Y_r corresponden al rendimiento energético final y al rendimiento de referencia respectivamente. Estos rendimientos, se pueden expresar como:

$$PR = \frac{E_{out} / P_{STC}}{H_{POA} / G_{I,STC}} \quad (2)$$

Donde E_{out} corresponde a la energía de salida del módulo, P_{STC} es la potencia nominal del módulo informada por el fabricante a STC, H_{POA} es la irradiación sobre el plano inclinado y $G_{I,STC}$ es la irradiancia a condiciones STC ($1000 [W/m^2]$).

Para el caso en estudio, se recopilan datos de los parámetros eléctricos de cada módulo evaluado continuamente por un intervalo de tiempo constante, para lo cual la ecuación (2), para módulos monofaciales, se puede expresar como:

$$PR = \left(\sum_k \frac{P_{out,k} \cdot \tau_k}{P_{STC}} \right) / \left(\sum_k \frac{G_{POA,k} \cdot \tau_k}{G_{I,STC}} \right) \quad (3)$$

Donde $P_{out,k}$ es la potencia en base a DC, $G_{POA,k}$ es la irradiancia sobre el plano inclinado de los módulos y τ_k es el intervalo de tiempo de recolección de datos. Notar que tanto P_{STC} como $G_{I,STC}$ son valores constantes, por lo que pueden salir de la sumatoria.

Para módulos bifaciales, se incluye un factor de bifacialidad en el cálculo del Performance Ratio, el cual se introduce en la norma IEC 61724-1:2021 [13] para corregir los términos de irradiancia medidos y calcular la irradiancia efectiva que puede ser convertida por un dispositivo bifacial desde sus 2 caras de manera conjunta [14].

$$PR_b = \left(\sum_k \frac{P_{out,k} \cdot \tau_k}{P_{STC}} \right) / \left(\sum_k \frac{BIF_k \cdot G_{POA,k} \cdot \tau_k}{G_{I, STC}} \right) \quad (4)$$

Donde BIF corresponde al factor de irradiancia bifacial y depende del coeficiente de bifacialidad de potencia máxima φ_{pmax} y de la razón entre la irradiancia de la cara trasera sobre la de la cara frontal del módulo ρ . Luego, se calcula el factor de irradiancia bifacial como:

$$BIF = 1 + \varphi_{pmax} \cdot \rho \quad (5)$$

2.3.2. Performance Ratio Corregido

Las variaciones estacionales que se presentan en los valores de PR , que también se ve afectado por factores estacionalmente dependientes como sombreado o efectos espectrales, pueden reducirse considerablemente si se calcula un PR' corregido por temperatura. De esta forma, el nuevo $PR'_{25^\circ C}$ se calcula ajustando la potencia en cada intervalo de registro para compensar las diferencias entre la temperatura real del módulo y la temperatura de referencia STC de $25^\circ C$ [14]. La expresión del $PR'_{25^\circ C}$ para módulos monofaciales queda dada por:

$$PR'_{25^\circ C} = \left(\sum_k \frac{P_{out,k} \cdot \tau_k}{P_{STC}} \right) / \left(\sum_k \frac{C_{k,25^\circ C} \cdot G_{POA,k} \cdot \tau_k}{G_{I,STC}} \right) \quad (6)$$

Donde el coeficiente $C_{k,25^\circ C}$ se calcula como:

$$C_{k,25^\circ C} = 1 + \gamma \cdot (T_{mod,k} - 25^\circ C) \quad (7)$$

Donde γ es el coeficiente térmico relativo de la potencia máxima y $T_{mod,k}$ es la temperatura del módulo de la k-ésima medición.

Luego, de manera análoga a la ecuación (4), se puede expresar el Performance Ratio corregido para módulos bifaciales ($PR'_{25^\circ C}$) mediante la siguiente ecuación:

$$PR'_{25^\circ C,b} = \left(\sum_k \frac{P_{out,k} \cdot \tau_k}{P_{STC}} \right) / \left(\sum_k \frac{C_{k,25^\circ C} \cdot G_{POA,k} \cdot BIF \cdot \tau_k}{G_{I,STC}} \right) \quad (8)$$

2.3.3. Potencia Normalizada

Para mediciones en exterior, se deben corregir las potencias obtenidas según normas establecidas. En este caso, se utiliza la corrección de corriente y voltaje que indica la norma IEC 60891:2021 [15], para lo cual las mediciones crudas registradas se ajustan a la corrección mediante las siguientes ecuaciones:

$$I_2 = I_1 + I_{SC1} \cdot \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_2 - T_1) \quad (9)$$

$$V_2 = V_1 - R_s \cdot (I_2 - I_1) - \kappa \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) + \beta \cdot (T_2 - T_1) \quad (10)$$

$$P_{norm} = V_2 \cdot I_2 \quad (11)$$

Donde:

P_{norm} corresponde a la potencia normalizada en $[W]$

I_1, V_1 corresponden a corriente y voltaje medidos, en unidades de $[A]$ y $[V]$ respectivamente.

I_2, V_2 corresponden a corriente y voltaje corregidos, medidos en $[A]$ y $[V]$ respectivamente.

G_1 corresponde a la irradiancia medida con la celda de referencia, corregido por temperatura y linealidad del dispositivo de referencia y el SMM. Medida en $\left[\frac{W}{m^2} \right]$

G_2 corresponde a la irradiancia objetivo (G_{STC}) para el equipo bajo prueba. Medida en $\left[\frac{W}{m^2}\right]$

T_1 corresponde a la temperatura medida en el dispositivo bajo prueba. Medida en $^{\circ}C$.

T_2 corresponde a la temperatura objetivo (T_{STC}) para el dispositivo bajo prueba. Medida en $^{\circ}C$.

I_{SC1} corresponde a la corriente de cortocircuito medida en el dispositivo bajo prueba a G_1 y T_1 . Medida en $[A]$

α y β corresponden a los coeficientes de temperatura de corriente de cortocircuito y de voltaje de circuito abierto respectivamente del dispositivo bajo prueba a la irradiancia objetivo para su corrección. Se miden en $[A/K]$ y $[V/K]$ respectivamente.

R_s corresponde a la resistencia en serie interna del dispositivo bajo prueba. Medida en $[Ohm]$.

κ corresponde a un factor de corrección de curva en unidades de $\left[\frac{V}{A \cdot ^{\circ}C}\right]$.

2.4. Modelos estadísticos para determinación de tasas de degradación

Los métodos de análisis estadístico se utilizan para obtener las tendencias de las series temporales del rendimiento fotovoltaico. La pendiente de dicha tendencia, para el caso de la potencia máxima, es interpretable como la tasa de degradación anual, mientras que, en algunos estudios, se calcula la tendencia del PR cuya pendiente se interpreta como la tasa de pérdida de rendimiento (PLR) [16]. En ambos casos, las tasas se expresan en unidades de $[\%/año]$. Los métodos de análisis estadístico que más se utilizan en estudios de evaluación de degradación son principalmente la regresión lineal simple (SLR), la descomposición estacional clásica (CSD), el suavizado exponencial Holt-Winters (HW), el modelo autorregresivo integrado de media móvil (ARIMA) y la descomposición estacional y de tendencia mediante Loess (STL) [10].

2.4.1. Modelo de Regresión Lineal Simple (SLR)

Para determinar la tendencia de las métricas de rendimiento de cualquier tipo, comúnmente se le aplica regresión lineal a la serie temporal debido a su enfoque directo. La línea de tendencia ajustada se define como:

$$y = ax + b \quad (12)$$

Donde x representa la pendiente y b es la intersección con el eje y .

El algoritmo de regresión lineal simple (SLR) utiliza el método de mínimos cuadrados. La idea de este método es sumar los valores al cuadrado de la diferencia entre la línea de tendencia y los puntos de medición reales y encontrar el valor mínimo para esta suma. Los cuadrados se utilizan para sumar solo números positivos y dar más peso a los residuos más dispersos. Este método enfatiza en exceso los valores atípicos, así como las variaciones estacionales, lo que puede provocar grandes incertidumbres. Debido a esto, se deben aplicar métricas de rendimiento que reduzcan las oscilaciones estacionales si se utiliza el algoritmo de SLR [10].

2.4.2. Modelo de Descomposición Estacional Clásica (CSD)

El método CSD se basa en la aplicación de un promedio móvil centrado en una serie temporal con un cierto periodo estacional m y el cálculo de índices estacionales mediante el promedio de la componente estacional extraída para cada mes. Por lo tanto, este modelo asume que la componente estacional del rendimiento de los módulos fotovoltaicos en evaluación es estable año a año [11]. Es posible que se requiera el modelo aditivo, o el modelo multiplicativo dependiendo de la estabilidad de la componente estacional, los que se muestran en las ecuaciones (13) y (14) respectivamente [10].

$$y = T_t + S_t + e_t \quad (13)$$

$$y = T_t \cdot S_t \cdot e_t \quad (14)$$

Donde T_t es la tendencia, S_t es la componente estacional y e_t corresponde a la componente residual.

2.4.3. Modelo de Suavizado Exponencial Holt-Winters (HW)

Otro método basado en modelos es el suavizado exponencial Holt-Winters (HW), en el cual se aplica un suavizado exponencial triple a la serie temporal para obtener una ecuación de predicción. El suavizado exponencial triple tiene en cuenta los cambios estacionales, así como las tendencias, a través de la minimización del error cuadrático de predicción de un paso adelante, a diferencia del modelo CSD, que basa el cálculo de la tendencia, la componente estacional y los residuos en un promedio móvil centrado [11]. El modelo HW puede ser aditivo o multiplicativo, sin embargo, para propósitos de evaluación de rendimiento de un sistema fotovoltaico, se debe seleccionar el método aditivo porque las variaciones estacionales son aproximadamente constantes a lo largo de la serie [10]. A continuación, se presenta la ecuación de predicción (15) y las respectivas ecuaciones de suavizado exponencial (16), (17) y (18).

$$y_{t+1|t} = l_t + b_t + s_{t-S+1} \quad (15)$$

$$l_t = A \cdot (y_t - s_{t-S}) + (1 - A) \cdot (l_{t-1} + b_{t-1}) \quad (16)$$

$$b_t = B \cdot (l_t - l_{t-1}) + (1 - B) \cdot b_{t-1} \quad (17)$$

$$s_t = C \cdot (y_t - l_{t-1} - b_{t-1}) + (1 - C) \cdot s_{t-S} \quad (18)$$

Donde l_t es el nivel, b_t la pendiente, s_t es la componente estacional, S es el periodo de estacionalidad y A , B y C son parámetros de suavizado que varían entre 0 y 1 [10], [11].

2.4.4. Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA)

ARIMA es un modelo que puede contener varios métodos de forma multiplicativa y puede describirse como $ARIMA(p, d, q)(P, D, Q)$. Aquí, p corresponde al orden autorregresivo, d es el orden de diferenciación y q es el orden de promedio móvil. Mientras que P es el orden autorregresivo estacional, D es la diferenciación estacional y Q es el orden de promedio móvil estacional. Dada la flexibilidad del modelo, las variaciones estacionales, errores, valores atípicos y cambios de nivel pueden abordarse de manera tal de reducir sus influencias en la tendencia de la serie temporal evaluada [10]. El modelo ARIMA se aplica utilizando la siguiente expresión:

$$\phi(T)\phi_s(T^S)\nabla^d\nabla_s^D y_t = \phi(T)\phi_s(T^S)e_t \quad (19)$$

Donde T es el operador de retardo, $\phi(T) = (1 - \phi_1 T - \dots - \phi_p T^p)$ corresponde a un polinomio autorregresivo en T de grado P , $\phi(T^S)$ es un polinomio autorregresivo en T^S de grado P_s , $\phi(T)$ es un polinomio de promedio móvil en T de grado q , y $\phi_s(T^S)$ es un polinomio de promedio móvil de grado Q_s en T^S . Además, $\nabla^d = (1 - T)^D$ es un operador de diferenciación no estacional y $\nabla_s^D = (1 - T^S)^d$ es un operador de diferenciación estacional y captura la no estacionariedad en el lugar relevante en periodos consecutivos [10].

La estacionariedad de la serie temporal determina el modelo ARIMA más adecuado, por lo tanto, puede resultar indispensable realizar una transformación de la serie utilizando diferenciación para lograr la estacionariedad, la cual se describe por una media y varianza constantes, lo que da por resultado una tendencia inexistente y el gráfico se asemeja más a ruido blanco. Hay diferentes maneras de diferenciar una serie de tiempo, siendo la más simple y común la diferenciación de primer orden [10].

$$y = y_t - y_{t-1} \quad (20)$$

Aquí, el valor diferenciado es el cambio entre dos valores consecutivos de la serie temporal original. La serie temporal resultante tiene $T - 1$ valores. La diferenciación estacional o de segundo orden son ejemplos adicionales de cómo crear estacionariedad en la

serie temporal en cuestión. De esta manera, es posible diferenciar la serie la cantidad de veces que sea necesario hasta conseguir estacionariedad, lo cual se verá representado en el factor de diferenciación d del modelo ARIMA, el cual será igual a la cantidad de veces que se haya diferenciado la serie temporal original.

El corazón del modelo ARIMA es la aplicación de la autorregresión. Para realizar una autorregresión, la variable deseada se calcula aplicando una combinación lineal de valores pasados de la variable. La forma general de un modelo autorregresivo de orden p es:

$$y = c + \phi_1 y_{t-1} + \phi_2 y_{t-2} + \dots + \phi_p y_{t-p} + e_t \quad (21)$$

Donde c es una constante y e_t es el residuo [10].

Tanto el factor autorregresivo p como el de promedio móvil q pueden obtenerse mediante un análisis de las funciones de autocorrelación (ACF) y de autocorrelación parcial (PACF). Si bien el procedimiento de selección del modelo puede producir varios modelos que se ajusten adecuadamente a los datos, el modelo óptimo será aquel con menor orden, con el menor error cuadrático medio (MSE) y el valor mínimo del criterio de información de Akaike corregido. También es posible validar el modelo comparando los errores cuadráticos medios (RMSE) de los valores pronosticados con las observaciones [11], [17].

Mediante el software IBM SPSS Statistics es posible ingresar una serie temporal y obtener gráficas de ACF y PACF a partir de las cuales se pueden realizar análisis cualitativos para determinar los factores autorregresivos y de promedio móvil estableciendo un intervalo de confianza de la muestra de un 95% para ambos [17]. Por ejemplo, para el caso del factor autorregresivo p , en primer lugar, se debe evaluar el gráfico de la función de autocorrelación (ACF) para un periodo de tiempo determinado. En caso de que se observe un comportamiento exponencial decreciente de los datos en el diagrama o un comportamiento decreciente exponencial con amortiguación del tipo sinusoidal, se interpreta que el factor p es mayor o igual a 1. En caso contrario dicho valor es nulo. Luego, para determinar el valor definitivo del factor autorregresivo, se debe analizar el diagrama de autocorrelación parcial (PACF) en el cual se determina el retardo $p + 1$ donde se anule el proceso. De esta manera el factor autorregresivo queda determinado por p [17].

El modelo de promedio móvil utilizando ARIMA utiliza errores de pronóstico basados en un modelo similar a una regresión. El objetivo del modelo de promedio móvil es realizar un pronóstico en lugar de suavizar el ciclo de tendencia de los valores pasados [10]. Dicho pronóstico toma en cuenta la memoria del proceso para sucesos aleatorios anteriores [17]. Para determinar cualitativamente el factor de promedio móvil q , se debe determinar el retardo $q + 1$ donde se anule el proceso de promedio móvil en el diagrama de la función de autocorrelación (ACF). Así, el orden de promedio móvil queda determinado por q [17].

2.4.5. Descomposición Estacional y de Tendencia utilizando Loess (STL)

La descomposición estacional y de tendencia (STL) es una continuación del modelo CSD, mientras que Loess es un método para estimar relaciones no lineales. En este caso, el promedio móvil que se utiliza en el modelo CSD se reemplaza por una regresión ponderada localmente para extraer la tendencia de la serie. Debido a esto, las estimaciones se tornan más robustas y se ven menos afectados por datos faltantes y valores atípicos. Al igual que CSD, STL descompone una serie temporal estacional en tres componentes (tendencia, estacionalidad y residuo) y queda descrita de la siguiente manera:

$$Y_t = T_t + S_t + R_t \quad (22)$$

Donde T_t corresponde a la componente de tendencia, S_t de estacionalidad y R_t a la residual.

El STL consta de un ciclo interno y un ciclo externo. Cada vez que se realiza una iteración dentro del ciclo interno, se actualizan los componentes estacionales y de tendencia. El número de iteraciones dentro del ciclo interno suele ser igual a 1 o 2. Luego, el ciclo externo incluye un ciclo interno seguido de un cálculo de los pesos de robustez. Este cálculo sirve como entrada para el siguiente ciclo interno y así reducir el impacto de comportamientos transitorios anormales en las partes de tendencia y estacional [10].

Para la aplicación de Loess, se deben elegir las ventanas de tendencia y estacional. La ventana estacional puede ser periódica o bien, igual al lapso de la ventana de Loess para la extracción estacional. Cuanto más pequeños sean los valores, más rápido pueden cambiar las componentes de tendencia y estacionales. Un valor alto para la ventana estacional fuerza

a que la parte estacional sea periódica. En este caso, se utilizan solo las medias de los valores mensuales, lo que significa que una componente estacional de un determinado mes, será la media de los valores de dicho mes). Después de calcular los datos ajustados estacionalmente, la tendencia es suavizada con Loess. Esto se hace aplicando una regresión local en una ventana de datos con un ancho determinado. Cuando la curva de regresión se ajusta a los datos dentro de la ventana (mayor peso), mayor será el impacto en el cálculo de la línea de regresión. Todo el paso de regresión y ponderación se repite varias veces para obtener un punto en la curva de Loess, que se encuentra en el centro de la ventana respectiva. Al mover la ventana a lo largo de los datos, se calcula la curva completa de Loess. Como resultado, cada punto de la curva de Loess es la intersección de una curva de regresión y el centro de la ventana respectiva [10].

2.5. Revisión Bibliográfica

A continuación, se muestra la revisión de estudios que contribuyen con información esencial para el desarrollo del presente trabajo, enfocados principalmente en artículos sobre evaluación de la degradación de sistemas fotovoltaicos, aplicación de modelos estadísticos y una evaluación técnico-económica de una planta solar fotovoltaica.

2.5.1. Análisis de degradación de potencia con técnicas de medición Indoor y Outdoor

Se realiza un estudio que desarrolla una metodología de evaluación de degradación a largo plazo de 15 módulos multicristalinos de silicio (multi c-Si), y 10 módulos HIT (ver Figura 3) durante 10 años en condiciones de exterior en Dietikon, Suiza [19]. Los módulos se disponen en una configuración de cadena, además de contar un módulo de referencia independiente por cada tecnología. Una vez al año, los módulos son desmantelados y llevados a un laboratorio móvil Indoor (Swiss Mobile Flasher Bus) de clase AAA, para realizar una medición de curva I-V en Indoor.

Se aplican tres metodologías diferentes de análisis para analizar las tasas de degradación. Primero, se determinan las tasas de degradación de las mediciones de P_{MPP} en STC en Indoor. Luego, de manera análoga, se determina el ajuste lineal de P_{MPP} en Outdoor específicamente seleccionados cerca de la irradiación de STC ($1000 \pm$

10 [W/m^2]) y además se calcula el PR anual durante 10 años de operación al aire libre con lo que se obtienen en total tres tasas de degradación. Cada metodología es aplicada tanto a la configuración en string y a los módulos de referencia individuales de cada tecnología. En la Tabla 1 se muestran los resultados obtenidos para los módulos de multi c-Si.

General information and string configuration			Module parameter		
Manufacturer	Sunways	Sanyo	Manufacturer	Sunways	Sanyo
Model	SM210UA65	HIP-215NKHE	Nominal power P_N [W]	230	215
Technology	multi c-Si	c-Si/a-Si HIT	V_{MPP} at STC [V]	29.3	42.0
Module efficiency	13.8%	17.1%	I_{MPP} at STC [A]	7.86	5.13
Installation date	Sep 2009	Sep 2009	V_{OC} at STC [V]	36.9	51.6
Total # modules	15	10	I_{SC} at STC [A]	8.34	5.61
Nominal power P_N [W]	3450	2150	TC P_{MPP} [%/K]	-0.43	-0.30
Tilt angle [°]	30°	30°	TC V_{OC} [%/K]	-0.36	-0.25
Mounting	Fix	Fix	TC I_{SC} [%/K]	0.06	0.03
# serial modules	15	10	Length [m]	1.68	1.58
# parallel branches	1	1	Width [m]	0.99	0.798
V_{MPP} at STC [V]	439.5	420	Area [m ²]	1.663	1.261
I_{MPP} at STC [A]	7.86	5.13	# serial cells	60	72
V_{OC} at STC [V]	553.5	516.0	Tilt angle [°]	30	30
I_{SC} at STC [A]	8.34	5.61	Weight [kg]	24	15

Figura 3: Especificaciones técnicas de los módulos monitoreados en el estudio. Fuente: [19].

Se aplican tres metodologías diferentes de análisis para analizar las tasas de degradación. Primero, se determinan las tasas de degradación de las mediciones de P_{MPP} en STC en Indoor. Luego, de manera análoga, se determina el ajuste lineal de P_{MPP} en Outdoor específicamente seleccionados cerca de la irradiación de STC (1000 ± 10 [W/m^2]) y además se calcula el PR anual durante 10 años de operación al aire libre con lo que se obtienen en total tres tasas de degradación. Cada metodología es aplicada tanto a la configuración en string y a los módulos de referencia individuales de cada tecnología. En la Tabla 1 se muestran los resultados de tasas de degradación obtenidos para los módulos de multi c-Si.

Tabla 1: Degradación e incertidumbre obtenida para módulos multi c-Si en condiciones Indoor y Outdoor.

Fuente: [19].

	Indoor	Outdoor
Módulo de referencia	$0,23\% \pm 0,12\%$	$0,19\% \pm 0,07\%$
String	$0,29\% \pm 0,06\%$	$0,18\% \pm 0,06\%$

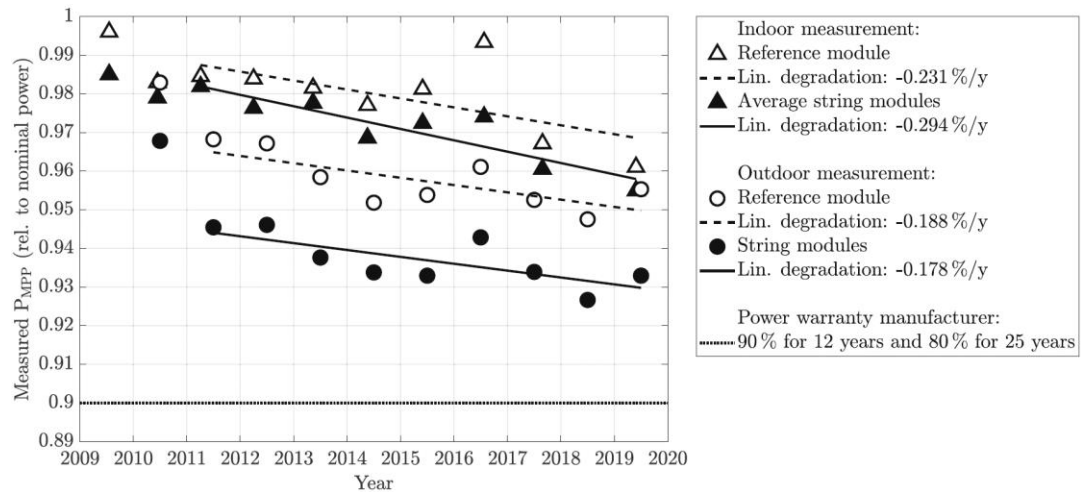


Figura 4: P_{MPP} medida relativa a la potencia nominal de los módulos de multi c-Si determinada por metodología Indoor y Outdoor y sus respectivas tasas de degradación. Fuente: [19].

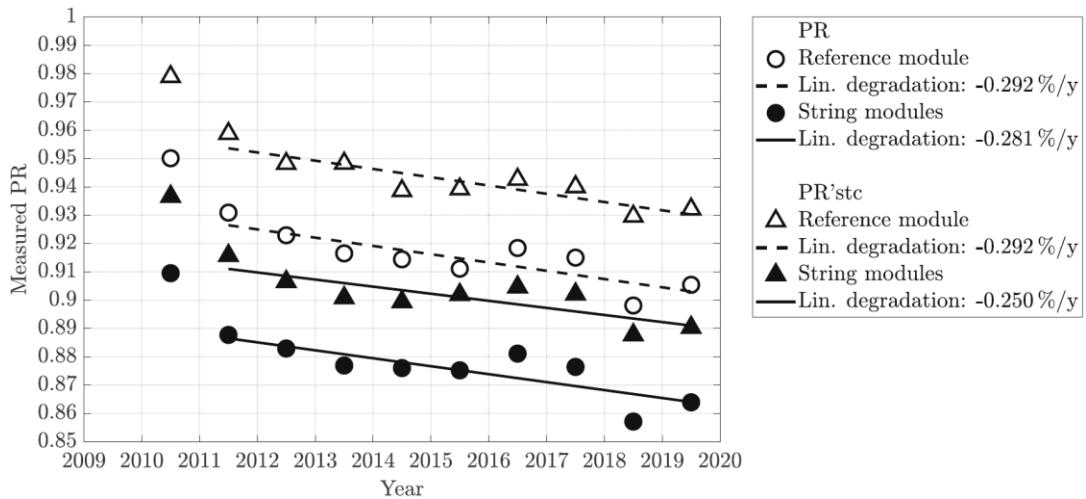


Figura 5: PR medido para los módulos HIT y sus tasas de degradación respectivas. Fuente: [19].

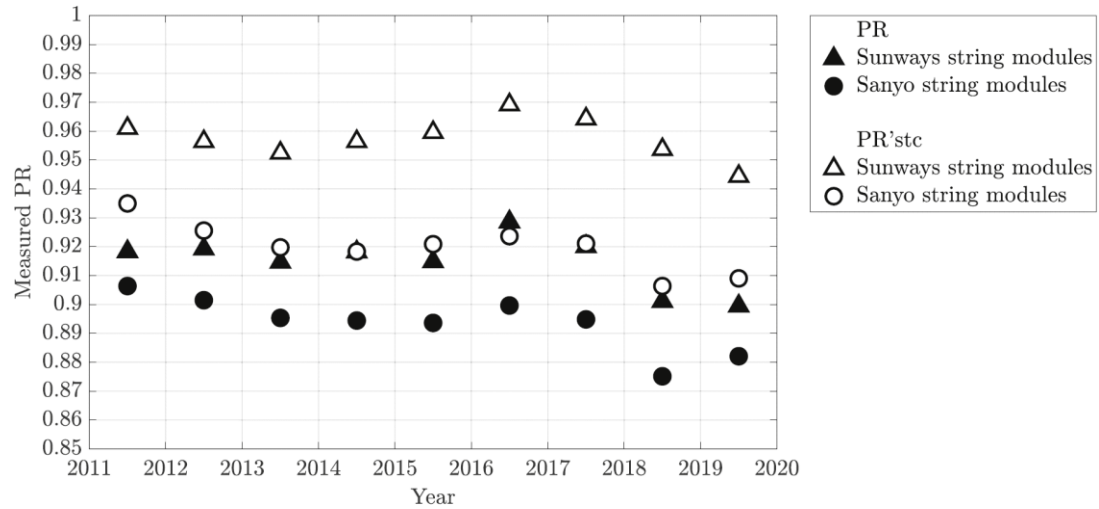


Figura 6: PR y PR'_{STC} calculados para los strings de módulos de multi c-Si y HIT. Fuente: [19].

2.5.2. Método de evaluación de degradación FV aplicado a módulos bifaciales

Se realiza un estudio en donde se utiliza un método simple para evaluar el índice de pérdida de rendimiento (PLR) en una planta fotovoltaica real equipada con módulos bifaciales PERC del tipo c-Si [16]. La metodología contempla una serie de pasos a seguir, donde a modo general, se clasifica el conjunto de datos y se realiza la limpieza inicial de los mismos. La elección de la métrica se propone antes de la aplicación del filtro de irradiancia ya que principalmente se aplica según el lugar de aplicación del sistema, pero también según la métrica utilizada. Posterior al filtro de irradiancia, se aplica un filtro adicional (en el caso del presente estudio se utiliza el PR como filtro) y, finalmente, se realiza la estimación del PLR .

El sistema fotovoltaico consta de 7 módulos bifaciales PERC conectados en serie, cuya potencia nominal de cada uno es de 370 [W] (Potencia nominal del sistema de 2590 [W]). La planta fotovoltaica se encuentra ubicada en Catania, Italia. Se han adquirido datos eléctricos y ambientales disponibles para la planta de energía solar y el sitio de instalación durante un periodo de 2 años con una resolución de muestreo de un minuto. Los pasos de la metodología para estimar el PLR en este estudio son los siguientes:

- **Paso 0: Visualización de los datos.** Comprende un análisis cualitativo de los datos mediante gráficas que permitan comprobar si los datos están ordenados uniformemente en el tiempo, verificar que las variables estén sincronizadas, identificar datos faltantes y visualizar si faltan variables en diferentes períodos de tiempo.
- **Paso 1: Clasificación y limpieza de los datos.** En este paso se busca llevar un registro de los datos faltantes y sus respectivas marcas de tiempo, para posteriormente eliminar todos los datos en los periodos de tiempo en los que falte una determinada variable, o bien modelar la variable determinada a través de modelos específicos e insertar datos por interpolación en lugar de muestras faltantes para dicha variable en particular.
- **Paso 2: Elección de la métrica.** El *PLR* puede identificarse utilizando varias métricas (ver sección 2.3) como, por ejemplo, la potencia normalizada (P_{norm}), el Performance Ratio (*PR*), Performance Ratio corregido por temperatura (PR_T) y Performance Ratio corregido por temperatura y radiación posterior ($PR_{T,b}$). La elección de la métrica depende de las características de los datos y el propósito del análisis. P_{norm} es la métrica que puede presentar mayor variabilidad y, por lo tanto, mayor incertidumbre en la estimación del *PLR*, mientras que PR_T y $PR_{T,b}$ son variantes de *PR* adaptadas para considerar la temperatura y la radiación posterior en el caso de los módulos bifaciales. Las métricas utilizadas en este estudio son el *PR*, PR_T y $PR_{T,b}$.
- **Paso 3: Rango del filtro de irradiancia.** Se debe considerar que ampliar el rango de irradiancia implica considerar la respuesta del sistema fotovoltaico en diferentes condiciones, lo que puede resultar una ventaja en algunos casos. Sin embargo, la variabilidad de las métricas aumenta durante el día, lo que dificulta en el análisis a largo plazo. Dado que el propósito de este estudio es identificar la tendencia de degradación de la planta, se define un rango estrecho cercano a las condiciones STC de 800 – 1200 [W/m^2].
- **Paso 4: Filtro de calidad de los datos.** El primer filtro de calidad aplicado es la resolución de un minuto del *PR* para evitar errores que ocurren por diferentes tiempos de respuesta de los sensores. Para el filtrado de valores de *PR* se utiliza un rango intercuartílico, el cual “devuelve verdadero” para valores que están mas de 4 rangos

intercuartílicos por encima del 75% o por debajo del 25%, para el caso de módulos bifaciales. Este filtro permite dilucidar los datos atípicos ya sea por encontrar valores de *PR* muy altos o excesivamente pequeños, lo cual entrega información de posibles desconexiones, ensuciamiento de sensores de irradiancia, entre otros. El filtro es aplicado a cada año por separado.

- **Paso 5: Estimación del *PLR*.** Para el cálculo del *PLR*, se calculan las métricas anteriormente seleccionadas para el rango de irradiancia establecido y se agrupan por mes, para luego obtener un valor promedio. Luego, para la estimación del *PLR* se utiliza regresión lineal simple mediante la ecuación (12) a los valores mensuales de cada una de las métricas.

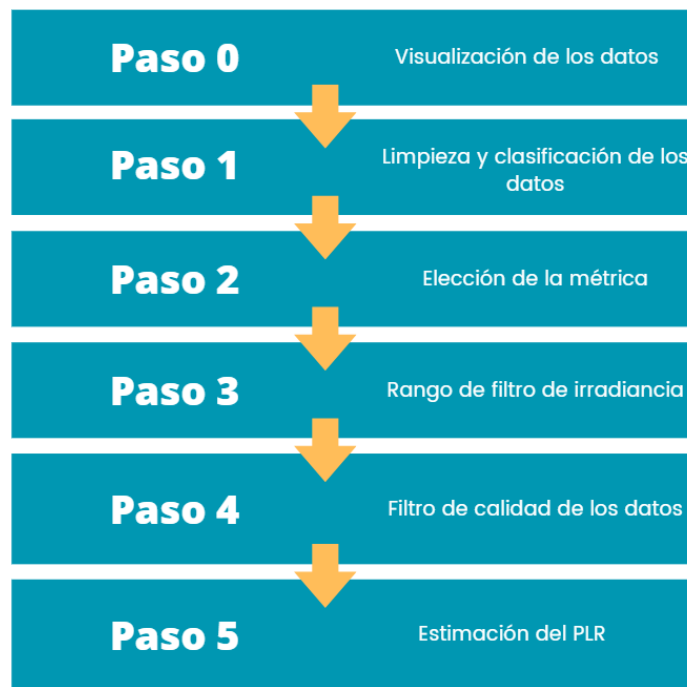


Figura 7: Pasos para la estimación del PLR. Fuente: Elaboración propia.

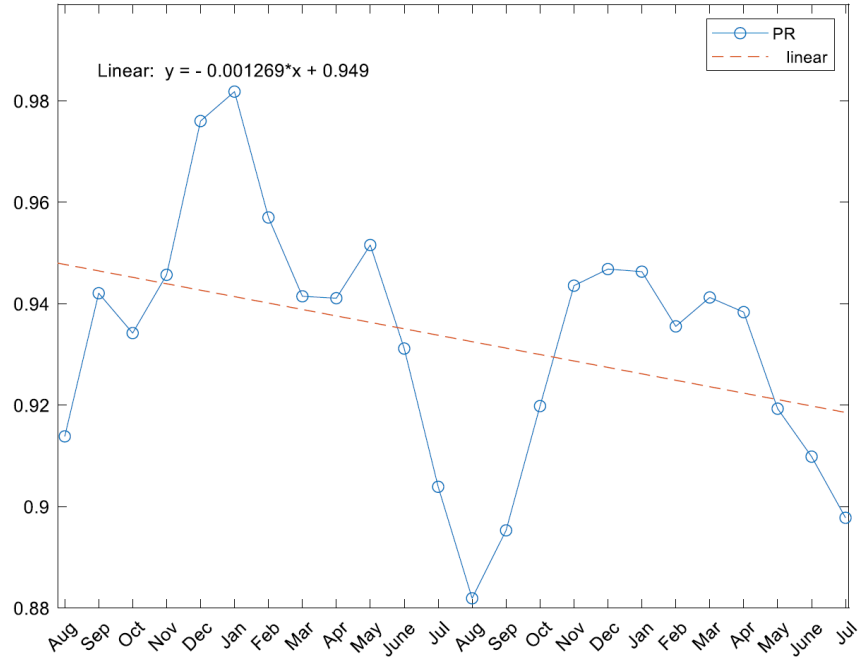


Figura 8: PR_T mensual y ajuste lineal entre agosto de 2020 y julio de 2022. Fuente: [16].

Luego, los valores de PLR vienen dados por la ecuación (23):

$$PLR(M) = \frac{12a}{b} \cdot 100\% \quad (23)$$

Donde M corresponde a cada una de las métricas seleccionadas, a es la pendiente de la regresión aplicada a la tendencia de la métrica M y b es el intercepto de la regresión aplicada a la tendencia de la métrica M .

Finalmente, los valores obtenidos de PLR en el período de evaluación para cada métrica se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2: PLR y desviaciones estándar estimadas por el periodo de 2 años calculados mensualmente. Fuente: [16]

Métrica	PLR [%]	$u(PLR)$ [%]
PR	-3,21	1,72
PR_T	-3,85	1,52
$PR_{T,b}$	-3,41	1,46

2.5.3. Evaluación de degradación temprana y pérdida de rendimiento en cinco tecnologías de módulos FV

El siguiente artículo presenta los resultados de un análisis realizado para estudiar la degradación del rendimiento de cinco tecnologías de módulos fotovoltaicos solares durante los primeros 14 meses de instalación en Kumasi, Ghana [20]. Basándose en la regresión de series temporales de los valores de PR , la degradación temprana osciló entre el 8% y el 13,8% del rendimiento inicial. Las tecnologías estudiadas fueron silicio amorfo, silicio monocristalino, silicio policristalino, sulfuro de cobre e indio, y HIT.

Parameter	a-Si ²	mc-Si	HIT	CIS	pc-Si
Module Type	SCHOTT ASI 100	SCHOTT MONO 190	SANYO H250	SULFURCELL SCG50-HV	SCHOTT POLY 225
Module power, P_{max} (W)	100	190	250	50	225
P_{max} tolerance	0 W/+1.99 W	0 W/+4.99 W	(+10%/-5%)	±5%	0 W/+4.99 W
Temp. Coeff. (%/K)	-0.2	-0.44	-0.3	-0.3	-0.47
Open-circuit voltage, V_{oc} (V)	40.9	45.2	43.1	50	36.7
Short-circuit current, I_{sc} (A)	3.85	5.46	7.74	1.65	8.24
Voltage at peak power, V_{mpp} (V)	30.7	36.4	34.9	37.5	29.8
Current at peak power, I_{mpp} (A)	3.25	5.22	7.18	1.35	7.55
Module efficiency (%)	6.9	14.5	18	6.1	13.4
NOCT (°C)	49	46	46	47	47.2
Module dimension (mm)	1308 × 1108	1620 × 810	1610 × 861	1258 × 658	1685 × 993
Total capacity (W)	4000	3990	4000	4050	4050

Figura 9: Descripción del sistema y características técnicas de los módulos. Fuente: [20].

Los datos son registrados con una resolución de tiempo de 5 minutos. Dichos datos incluyen la recopilación de potencia, corriente y voltaje (AC y DC), temperatura del módulo, temperatura ambiente, frecuencia de la red y horas de funcionamiento de los sistemas. Dado que la precisión del análisis se mejora cuando se utilizan datos cercanos a las condiciones óptimas, se consideraron los valores de irradiancia superiores a $700 [W/m^2]$. Además, se utiliza un método de filtrado basado en la generación mínima de potencia según la irradiancia en el plano. Para un sistema en particular de $1,6 [kWp]$ instalado en Golden, Colorado (EE. UU) en condiciones STC, se estableció una expectativa de $1,6 [kW]$ de producción mínima bajo una irradiancia de $1 [kW/m^2]$ [21]. Se establece el mismo principio para filtrar los datos de este caso en particular, ajustando los criterios del umbral de acuerdo con las características de la instalación de los sistemas, lo que se tradujo en un umbral mínimo aceptable de PR del 70% para todas las tecnologías consideradas en este estudio.

Para el análisis de los datos se utiliza la métrica PLR calculado de forma mensual mediante una regresión lineal simple con los filtros de datos anteriormente descritos. Luego, la pérdida de rendimiento de los sistemas vendrá dada por:

$$PLR = \frac{m \cdot 12}{c} \cdot 100\% \quad (24)$$

Donde m es la pendiente de la regresión aplicada a la tendencia del PLR y c es el intercepto. Se muestran en la Tabla 3 y Tabla 4 los Índices de Pérdida de Rendimiento en base al PR y PR_{STC} tanto para valores mensuales como diarios.

Tabla 3: Pérdida de rendimiento basada en datos medios mensuales del primer año. Fuente: [20].

Tecnología	Pérdida de rendimiento (PR)[%/año]	Pérdida de rendimiento (PR_{STC})[%/año]
mc-Si	7,9	6,12
pc-Si	9,0	8,0
a-Si	13,8	13,7
HIT	11,1	11,1
CIS	9,3	7,3

Tabla 4: Pérdida de rendimiento basada en datos medios diarios del primer año. Fuente: [20].

Tecnología	Pérdida de rendimiento (PR)[%/año]	Pérdida de rendimiento (PR_{STC})[%/año]
mc-Si	9,4	8,4
pc-Si	8,8	7,8
a-Si	15,3	14,6
HIT	13,3	12,4
CIS	4,9	3,5

Los PLR para el silicio cristalino (mc-Si y pc-Si) encontradas en este estudio resultaron ser mucho más altas que las encontradas en la literatura abierta en períodos de exposición similares. Este estudio observó una degradación del 7,9% para el mc-Si y del 9% para el pc-Si. Si bien la literatura parece tener cierto acuerdo en que la degradación

temprana en los módulos de silicio cristalino se encuentra en el rango del 0% al 4%, hay una divergencia significativa en los plazos en los que ocurre esto. Algunos estudios informan que esta pérdida temprana ocurre en pocas horas de exposición, mientras que otros informan plazos de semanas y hasta de 1 año.

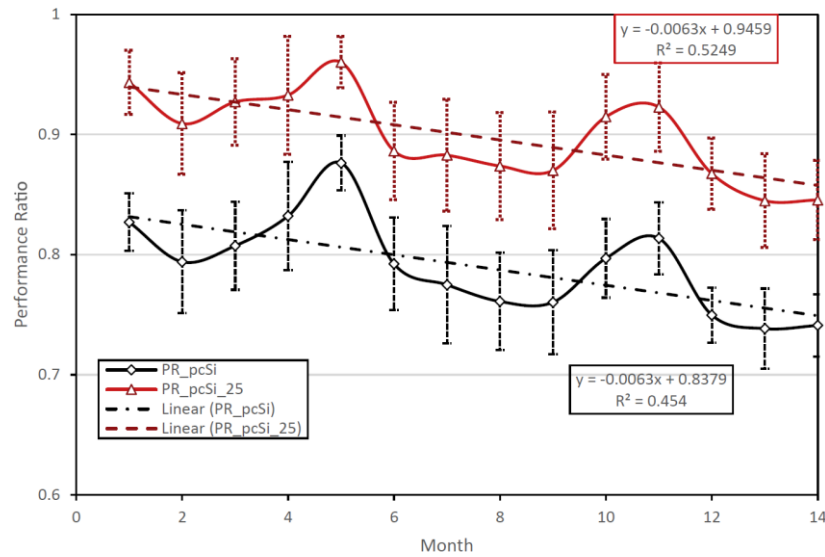


Figura 10: Regresión lineal del PR mensual para el sistema pc-Si. Fuente: [20].

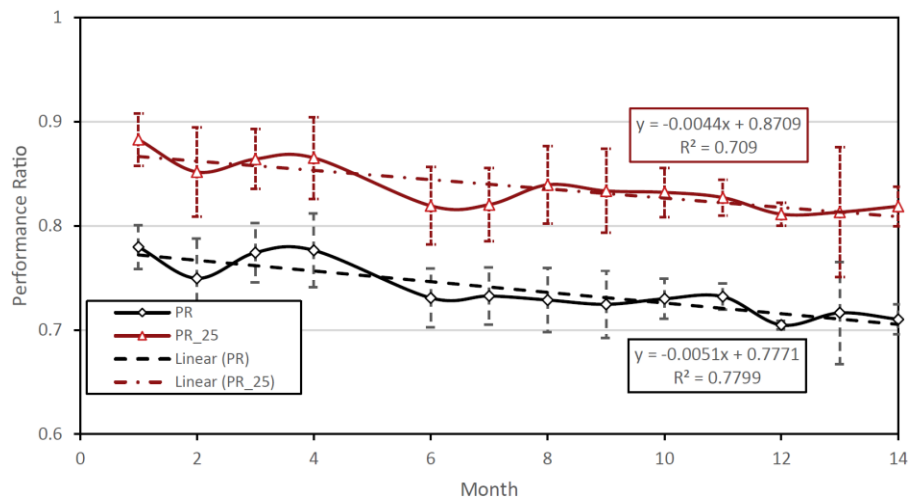


Figura 11: Regresión lineal del PR mensual para el sistema de mc-Si. Fuente: [20].

La degradación temprana en el silicio cristalino, la tecnología dominante en el mercado, es un fenómeno importante, especialmente con las celdas producidas mediante el proceso Czochralski. La mayoría de los fabricantes parecen ofrecer garantías de un 97% o

más de la potencia máxima en el primer año de exposición. Esto parece ser consistente con la tasa de degradación ampliamente informada del 0% al 4% de la potencia máxima en el primer año en la literatura. Se presenta un resumen de los resultados de algunos estudios sobre la degradación temprana de módulos fotovoltaicos, con los contextos climáticos en los que se instalaron en la Figura 12.

Author(s)	Location of Study	Module Technologies	Exposure Duration	Performance Reduction	Climate Characteristics ^a		
					Air temp, °C	RH, %	Irradiation, kWh/m ²
Makrides and Zinsser [15]	Nicosia Cyprus	mc-Si HIT pc-Si a-Si	1 year	mc-Si: 2.12%–4.22% HIT – 4.73% pc-Si: 1.47%–2.40% a-Si – 13.82%	11–29.4	45–64	2.2–8.12
Rüther et al. [41]	Arizona – USA	a-Si	1 year	20–30%	10.5–30.5	20–49	3.16–8.14
	Colorado – USA	✓	✓		0.3–23.5	47–55	2.15–6.96
	Santa Catarina – Brazil	✓	✓		16.4–25.1	80–84	2.84–6.13
Munoz et al. [16]	Madrid Spain	mc-Si	Exposed to receive 20 and 40 kWh/m ² of irradiation.	4%	6.1–24.4	46–79	1.64–7.51
King et al. [13]	Albuquerque,	a-Si	1 year	20%	2.2–25.4	30–53	2.90–8.09
Hussin et al. [17]	Shah Alam	a-Si	16 months	4.6%	26–27.2	79–84	4.05–4.99
Astawa et al. [42] This study	Malaysia	a-Si	2 weeks	21%–35%	4–16.5	75–85	0.51–4.5
	Loughborough UK	CIS	14 months	CIS – 7.3%	24.4–27.8	65–84	3.35–5.09
	Kumasi Ghana	a-Si		a-Si – 13.7%			
		mc-Si		mc-Si – 6.12%			
		pc-Si		pc-Si – 8%			
		HIT		HIT – 11.1%			

Figura 12: Resumen de estudios sobre degradación temprana de PLR de módulos cristalinos. Fuente: [20].

Los resultados de este análisis muestran que el mc-Si tuvo la menor pérdida de rendimiento (6,12%) en el período de observación. Le siguen en orden CIS (7,3%), pc-Si (8%), HIT (11,1%) y a-Si (13,8%). El orden cambia ligeramente cuando se clasifica según el *PR* no corregido (ver Tabla 3 y Tabla 4). Sin embargo, se considera que el enfoque de regresión del *PR* corregido por temperatura es más realista, ya que captura el comportamiento térmico y otras realidades físicas subyacentes del sistema.

Cabe destacar que los resultados presentados en este estudio se basan en el monitoreo de los sistemas durante un período de 14 meses. Según un estudio de George Makrides [22], se ha observado acertadamente que la pérdida de rendimiento, en lugar de degradación, es una mejor descripción de los resultados obtenidos de la monitorización a nivel de sistema de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Se argumenta que la pérdida de rendimiento observada en estos sistemas está influenciada por otros factores además de la degradación del módulo (por ejemplo, desajuste eléctrico, suciedad, sombreado, pérdidas en los componentes del sistema de balance y efectos como el PID considerando las condiciones de clima caluroso y húmedo del lugar).

En resumen, los resultados encontrados en este estudio para las tecnologías mc-Si, pc-Si y HIT, son generalmente más altos que los informados en la literatura. No obstante, se argumenta que estos resultados ofrecen una visión más realista de las pérdidas tempranas de rendimiento para sistemas fotovoltaicos ubicados en techos de estas tecnologías específicas, las cuales se pueden reducir aún más con un programa de limpieza que aborde la contribución de suciedad.

2.5.4. Revisión de metodologías de cálculo de tasas de degradación fotovoltaicas

Según el estudio de revisión de metodologías para calcular tasas de degradación de módulos fotovoltaicos realizado en Chipre [11], se evaluaron los modelos estadísticos de RLS, CSD, ARIMA y LOESS sobre distintas métricas de rendimiento. Los métodos que entregan menores incertidumbres y menores variaciones y con valores similares entre ambos métodos para todas las tecnologías son los modelos ARIMA y STL utilizando Loess. Sin embargo, el modelo ARIMA presenta mayores ventajas comparativas frente al STL, ya que este último exige continuidad de la toma de datos, mientras que el modelo ARIMA puede trabajar con datos discretos [17]. Cabe destacar, que este estudio concluye que la tasa de degradación no solo depende de la tecnología y del sitio de instalación, sino que también depende del método estadístico aplicado.

2.5.5. Revisión de modelos estadísticos y analíticos de degradación para módulos FV

En este artículo, se revisan algunos modelos analíticos y estadísticos para módulos fotovoltaicos [10], donde se aplican distintos modelos estadísticos al *PR* sin corregir de dos sistemas fotovoltaicos; uno a un sistema de 14 módulos monocristalinos de silicio (mc-Si) y a otro sistema de 12 módulos de silicio amorfo por un periodo de 7 años en Bolzano, Italia. Con el fin de eliminar los efectos de degradación inicial como el efecto Staebler-Wronski o el LID, se tomaron datos desde un año posterior a la instalación (2011-2018). Se aplicaron filtros de datos para valores de *PR* menores a 1% y superiores al 200%, además de solo considerar irradiancias entre 50 [W/m^2] y 1500 [W/m^2] con el fin de reducir valores

atípicos extremos y errores de medición. La simplicidad de los filtros se debe a que así, es posible intensificar posibles desviaciones entre los modelos.

De esta manera se evalúa la degradación mediante el cálculo del PLR . Los PLR de los respectivos modelos se calculan aplicando una regresión lineal a la tendencia extraída de la serie temporal a través de la aplicación de los distintos modelos estadísticos. Para la obtención del PLR anual y su respectiva incertidumbre, se utilizan las siguientes fórmulas:

$$PLR = \frac{12a}{b} \quad (25)$$

$$u_{PLR} = \sqrt{\left(\left(\frac{12}{b}\right)^2 \cdot u_a^2 + \left(\frac{-12a}{b^2}\right)^2 \cdot u_b^2\right)} \quad (26)$$

Donde a y b son los coeficientes de ajuste de la regresión lineal, $u_{a,b}^2$ son las varianzas de dichos coeficientes de ajuste y u_{PLR} es la desviación estándar del PLR . Es importante resaltar que este estudio se enfoca en entregar una comparación directa entre los métodos de análisis presentados y no profundiza en el uso de técnicas de filtrado, métricas de rendimiento y modelos estadísticos. En la Figura 13 se muestran los resultados obtenidos gráficamente para el sistema mono c-Si según el modelo estadístico aplicado.

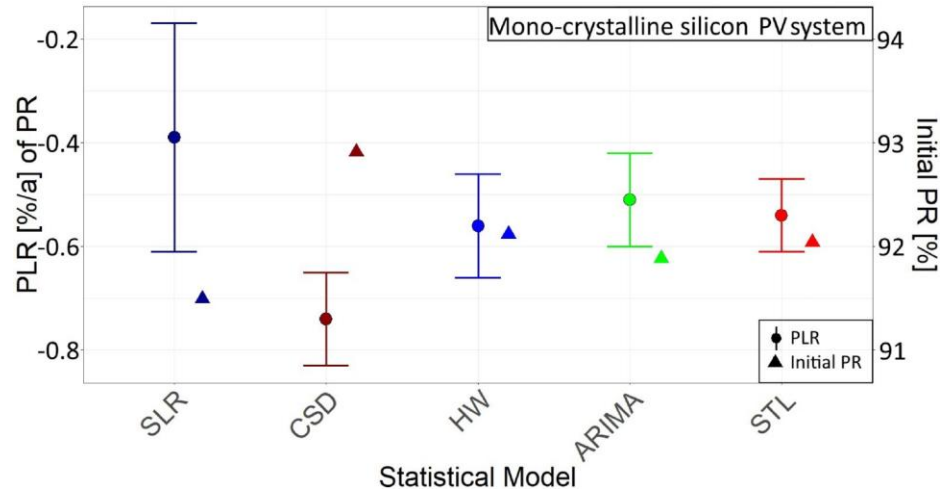


Figura 13: Comparación de modelos estadísticos para datos de PR del sistema mc-Si. Los puntos representan el PLR con sus respectivas incertidumbres (eje primario) y los triángulos el PR inicial (eje secundario) [10].

Tabla 5: Comparación de comportamiento de modelos estadísticos. Fuente: [10].

Características	SLR	CSD	HW	ARIMA	STL
Diferentes tecnologías	PLR con alta incertidumbre	No apropiado	No tan adecuado	PLR con alta precisión	PLR con alta precisión
Filtros, manejo de datos atípicos	Importante, los valores atípicos tienen una gran influencia	Importante, los valores atípicos tienen una gran influencia	Robusto debido al promedio ponderado	Robusto debido a la flexibilidad de los modelos	Robusto debido a la regresión ponderada localmente
Periodo de tiempo	Las series temporales más largas son más adecuadas	Eliminación de la primera y última observación.	Es posible evaluar series temporales cortas	Es posible evaluar series temporales cortas	Es posible evaluar series temporales cortas
Estacionalidad	Sensible a la estacionalidad	Sensible a la estacionalidad	No sensible a la estacionalidad	No sensible a la estacionalidad	No sensible a la estacionalidad
Estacionariedad de series temporales	No necesaria	No necesaria	No necesaria	Estacionariedad necesaria	No necesaria

En la Tabla 5 se muestra la respuesta de los modelos estadísticos frente a características fundamentales para evaluar la idoneidad de a aplicación de dichos modelos a las series temporales de los datos evaluados. Se observa que los modelos que presentan menos desviaciones según las tecnologías, filtro de datos, periodo de tiempo de la serie temporal, estacionalidad y estacionariedad de las series, son el HW, ARIMA y STL.

2.5.6. Evaluación técnico-económica de planta de generación fotovoltaica de 3 [MW]

Por último, con el propósito de tener una referencia para evaluar proyectos fotovoltaicos técnica y económicamente se revisa un estudio realizado en el año 2015 en Chile correspondiente a una evaluación técnica-económica de una planta de generación fotovoltaica de 3 [MW] ubicada en Cabildo, V Región del país [38]. El estudio se encarga de estudiar la factibilidad económica en base a una evaluación del marco regulatorio, la generación esperada, escenarios de precios futuros, costos de inversión y operación, y también los costos de instalación de la planta.

Los resultados de esta evaluación resultan en un $VAN = -1.629.725$ [USD] a una tasa de descuento del 10% y un costo nivelado de energía de $LCOE = 127,57$ [USD/MWh]. En base a estos resultados, se concluye que el proyecto es factible solo en escenarios de precios de energía elevados vendiendo a Costo Marginal.

3. Módulos en evaluación

La evaluación de degradación que se desarrolla en el presente estudio comprende un análisis de operación real de cuatro paneles fotovoltaicos de los cuales dos son monofaciales y dos son bifaciales, es decir, que captan radiación por ambas caras. Los módulos están instalados en el Laboratorio Outdoor ubicado en el quinto piso del edificio F de la Universidad Técnica Federico Santa María Campus San Joaquín, en Santiago, Chile, donde son monitoreados mediante un sistema de adquisición de datos continuos CR1000X. Semanalmente se mide la curva I-V de cada módulo mediante un trazador de la marca alemana HALM y mensualmente son llevados al Laboratorio Indoor para medir la curva I-V mediante un simulador de pulso solar.

Los módulos estudiados corresponden a tecnologías monofaciales y bifaciales de silicio policristalino (multi-Si) y de silicio monocristalino (mono-Si) respectivamente, donde uno de cada tecnología presenta una exposición inicial de dos años. En la Tabla 6 se detallan las características principales de cada uno, junto con su abreviación con la cual se hará referencia en el presente texto.

Tabla 6: Información técnica de los módulos evaluados en el estudio. Fuente: [17].

Módulo	Marca	Exposición inicial	Tecnología	Potencia Nominal [W]	Eficiencia [%]
M_1	Astronergy	2 años	Monofacial multi-Si	310	15,90
M_2	CSG PVTECH	Sin exposición	Monofacial multi-Si	330	17,00
B_1	RISEN	2 años	Bifacial mono-Si	370	18,80
B_2	RISEN	Sin exposición	Bifacial mono-Si	370	18,80



Figura 14: Módulos en evaluación instalados en el Laboratorio Outdoor de la universidad donde además se aprecian módulos y sistemas solares correspondientes a otros estudios en desarrollo. Fuente: Elaboración propia.



Figura 15: Módulos monofaciales. De izquierda a derecha se muestran los módulos M_2 y M_1 respectivamente instalados en el Laboratorio Outdoor. Fuente: Elaboración propia.



Figura 16: Parte posterior de módulos monofaciales. De izquierda a derecha se muestra el módulo M_1 y M_2 respectivamente. Se muestran las conexiones de corriente y sensores de temperatura hacia el datalogger. Fuente: Elaboración propia.



Figura 17: Módulos bifaciales. De izquierda a derecha se muestran los módulos B_2 y B_1 respectivamente instalados en el Laboratorio Outdoor. Fuente: Elaboración propia.



Figura 18: Parte posterior de módulos bifaciales. De izquierda a derecha se muestra el módulo B_1 y B_2 respectivamente. Se muestran las conexiones de corriente y sensores de temperatura hacia el datalogger. Fuente: Elaboración propia.

4. Equipos e instrumentación para recopilación de datos

En esta sección se detallan los equipos, sensores y dispositivos que se utilizan en el estudio para recopilar tanto los datos de los módulos como los datos meteorológicos necesarios para poder obtener la información de monitoreo con la cual se harán los cálculos para evaluar la degradación de cada módulo en particular. Esta sección involucra tanto los equipos que se utilizan en Laboratorio Outdoor como en el Laboratorio Indoor. Además, se muestran los equipos e instrumentos para realizar análisis visuales del estado de cada módulo, como es el caso de la prueba de termografía y de electroluminiscencia.

4.1. Sensores de Temperatura

Cada módulo mantiene conectado en su parte posterior un sensor de temperatura modelo 110PV de Campbell Scientific (ver Figura 16 y Figura 18) el cual es una sonda basada en termistor que mide la temperatura de una superficie por contacto directo. Normalmente es utilizada para monitorear la temperatura de una placa solar, pero se usa también en otras aplicaciones. Se conecta fácilmente y de forma directa a dataloggers fabricados por la misma empresa, como es el caso. Es ideal para aplicaciones en energía solar. Permite medir temperaturas entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $135\text{ }^{\circ}\text{C}$ y su instalación se realiza mediante cinta de alta resistencia térmica Kapton Tape.



Figura 19: Sensor de temperatura 110 PV de Campbell Scientific. Fuente: [25].

4.2. Microinversores

Los microinversores son dispositivos electrónicos utilizados en los sistemas de energía solar fotovoltaica para convertir la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC), que es la forma de electricidad utilizada en la mayoría de los hogares y edificaciones. A diferencia de los inversores tradicionales que suelen instalarse en un solo lugar para todo el conjunto de paneles solares (inversor centralizado), los microinversores se colocan individualmente en cada panel solar, lo cual resulta conveniente para mejorar el rendimiento, monitoreo y seguridad de los sistemas de energía solar al permitir un control más preciso a nivel de cada módulo.

Los módulos monofaciales M_1 y M_2 están conectados a microinversores Enphase M250 con una potencia máxima de entrada de 350 [W], mientras que los módulos bifaciales B_1 y B_2 se conectan cada uno a un microinversor HoyMiles MI350 con una potencia máxima de entrada de 440 [W].

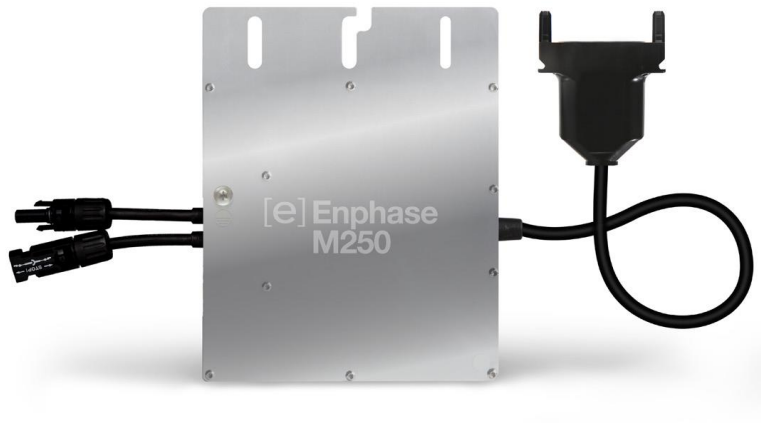


Figura 20: Microinversor Enphase M250. Fuente: ENPHASE ENERGY (2023).



Figura 21: Microinversor HoyMiles MI350. Fuente: Voltalia Distribution (2023).

4.3. Sensores de Irradiancia

Para el propósito del estudio, resulta imprescindible medir la irradiancia en el plano de los módulos, es decir, aquella que incide en la superficie de inclinación de los paneles y de esta forma poder evaluar la potencia producida por cada panel solar según la irradiancia que estos reciben. Adicionalmente, para el caso de los módulos bifaciales, se requiere medir la irradiancia en el plano de la cara posterior para calcular sus respectivos coeficientes de bifacialidad, que son útiles para determinar el valor de la métrica PR (ver sección 2.3.1).

En el Laboratorio Outdoor, se instalan 3 piranómetros ML-01 marca EKO Instruments, los cuales se utilizan para medir la irradiancia en el plano de los módulos (POA), para medir la irradiancia reflejada en la cara posterior de los módulos bifaciales (POA_i) y para medir el albedo. Es importante mencionar que tanto los módulos monofaciales como bifaciales mantienen una inclinación de 45° apuntando hacia el norte. Los piranómetros de silicio compacto y de calidad industrial ML-01 están diseñados para mediciones de irradiancia de alta calidad. Estos dispositivos se clasifican como clase C según la norma ISO 9060:2018 [26], son de respuesta rápida, ligeros pero resistentes. El ML-01 cuenta con un detector de monosilicio con un difusor en forma de cono resistente a los rayos UV que ayuda a minimizar la suciedad y la deposición de agua, brindando una excelente respuesta, incluso a ángulos de elevación solar bajos. El sensor se puede montar en posición horizontal para aplicaciones de medición horizontal global con una placa de montaje extraíble estándar con nivel de burbuja y patas niveladoras [26].

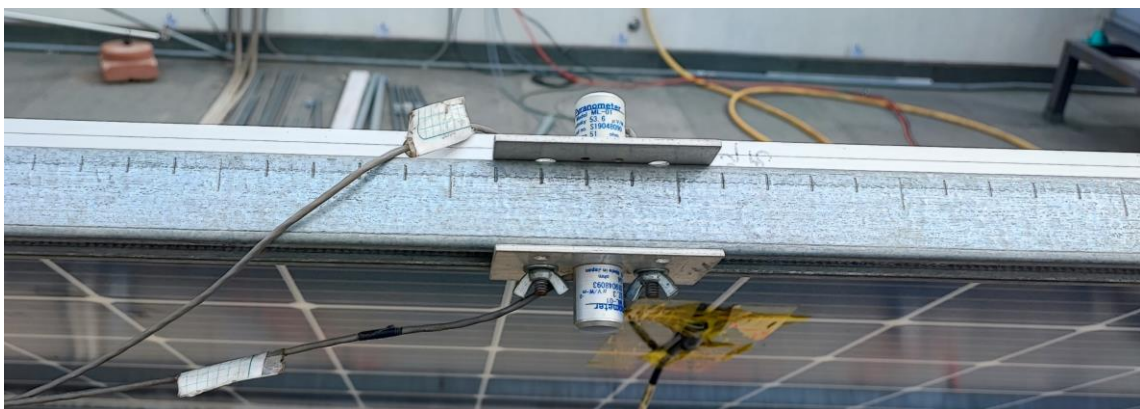


Figura 22: Piranómetros ML-01 POA y ML-01 POA_i instalados en cara frontal (arriba) y cara posterior (abajo) de módulo B_2 respectivamente. Fuente: Elaboración propia.



Figura 23: Piranómetro ML-01 para medición de albedo montado en módulo B_1 . Fuente: Elaboración propia.

Para medición de irradiancia con el trazador de curvas I-V, se utiliza una celda de referencia Si-02-PT1000-4L-x la cual se instala en el POA o POA_i cada vez que se realiza una medición en el Laboratorio Outdoor (ver Figura 34 y Figura 35).

4.4. Sistema de adquisición continua de datos

El monitoreo continuo de datos de los módulos fotovoltaicos y las condiciones meteorológicas a las que se exponen, son de suma utilidad para evaluar el comportamiento de la degradación mediante métricas como el Performance Ratio. En el presente estudio se utiliza un dispositivo datalogger CR1000X como sistema de adquisición de datos continuos para almacenarlos con una frecuencia de muestreo de 5 minutos. Este modelo en específico es un dispositivo electrónico de bajo consumo diseñado para medir señales de sensores, gestionar conexiones directas y por telecomunicaciones, analizar datos, controlar dispositivos externos, y con almacenamiento interno no volátil para guardar datos y programas. La electrónica queda protegida de interferencias de radiofrecuencias y fallos dentro de un cartucho sellado en acero inoxidable. El reloj está salvaguardado con una pila de respaldo interna. El lenguaje de programación CRBASIC (común a todos los dataloggers de Campbell Scientific) permite programar el procesado y análisis de datos [28].

El panel de conexiones del CR1000X incluye dos terminales de salida 12 [V] configurables por software, terminales de tierra distribuidos por los 16 terminales analógicos y bloques de terminales removibles.



Figura 24: Datalogger CR1000X. Fuente: [28].

En el Laboratorio Outdoor se cuenta con 2 de estos dispositivos para almacenar los datos de los módulos monofaciales y bifaciales, donde cada uno se encuentra montado en su caseta eléctrica respectiva. Tanto para los módulos monofaciales como bifaciales, los dataloggers reciben señales de los sensores de temperatura, de voltaje y de corriente, mientras que, para los módulos bifaciales, adicionalmente reciben la data proveniente de los piranómetros instalados en el *POA* y el que mide la radiación de albedo. En la Figura 25 y Figura 26 se ilustran las conexiones de manera detallada.

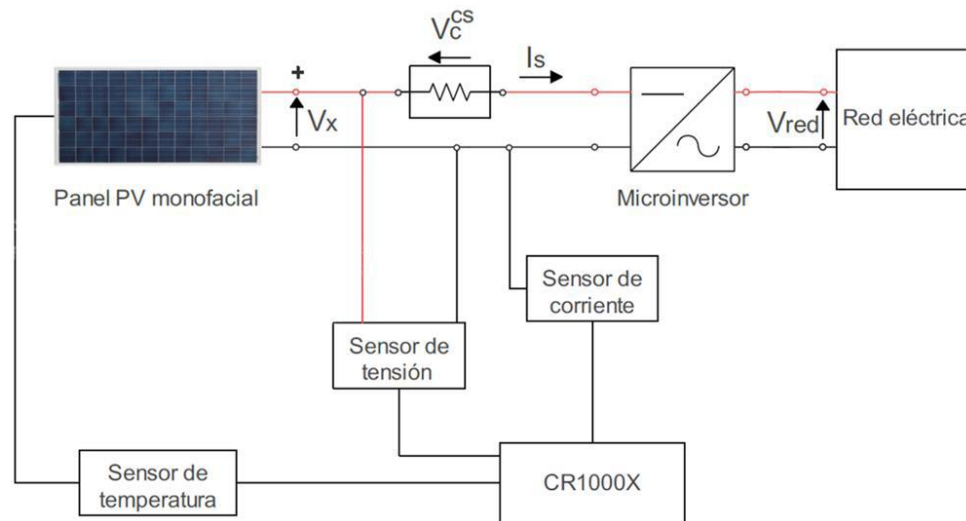


Figura 25: Diagrama de conexión de módulos monofaciales a microinversor y conexión de sensores al datalogger CR1000X. Fuente: [17].

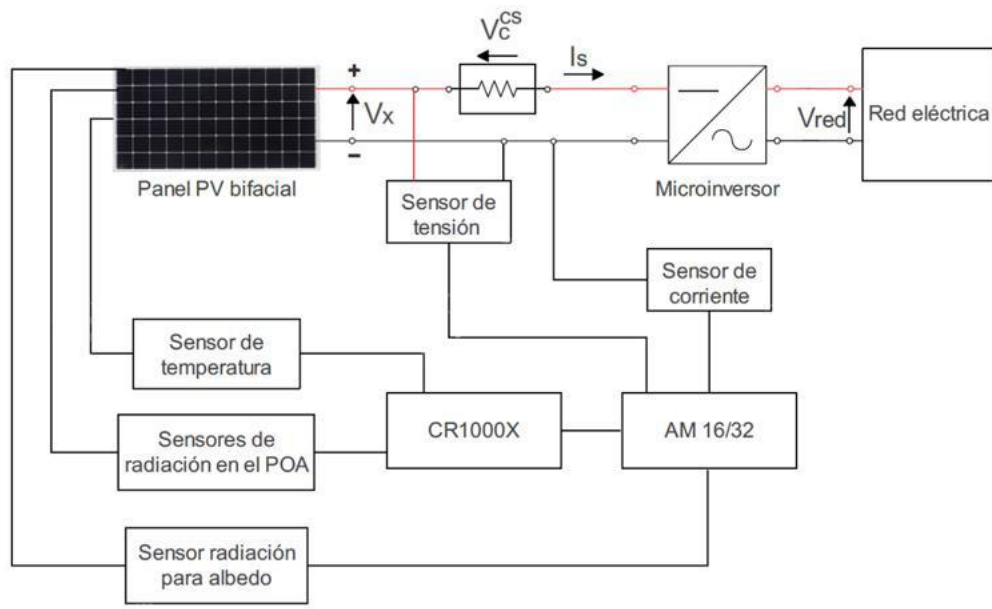


Figura 26: Diagrama de conexión de módulos bifaciales a microinversor y conexión de sensores al datalogger CR1000X. Fuente: [17].

4.5. Trazador de curvas I-V

Para propósitos del estudio, resulta imprescindible monitorear la potencia máxima en condiciones de operación real de los módulos. Los trazadores de curva I-V permiten caracterizar el rendimiento y la salud de los paneles en exposición continua, con el cual, mediante un monitoreo periódico, es posible evaluar la degradación de potencia de cada panel. Para medir las curvas I-V de los módulos, se utiliza un trazador de curvas Cetis PV – Outdoortest portátil de la marca HALM.



Figura 27: Trazador de curvas I-V Cetis PV – Outdoortest. Fuente: [17].

Sus principales características se centran en una electrónica de medición de alta precisión, una amplia gama de aplicaciones y alta durabilidad lo distinguen de otros trazadores para exteriores [29]. El sistema puede controlarse desde cualquier PC utilizando el software PVCT Control, que permite un análisis de datos instantáneo y en profundidad. El equipo contiene los siguientes componentes:

- Celda solar de referencia Si-02-PT1000-4L-x.
- Sensor de temperatura PT1000.
- Caja de conexión panel solar a estación central.
- Cables de polaridad positiva y negativa.
- Cable de comunicación RS232 estación central a computador con adaptador USB.

4.6. Simulador de Pulso Solar

Las mediciones de curva I-V se realizan en un simulador solar, el cual es capaz de ofrecer condiciones controladas de irradiancia y temperatura. Esta prueba sirve de referencia para el comportamiento de cada módulo y permite comparar con las condiciones de exposición en exterior, por ejemplo, a condiciones STC o replicando un punto de operación determinado. El equipo con el que se realiza esta prueba es un Flasher de Laboratorio Controlado por Temperatura (TCLF) de la marca Eternalsun Spire, el cual consta de un simulador solar Spire de xenón de pulso largo único de clase A+A+A+ y una cámara controlada por temperatura.



Figura 28: Simulador de pulso solar marca Eternalsun Spire con módulo monofacial en su interior. Fuente: Elaboración propia.

El sistema ofrece un espectro de Clase A+ de 300 [nm] a 1200 [nm], además de uniformidad y estabilidad temporal de Clase A+, junto con una repetibilidad de medición menor al 0,15%. La característica única del simulador solar, con una duración de pulso único de 270 [ms], admite la determinación de la potencia máxima de módulos de silicio de alta eficiencia, películas delgadas, PERC, HIT y de unión múltiple que presentan efectos de capacitancia interna. La cámara opcional de control de temperatura permite realizar pruebas precisas relacionadas con la temperatura. El rango de temperatura de la cámara es de 10 °C a 85 °C, con una uniformidad de temperatura de ± 1 °C [30].

4.7. Cámara termográfica

El análisis visual mediante imágenes de termografía permite evaluar el rendimiento y la salud de un sistema fotovoltaico o de un módulo en particular a través de la medición y visualización de la temperatura de las superficies de los equipos. Esto es útil para detectar puntos calientes o fríos, lo que puede proporcionar información acerca de problemas en las conexiones eléctricas, áreas sombreadas, o posibles celdas defectuosas.

Para la realización de estas pruebas se utiliza una cámara termográfica manual Fluke TI 400 9HZ que tiene como características principales una resolución térmica de 320 x 240 pixeles, rango de detección de temperatura de -20 °C a 1200 °C, precisión de ± 2 °C, sensibilidad térmica de 50 [mK] a una temperatura de 30 °C y una longitud de onda de la cámara de 7,5 [μ m] a 14 [μ m] [31].



Figura 29: Cámara termográfica Fluke TI 400 9 HZ. Fuente [32].

4.8. Equipos de electroluminiscencia

La prueba de electroluminiscencia corresponde a un tipo de ensayo no destructivo en el cual se induce tensión y corriente al módulo en evaluación mediante una fuente de poder externa, invirtiendo el rol del panel, donde las celdas solares funcionan como fuente cuando se encuentra en operación, mientras que en este caso las celdas actúan como carga. De esta manera, las celdas actúan como un diodo emisor de luz, o en este caso, radiación infrarroja. Esta radiación puede ser detectada mediante una cámara profesional de alta definición adaptada con un filtro infrarrojo para poder detectar la emisión lumínica de los módulos durante la prueba y, de esta manera, visualizar eventuales fallas clasificadas como el cracking, hot-spot, diode, soiling, etc.

Para esto se utiliza una cámara Nikon D750 con un filtro infrarrojo, un trípode con cabezal de 3 ejes Manfrotto MK290XTRA3-3W, una fuente de poder portátil Elektro-Automatik EA PSI 9080-40, cortinas “blackout” para evitar la exposición a la luz en el lugar de evaluación, kit de limpieza de módulos para evitar soiling y una extensión eléctrica para conexión de la fuente.



Figura 30: Cámara Nikon D750 con filtro infrarrojo montada en el trípode en el laboratorio de electroluminiscencia. Fuente: Elaboración propia.



*Figura 31: Fuente de poder Elektro-Automatik EA PSI 9080-40 utilizada en prueba de electroluminiscencia.
Fuente: Elaboración propia.*

5. Metodología de evaluación de degradación

La metodología que se aplica para evaluar la degradación de los módulos fotovoltaicos expuestos en la Tabla 6 es propuesta y validada por Valentina Navarro en la memoria de título que se llevó a cabo el año 2022 [17]. El estudio contempla la medición semanal de curvas I-V en exterior, además del monitoreo continuo de corriente, voltaje, temperatura e irradiancia mientras los módulos se encuentran en exposición. También, se incluyen mediciones mensuales de curvas I-V en interior, para lo cual se desmontan y trasladan los módulos al Laboratorio Indoor. Además, se realizan pruebas no destructivas como termografía en el Laboratorio Outdoor y de electroluminiscencia en el laboratorio ubicado en el piso -1 del edificio F de la universidad para verificar el estado de las celdas y de conexiones de los paneles fotovoltaicos.

El periodo de estudio contempla 1 año de toma de datos, incluyendo trabajos previos, iniciados en agosto del 2022 y finalizados en agosto del año 2023. Es importante destacar que antes de comenzar el presente estudio, la implementación de la metodología es llevada a cabo en primera instancia por Valentina Navarro [17] y posteriormente por Valeria Reyes [18] hasta abril de 2023. Con la información recopilada, es posible realizar un análisis estadístico, y determinar los valores de *DR* y *PLR* mediante el ajuste de las series temporales de los datos con el modelo estadístico ARIMA, el cual permite controlar adecuadamente la influencia de variaciones estacionales y la presencia de datos atípicos (ver secciones 2.4.4 y 2.5.5).

Por último, se detallan los procedimientos para realizar las mediciones y pruebas que abarca la metodología para obtener las métricas de rendimiento y posterior cálculo de las tasas de

degradación e índices de pérdida de rendimiento mediante un análisis estadístico. Finalmente, y de manera adicional a la metodología, se evalúa la influencia de las tasas de degradación obtenidas en una evaluación económica en base a una simulación de un proyecto solar de gran escala mediante el software PVSyst.

5.1. Medición de curvas I-V Outdoor

Para medir los paneles monofaciales y bifaciales con el trazador de curvas HALM, en primer lugar, se deben limpiar los módulos con un paño de microfibra y agua desmineralizada para disminuir el efecto del soiling en las mediciones. Una vez limpios los módulos, se conectan los cables de polaridad positiva y negativa, los sensores de temperatura e irradiancia (celda de referencia) al trazador. Luego, se desconecta el módulo del microinversor para conectarlo a la caja de conexión que conecta el trazador con los módulos y se ubica el sensor de temperatura en la parte posterior del módulo utilizando cinta y pasta térmica. Finalmente, se ubica la celda de referencia en el *POA* para captar la irradiancia que incide en el plano de los módulos. Los detalles de los procedimientos para la medición de la curva I-V en los módulos bajo evaluación se encuentran contenidos en la norma IEC 60904-1:2020 [33].

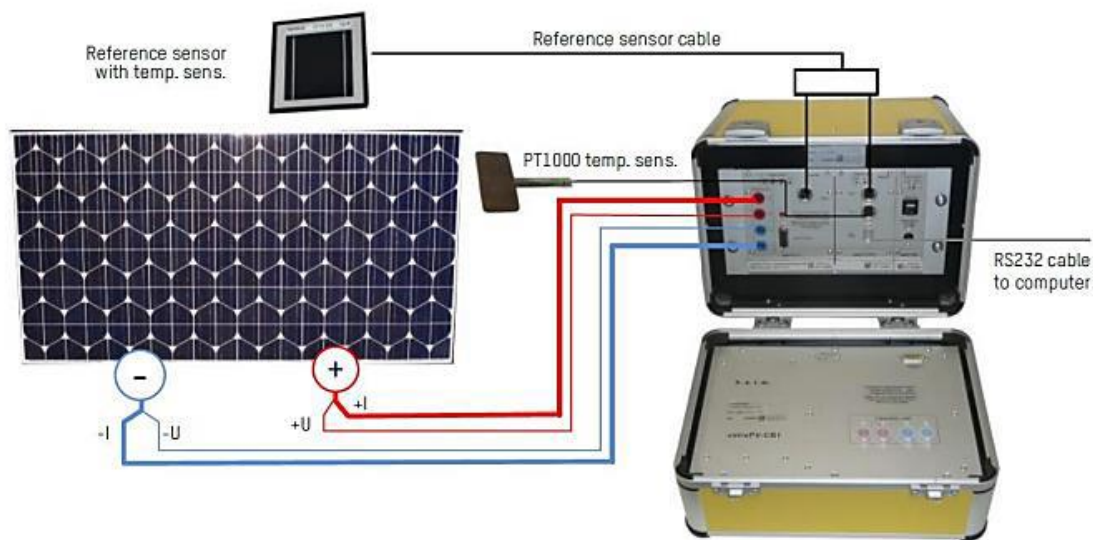


Figura 32: Esquema de conexiones para medición de curva I-V mediante trazador HALM. Fuente: [31].

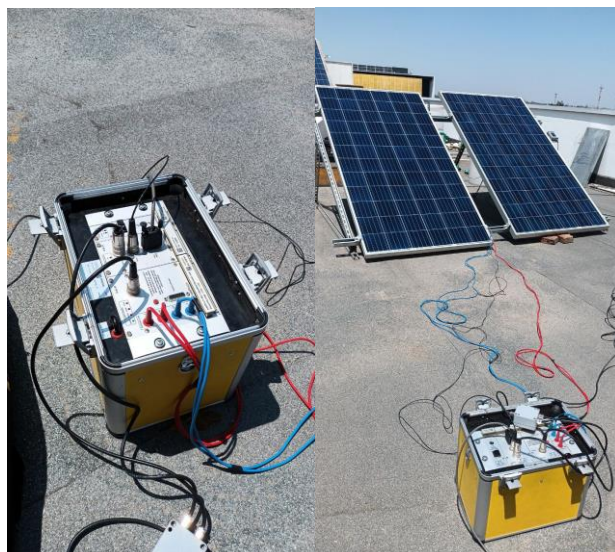


Figura 33: Conexiones en trazador (izquierda) y trazador en medición de módulo M_1 (derecha). Fuente: Elaboración propia.

Después de realizar las conexiones, se conecta el trazador al computador en el que se guardarán los datos y se enciende el equipo para proceder con la medición mediante el software PVCT Control. Cabe mencionar que en el software es posible modificar la sensibilidad de la celda de referencia y configurar los parámetros nominales de cada módulo en particular, ya sea cargando los archivos respectivos o modificándolos manualmente.

Para el caso de los módulos bifaciales, el procedimiento de medición es el mismo, sin embargo, se propone realizar 3 mediciones por panel; una del módulo completo, otra con la cara posterior cubierta con una cortina “blackout” para medir la cara frontal, y finalmente una medición con la cara frontal cubierta con la misma cortina para medición de la cara posterior del módulo (ver Figura 35). Para cada caso se mantiene el sensor de temperatura conectado en el mismo lugar, sin embargo, para la medición de la cara posterior, es importante instalar la celda de referencia en el plano de dicha cara (POA_i) para captar la irradiancia que incide en dicha superficie.



Figura 34: Módulo B_1 en medición con celda de referencia instalada en el POA (izquierda) y sensores de temperatura para medición de curva I-V y para adquisición continua de datos (derecha). Fuente: Elaboración propia.



Figura 35: Medición de cara frontal de módulo B_1 con cortina “blackout” cubriendo cara posterior (izquierda) y medición de cara posterior con cortina “blackout” cubriendo cara frontal (derecha). Fuente: Elaboración propia.

5.2. Medición de curvas I-V Indoor

Como se menciona en la sección 4.6, se utiliza un simulador de pulso solar Eternalsun Spire (ver Figura 28) para realizar las mediciones de curva I-V de los módulos en condiciones controladas, para lo cual es necesario desconectar los módulos de los microinversores y desmontarlos de las estructuras de soporte del Laboratorio Outdoor para trasladarlos al Laboratorio Indoor una vez al mes a realizar el trazado de curvas I-V en condiciones estándar STC o bien, en condiciones de operación específicas según sea el caso. Una vez trasladados los módulos, se procede a realizar la medición de un módulo de referencia para verificar el correcto funcionamiento del equipo. Dicho módulo permanece permanentemente dentro del laboratorio.

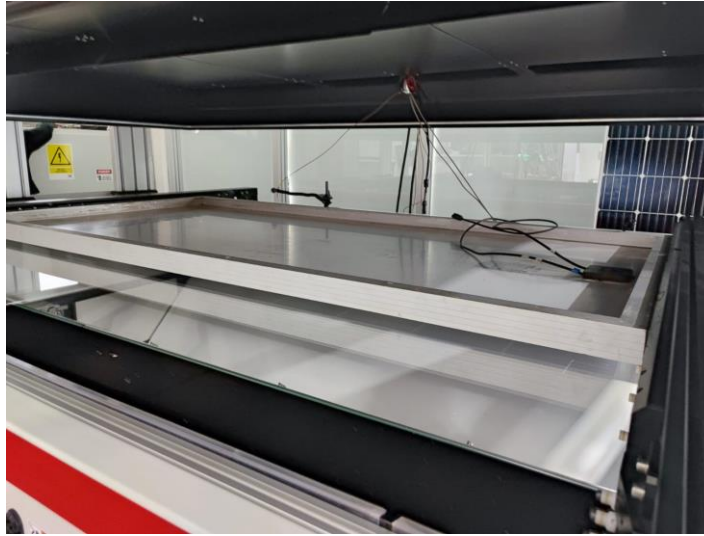


Figura 36: Módulo M_1 montado en simulador solar. Fuente: Elaboración propia.

El procedimiento para medición con el simulador consiste en encender el simulador, montar el módulo dentro del equipo con la cara a medir hacia abajo (para módulos bifaciales se contempla una medición por cada cara), conectar los módulos al simulador y luego cargar las características del módulo en el software de Eternalsun Spire. Posteriormente, se instala la celda de referencia y se posiciona el sensor de temperatura sobre el módulo.

Una vez hecho esto, se configuran las condiciones de temperatura e irradiancias requeridas y se baja la campana para hacer circular aire que permita que el módulo llegue progresivamente a la temperatura previamente definida. Una vez que se llega a la condición de temperatura, se emite un pulso de luz que provee la irradiancia establecida e inmediatamente se genera la curva I-V correspondiente (para efectos del estudio se realiza la prueba a condiciones STC, es decir, $1000 [W/m^2]$ y $25 ^\circ C$). Finalmente, se guardan los datos en un archivo Excel separados por comas. Los procedimientos para medición en interiores están contenidos en la norma IEC 60904-1:2020 [33].



Figura 37: Simulador en funcionamiento con campana cerrada. Fuente: Elaboración propia.

5.3. Prueba de Termografía

El procedimiento para realizar la prueba de termografía se encuentra detallado en la norma IEC 62446-3:2017 [34], donde la condición más relevante para llevar a cabo la prueba es la previa estacionariedad de los módulos, lo que significa que los módulos deben estar en funcionamiento, sin sombreados, con cielos despejados (irradiancia por sobre $600 [W/m^2]$) en el *POA* durante al menos 15 minutos, con el fin de que el módulo se encuentre estable durante la realización de la prueba. Si el módulo sale de su condición estacionaria por un determinado cambio en las condiciones de operación, es recomendable esperar nuevamente 15 minutos para estabilizar el módulo [17]. Una vez alcanzada la estacionariedad, se ejecuta la prueba manipulando la cámara termográfica (ver Figura 29) mediante los ajustes de zoom y rangos de temperaturas según requiera cada caso.

Para una correcta ejecución de la prueba de termografía, se recomienda que la cámara se posicione de manera tal de formar un ángulo de 90° con la superficie del módulo, sin embargo, se admite hasta un ángulo de 30° de visión para minimizar los efectos de fondo reflejado [34]. De esta forma se toman las fotografías y se almacenan en la memoria interna de la cámara para luego abrirlas y editarlas mediante el software Fluke Connect. En la Figura 38 se muestra un diagrama que resume los pasos del procedimiento para desarrollar la prueba de termografía.

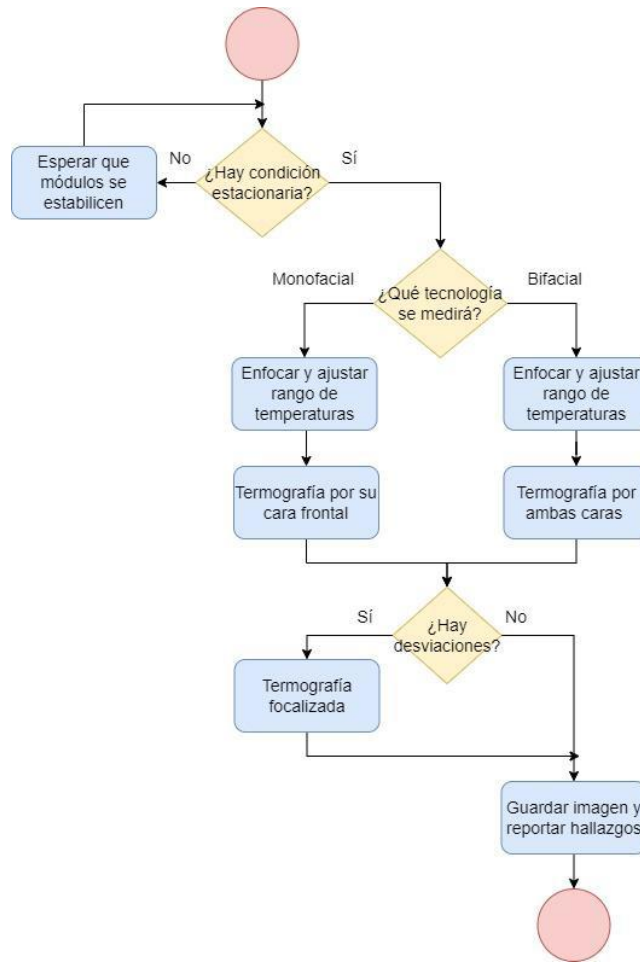


Figura 38: Diagrama de flujo para prueba de termografía. Fuente: [17].

5.4. Prueba de Electroluminiscencia

Para la realización de la prueba de electroluminiscencia a los módulos bajo evaluación, se requiere lograr una condición de oscuridad, para lo cual se habilita un espacio en el estacionamiento de la universidad acondicionado con cortinas “blackout” para reducir al máximo posible la presencia de luz exterior. Luego, para realizar la prueba se requieren los equipos de electroluminiscencia expuestos en la sección 4.8, con los cuales se siguen los siguientes pasos establecidos en la norma IEC 60904-13:2018 [35].

En primer lugar, se limpian las celdas solares del panel con un paño de microfibra y se corroboran los datos de corriente de cortocircuito (I_{sc}) y voltaje de circuito abierto (V_{oc})

en la etiqueta ubicada en la parte posterior del módulo para configurarlos en la fuente de poder cuando los equipos estén montados. Luego, se posiciona el módulo sobre la pared en el lugar aislado de luz y se ubica el trípode a una distancia aproximada de 1 [m], con la cámara apuntando en posición vertical hacia el centro del módulo y de manera perpendicular hacia su superficie, también a una distancia aproximada de 1 [m] sobre el suelo.

Una vez posicionada la cámara y el módulo, éste se debe conectar con la fuente de poder, la cual debe estar ubicada afuera del ambiente oscuro y debe permanecer apagada. En este punto, se debe configurar la cámara, para lo cual esta debe estar en modo manual para ajustar los parámetros de ISO 1600, apertura $f/4.5$ y tiempo de exposición de 30 [s]. A continuación, se debe iluminar con luz externa la superficie del módulo para enfocar en el modo automático de la cámara. Ya hecho esto, se vuelve a establecer el modo manual y se monta el filtro infrarrojo sobre el lente. En este punto la cámara está lista para capturar la imagen.

Ya configurada la cámara, se cierran las cortinas y se enciende la fuente de poder hasta que se alcance la corriente de cortocircuito correspondiente, con un margen de $\pm 3\%$. Finalmente, se realiza la captura de la imagen de electroluminiscencia, la cual debe cumplir el tiempo de exposición previamente seteado. Si la imagen no resulta satisfactoria, se procede a realizar la prueba nuevamente estableciendo distintos valores del parámetro ISO hasta lograr una imagen de calidad. Cabe señalar que, para propósitos de este estudio, los módulos bifaciales solo se evalúan con electroluminiscencia en las caras frontales.

5.5. Cálculo de métricas de evaluación

Al concluir el periodo de evaluación de degradación, se procesan los datos recopilados para determinar las métricas de rendimiento seleccionadas; Potencia Normalizada, Performance Ratio y Performance Ratio Corregido. Mediante las métricas de evaluación, es posible estudiar su tendencia mediante el método ARIMA para determinar las tasas de degradación e índices de pérdida de rendimiento. Es importante revisar semanalmente los datos que recopila el datalogger para detectar posibles desconexiones, o fallas en la toma de datos y así prevenir posibles mediciones erróneas que se mantengan por periodos largos de tiempo.

5.5.1. Potencia Normalizada

Los datos que se utilizan para determinar la Potencia Normalizada provienen directamente de las mediciones semanales de curva I-V realizadas mediante el trazador de curvas en el Laboratorio Outdoor y de las mediciones mensuales de curva I-V hechas con el simulador de pulso solar en el Laboratorio Indoor. En ambos casos, los softwares utilizados arrojan los datos de cada medición en un archivo Excel que permite manipularlos para calcular la potencia máxima registrada, ya sea con los valores crudos o corregidos, además de poder realizar gráficas I-V o P-V que permitan analizar cualitativamente las mediciones de cada módulo. A modo de referencia, se muestran las gráficas comparativas de curvas I-V registradas el 27 de julio de 2023 en outdoor y el 20 de julio del mismo año en el indoor de un módulo monofacial (M_2) y otro bifacial (B_1) en la Figura 39 y Figura 40 respectivamente.

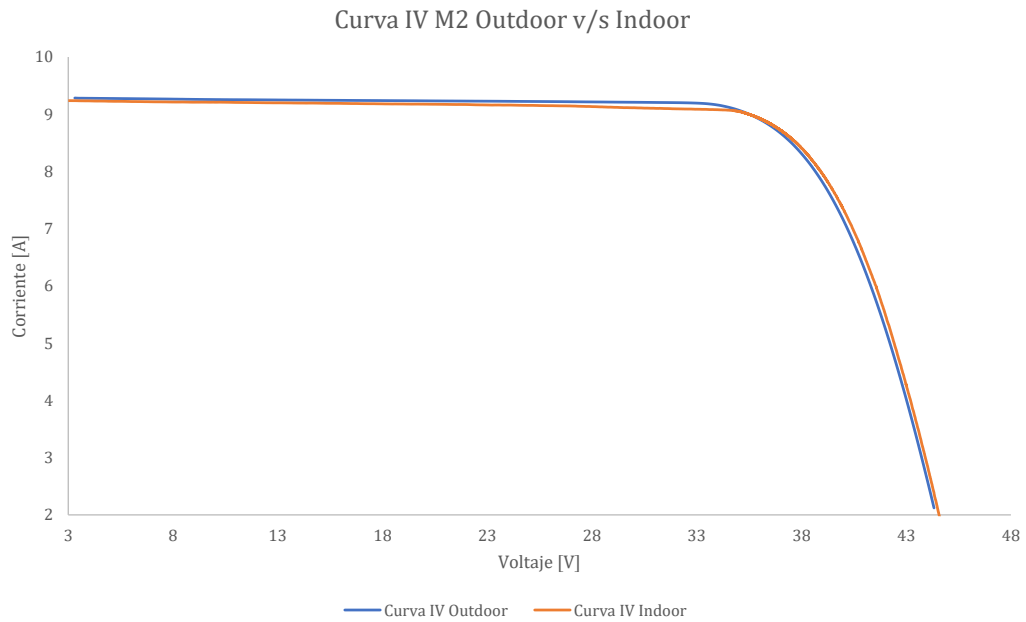


Figura 39: Gráfico de curvas I-V corregidas de módulo M_2 Outdoor (27-07-2023) e Indoor (20-07-2023).
Fuente: Elaboración propia.

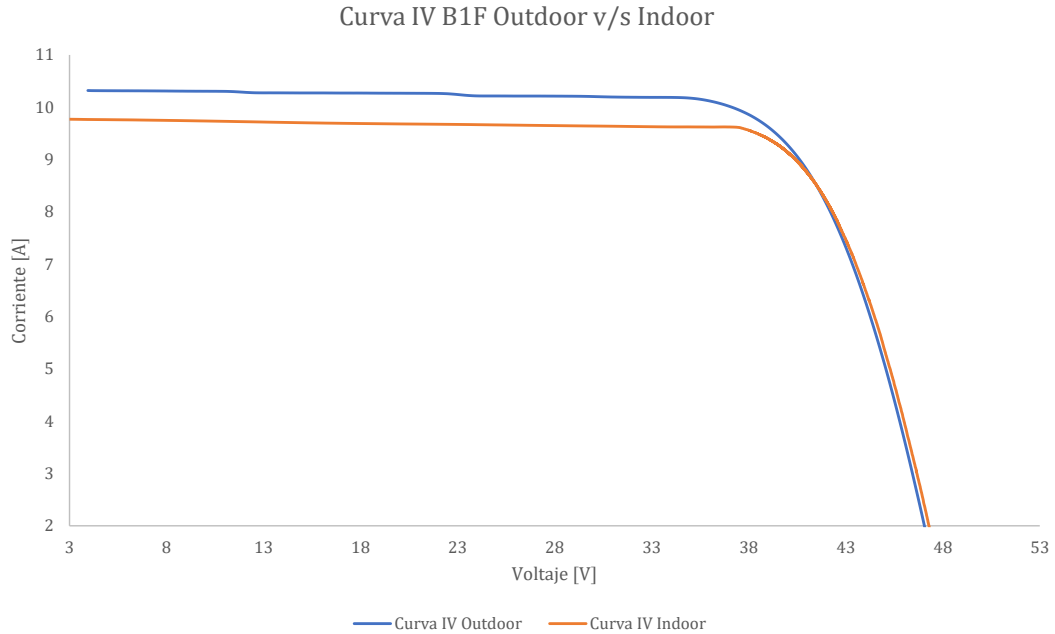


Figura 40: Gráfico de curvas I-V corregidas de cara frontal de módulo B_1 Outdoor (27-07-2023) e Indoor (20-07-2023). Fuente: Elaboración propia.

Existen distintos procedimientos de corrección para llevar los valores de corriente y voltaje a condiciones STC en la literatura, por ejemplo, la norma ASTM E1036-15 [36] o el procedimiento de corrección Standard propuesto en el manual de instrucciones de operación del software PVCT Control de HALM [37]. Sin embargo, el procedimiento de corrección utilizado en el presente estudio es el propuesto en la norma IEC 60891:2021 [15], principalmente porque considera correcciones por temperatura e irradiancia de corriente y tensión y, además, permite comparar resultados entre mediciones con el trazador de curvas utilizado en condiciones outdoor con los obtenidos en el simulador solar en indoor, puesto que el procedimiento interno de corrección utilizado por el software realiza las correcciones a STC mediante el procedimiento establecido en dicha norma.

Es importante señalar que, durante el periodo de mediciones, se detecta un error en la sensibilidad seteada en la celda de referencia, la cual estaba establecida en $51,7 \left[\frac{mV}{1000 W/m^2} \right]$, lo cual provocaba una medición errónea de irradiancia en el plano. Para corroborar que la celda efectivamente estuviera descalibrada, se simula un punto de operación medido en el Laboratorio Outdoor en el simulador de pulso solar con las condiciones ambientales que se registran al medir la curva I-V del módulo M_1 el día 05 de

mayo de 2023. Este día, al momento de medir la curva I-V del módulo M_1 , se registra una temperatura de módulo de $T = 49,15\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una irradiancia en el POA de $G_{POA} = 875,60\text{ [W/m}^2\text{]}$. Luego, para verificar si la irradiancia medida es incorrecta, en la medición mensual de los módulos realizada el 08 de mayo del 2023, además de realizar las mediciones a condiciones a STC de cada módulo, se simula el punto de operación anteriormente descrito, configurando la temperatura e irradiancia para el módulo M_1 en el simulador solar.

Al realizar la prueba, las condiciones logradas en indoor para replicar el punto de operación fueron $T = 49,03\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $G_{POA} = 876,30\text{ [W/m}^2\text{]}$, que presentan un error relativo porcentual muy bajo respecto a los valores objetivo (0,24% y 0,08% respectivamente). Una vez hecho esto, se trazan las curvas I-V y P-V para verificar analíticamente la respuesta del módulo y comparar entre mediciones outdoor e indoor.

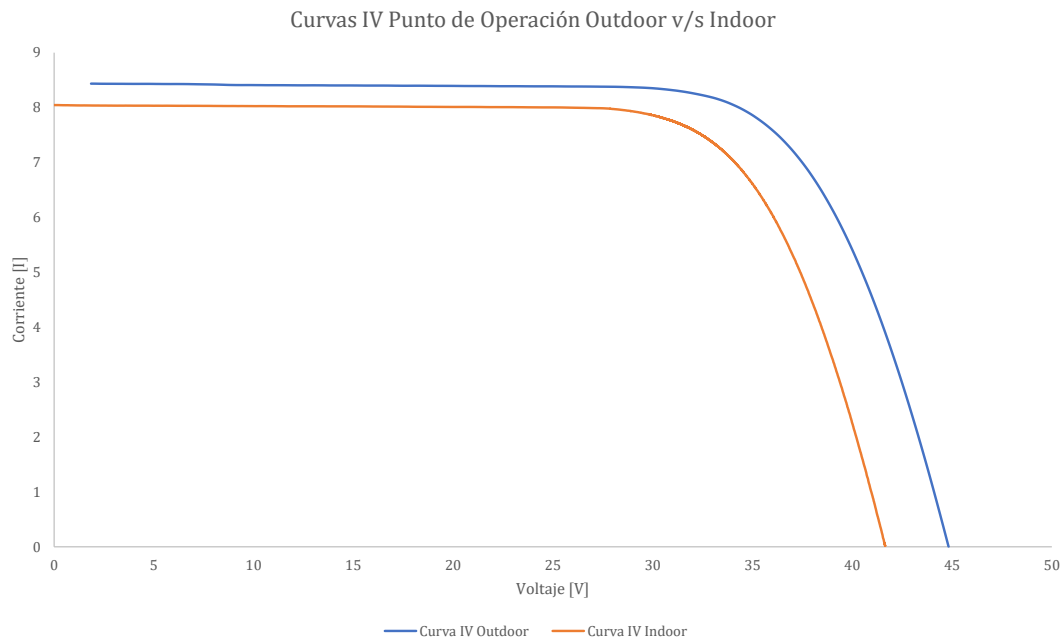


Figura 41: Curvas I-V Outdoor e Indoor para el punto de operación de M_1 . Fuente: Elaboración propia.

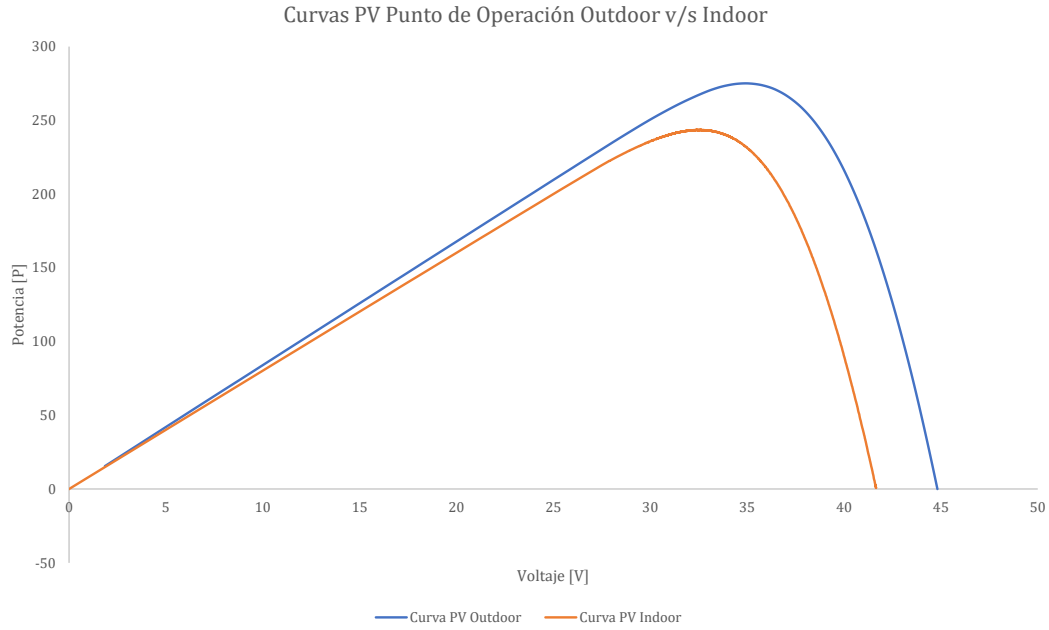


Figura 42: Curvas P-V Outdoor e Indoor para el punto de operación de M_1 . Fuente: Elaboración propia.

Observando las curvas I-V y P-V (Figura 41 y Figura 42 respectivamente) resulta clara una incongruencia entre ambos métodos. Se aprecia una diferencia notoria en las curvas de potencia, donde se presenta una diferencia de más de 30 [W] entre la potencia máxima de la curva en condiciones outdoor con indoor. Esta prueba confirma que existe un problema de calibración en la celda de referencia del trazador de curvas, por lo cual es necesario determinar un nuevo valor de sensibilidad de la celda. Para esto, se realiza una medición de la celda de referencia en el simulador solar y se monitorea su respuesta mediante un osciloscopio, con lo cual se obtiene un nuevo valor de $55,46 \left[\frac{mV}{1000 W/m^2} \right]$.

Con este parámetro actualizado, se realiza una corrección de los archivos de datos medidos por el trazador de curvas I-V hasta la fecha de forma manual siguiendo el procedimiento establecido en la norma IEC 60891:2021 [15], utilizando las ecuaciones (9), (10) y (11) sobre los datos sin corrección arrojados por los archivos del trazador para cada medición. De esta manera, se obtienen los valores de potencia máxima en exterior corregidos que se muestran en la Tabla 24 en Anexos, mientras que en la Tabla 25 se presentan los valores de Potencia Normalizada obtenidas en interior. Las casillas en blanco corresponden a valores atípicos que se escapan de la tendencia, o bien valores con errores de medición.

5.5.2. Performance Ratio y Performance Ratio Corregido

Para determinar los valores de PR y PR_{corr} se deben descargar los datos de los dataloggers correspondientes a los módulos monofaciales y bifaciales. Para esto, se debe utilizar el software PC400 de Campbell Scientific, el cual permite acceder a los datos para su posterior descarga conectando un computador portátil directamente a cada datalogger mediante un cable USB. Como se menciona en la sección 4.4, los datos descargados contienen información de los módulos y del ambiente, como temperaturas de los paneles, corriente, voltaje, irradiancia en el POA , etc. Con esto, es posible determinar los valores de PR y PR_{corr} mediante la aplicación de las ecuaciones (3), (4), (5), (6), (7) y (8).

Para analizar el rendimiento del módulo a través de estas métricas, se utilizan dos métodos de cálculo que se desarrollan en dos códigos de Python distintos mediante el entorno de desarrollo integrado Spyder; el primero, consiste en determinar el PR y PR_{corr} de manera diaria, recogiendo datos en una franja horaria que considera la mayor cantidad de horas de luz en el día que, para este caso, es desde las 08:00 hasta las 18:00 horas, donde se determinan los coeficientes y sumatorias de las cantidades que contemplan las ecuaciones antes referenciadas según los datos capturados en el rango de tiempo definido.

El segundo método de cálculo se enfoca en determinar un valor diario de PR y PR_{corr} en el momento del día en el que se presente la mayor irradiancia dentro de un rango horario definido entre las 11:00 y 15:00 horas, con el fin de analizar el comportamiento de los módulos al estar expuestos en condiciones de alta irradiancia, por lo que, a diferencia del primer método, no se calcula el PR en un rango horario, si no que se calcula el PR en el momento específico de cada día donde se registra el valor más alto de irradiancia.

Para ambas metodologías de cálculo, se consideran datos que hayan sido registrados con una irradiancia en el POA superior a $700 [W/m^2]$ para evitar valores que se alejen de las condiciones STC, mientras que los valores de PR son considerados desde 0,5 a 1. La utilización de ambos filtros se basa en la aplicación de estos en estudios similares ([20] y [24] respectivamente) y de esta forma evitar valores extremadamente atípicos que alteren la tendencia de las series temporales evaluadas.

Tanto para el primer como segundo método, es esencial el uso de la biblioteca Pandas de Python, la cual proporciona estructuras de datos flexibles y eficientes para

trabajar con datos tabulares, como hojas de cálculo en Excel o archivos de bases de datos de distintas extensiones, de manera tal de poder manipular los datos a conveniencia para realizar los cálculos necesarios. Cabe destacar que contribuye de gran manera para trabajar con datos temporales como es el caso, ya que permite estructurar los datos en distintos formatos de tiempo, realizar indexación temporal para seleccionar y/o filtrar datos temporales específicos, agrupar datos en distintas frecuencias temporales (diaria en este caso), entre muchas otras funciones útiles que permiten obtener los valores de PR y PR_{corr} para cada caso. Las operaciones y cálculos realizados se detallan en los códigos expuestos en Anexos.

5.6. Ajuste de series temporales mediante ARIMA

Una vez que se determinan las métricas, es posible determinar las tasas de degradación e índices de pérdida de rendimiento evaluando la tendencia de las series temporales de dichas métricas, para lo cual, como se menciona en la sección 5, se utiliza el método estadístico ARIMA debido a que responde con mejores resultados y menores incertidumbres para tecnologías de silicio cristalino que los demás modelos estadísticos revisados en las secciones 2.4 y 2.5, además de contrarrestar adecuadamente las variaciones estacionales y efectos de datos atípicos.

Para esto, se puede seguir el procedimiento que se detalla en la sección 2.4.4 y realizar el análisis cualitativo de los gráficos de autocorrelación (ACF) y de autocorrelación parcial (PACF) que se pueden obtener ingresando y analizando las series temporales en el software IBM SPSS Statistics y así, poder determinar los parámetros del modelo a aplicar. Sin embargo, el mismo software ofrece la posibilidad de seleccionar el modelo ARIMA más adecuado según la tendencia de los datos de la serie temporal que se ingresen en el programa, determinando los parámetros p , d y q de manera interna sin necesidad de realizar los análisis cualitativos de las series. Para esto, una vez ingresados los datos en el software, se debe seguir la siguiente ruta; *Analizar → Predicciones → Crear modelos tradicionales*.

En la Figura 43 se observa la ventana que se muestra una vez seguidos los pasos señalados. A modo de ejemplo, se muestra que se ingresa como serie temporal los valores del Performance Ratio Corregido diario del módulo B_1 , por lo que se ingresa como variable dependiente la variable asociada al conjunto de datos de PR corregido de dicho módulo, y sus

respectivos días de medición como variable independiente. Luego, se debe seleccionar el método *Modelizador experto*, y presionar en *Criterios*, como se indica en el recuadro rojo de la figura. Una vez hecho esto, se abre la ventana que se muestra en la Figura 44 y en la sección *Tipo de modelo* se selecciona la opción *Solo modelos ARIMA* como se indica. Al pulsar en *Continuar*, el software determinará el modelo *ARIMA* (p, d, q) más adecuado según la serie temporal ingresada, el cual se muestra en la Figura 45.

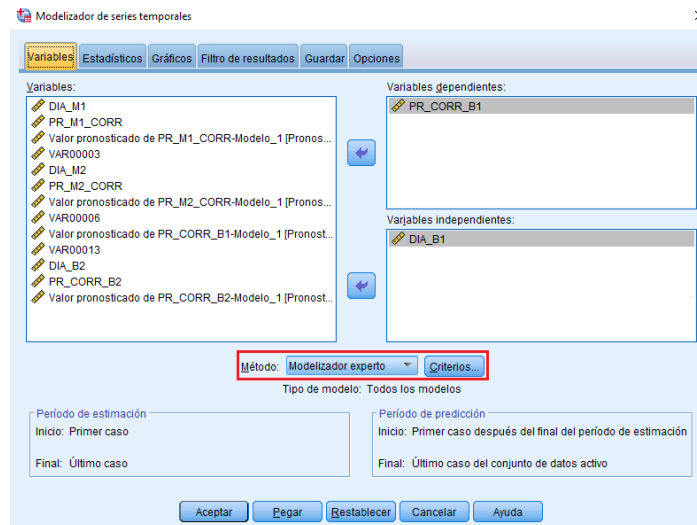


Figura 43: Panel de modelizador de series temporales en software (Fuente: IBM SPSS Statistics).

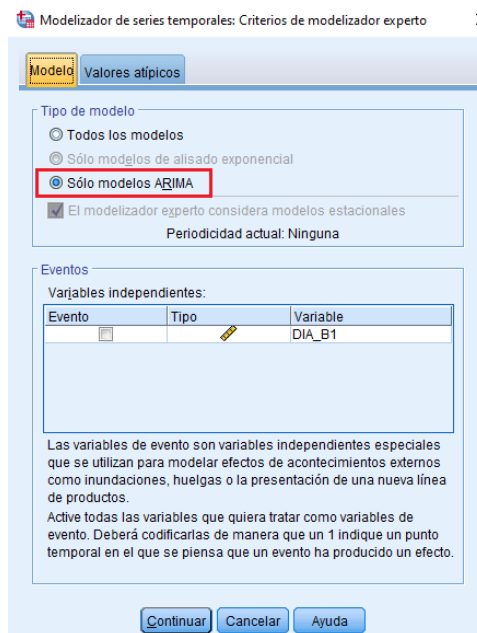


Figura 44: Panel de criterios de modelizador experto en software (Fuente: IBM SPSS Statistics).

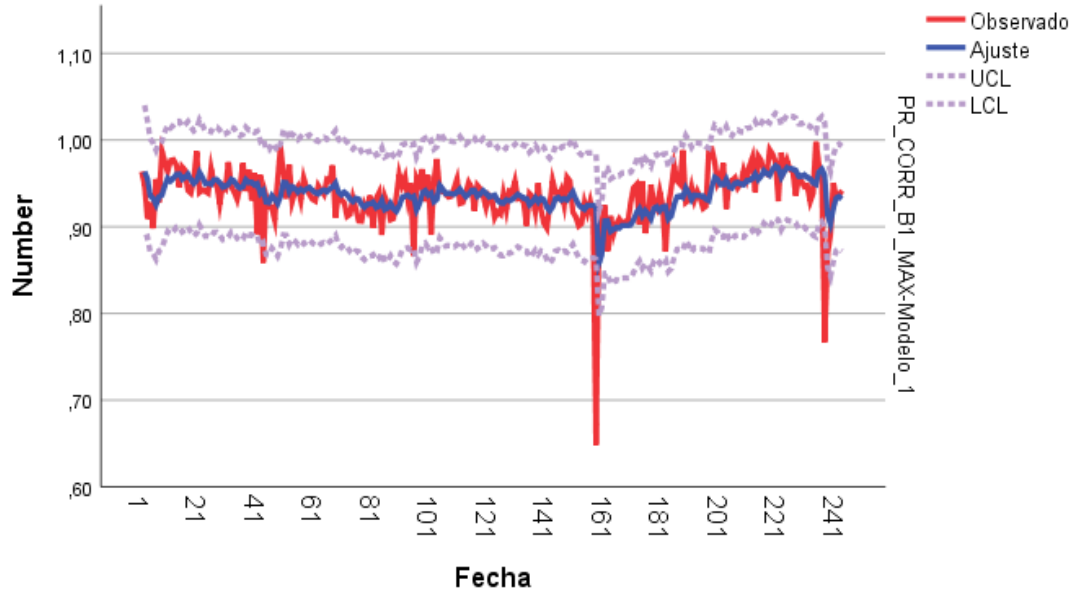


Figura 45: Modelo ARIMA (0, 1, 3) de serie temporal de PR corregido de módulo bifacial determinado por el modelizador experto del software (Fuente: IBM SPSS Statistics).

De esta manera, es posible ajustar con un modelo ARIMA específico las series temporales y así obtener los valores de DR y PLR a través de la pendiente resultante de la aplicación de una regresión lineal simple a las series de ajuste de Potencia Normalizada y PR corregidos respectivamente.

6. Resultados

El cálculo de las tasas de degradación (DR) se lleva a cabo a partir de las tendencias de las series de Potencia Normalizada obtenidas en outdoor e indoor, mientras que la determinación de los índices de pérdida de rendimiento (PLR) se estima solo a partir de la tendencia de las series de PR_{corr} , puesto que a diferencia del PR sin corregir, esta métrica considera en su cálculo las variaciones de temperatura del módulo respecto de las condiciones STC, lo que es considerado como una mejor representación del rendimiento y permite un análisis más completo en comparación al PR tradicional, el cual solo toma en cuenta la influencia de la irradiancia como factor externo en su cálculo (ver ecuaciones (3), (4), (5), (6), (7) y (8)). Sin embargo, como se señala en [16], el PR es útil en este estudio como filtro de calidad para detectar desconexiones, problemas de soiling o sombreados en piranómetros según valores excesivamente bajos o altos y de esta forma, junto con lo revisado en la literatura, permite determinar un filtro adecuado de valores de PR y PR_{corr} .

Como se menciona anteriormente, los valores de degradación y de pérdida de rendimiento se determinan directamente de las pendientes de las rectas de regresión lineal simple que se aplican sobre las series temporales ajustadas mediante el método ARIMA de las métricas de evaluación, obtenidas desde el software IBM SPSS Statistics.

6.1. Tasas de degradación (DR)

Se tienen las Potencias Normalizadas máximas obtenidas en outdoor para cada módulo, las que se muestran en la Figura 46 y Tabla 24 en Anexos. Los gráficos de las series de tiempo y ajustes ARIMA específicos para cada módulo también se encuentran registrados en Anexos.

En la Figura 47 se muestran las series temporales originales y ajustadas mediante ARIMA de la Potencia Normalizada registrada en el Laboratorio Outdoor del módulo M_1 , el cual se utiliza de referencia para describir el procedimiento de cálculo de las tasas de degradación DR .

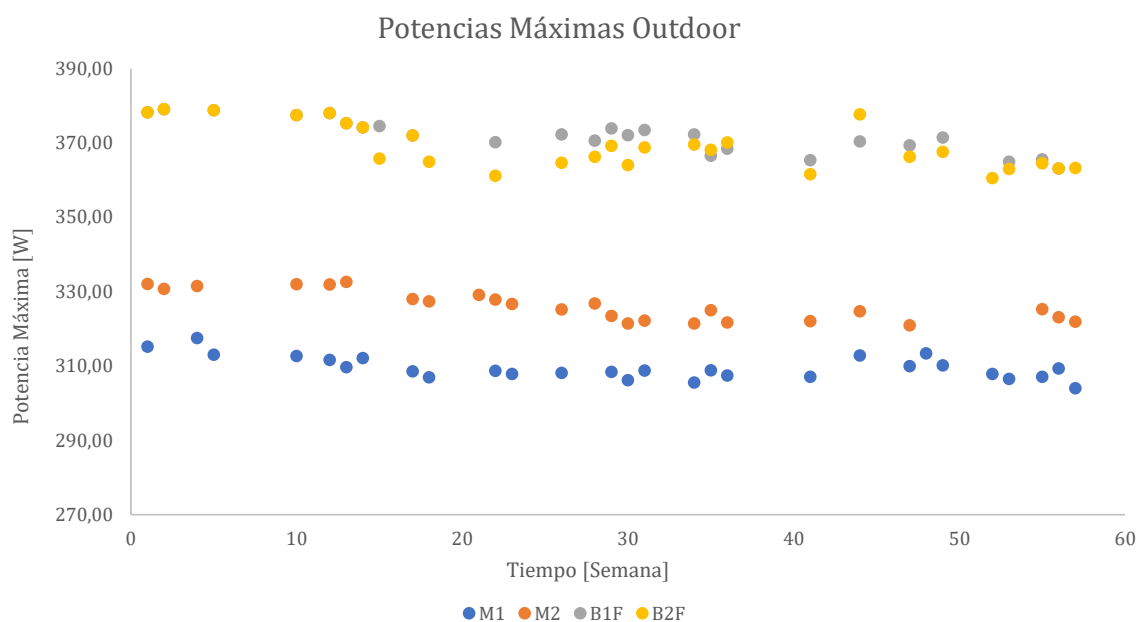


Figura 46: Mediciones de Potencia Normalizada Máxima registradas en Outdoor para cada módulo. Fuente: Elaboración propia.

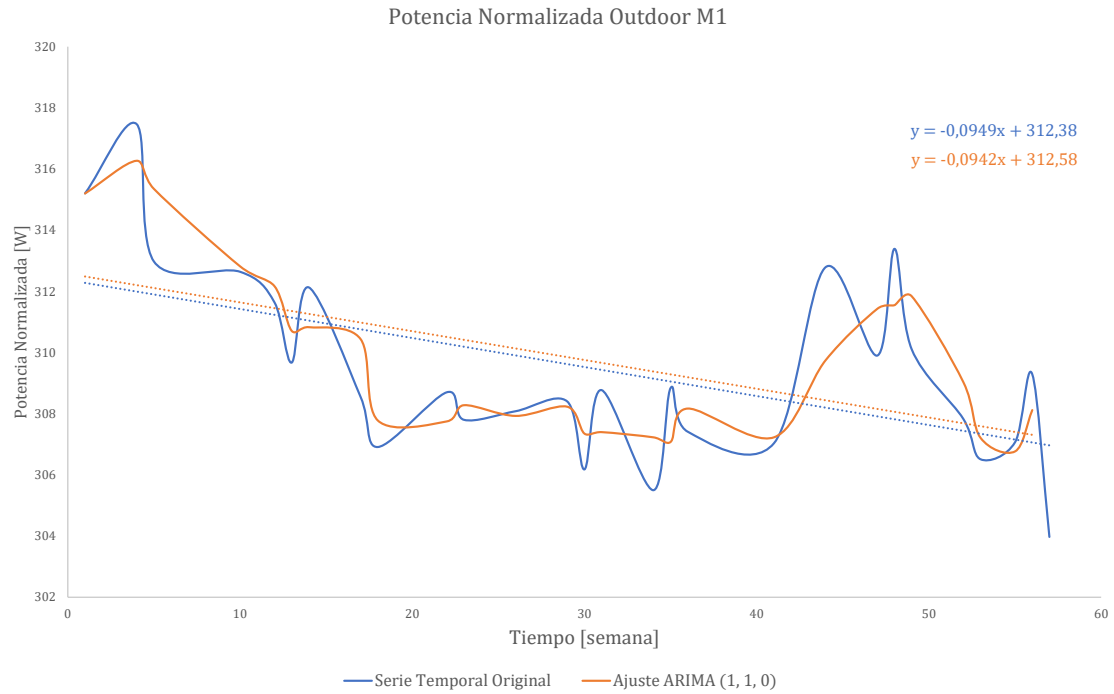


Figura 47: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (1, 1, 0) de Potencia Normalizada Máxima registrada con trazador de curvas en Laboratorio Outdoor del módulo M_1 . Fuente: Elaboración propia.

ID de modelo			Tipo de modelo
VAR00006	Modelo_1		ARIMA(1,1,0)

Resumen del modelo

Ajuste del modelo											
Estadístico de ajuste	Media	SE	Mínimo	Máximo	Percentil						
					5	10	25	50	75	90	95
R cuadrado estacionaria	,203	.	,203	,203	,203	,203	,203	,203	,203	,203	,203
R cuadrado	,360	.	,360	,360	,360	,360	,360	,360	,360	,360	,360
RMSE	2,367	.	2,367	2,367	2,367	2,367	2,367	2,367	2,367	2,367	2,367
MAPE	,595	.	,595	,595	,595	,595	,595	,595	,595	,595	,595
MaxAPE	1,779	.	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779
MAE	1,840	.	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840
MaxAE	5,565	.	5,565	5,565	5,565	5,565	5,565	5,565	5,565	5,565	5,565
BIC normalizado	1,849	.	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849

Estadísticos del modelo						
Modelo	Número de predictores	Estadísticos de ajuste del modelo	Ljung-Box Q(18)			Número de valores atípicos
		R cuadrado estacionaria	Estadísticos	GL	Sig.	

Figura 48: Resumen estadístico del modelo de ajuste ARIMA (1,1,0) obtenido del modelizador experto para serie temporal de potencia normalizada máxima de módulo M_1 . Fuente: IBM SPSS Statistics.

De la curva de ajuste ARIMA de la Figura 47, se obtiene la ecuación de la recta que tiene la forma:

$$y = mx + c \quad (27)$$

Donde y corresponde a los valores de Potencia Normalizada, x representa el tiempo en semanas, m es la pendiente en $\left[\frac{W}{sem}\right]$ y c el intercepto en unidades de $[W]$. Luego, el valor de la tasa de degradación para cada módulo vendrá dada por:

$$DR [\%/año] = \frac{m \cdot S}{P_{nom}} \cdot 100\% \quad (28)$$

Donde S son las semanas de un año calendario ($S = 52 [semana/año]$), P_{nom} corresponde a la potencia nominal del módulo respectivo ($P_{nom, M_1} = 310 [W]$) y m es la pendiente de la curva de ajuste ARIMA de la ecuación (27) ($m_{M_1} = -0,0942 \left[\frac{W}{sem}\right]$).

Luego, la tasa de degradación se expresa como un valor positivo, por lo que se utiliza el valor absoluto de la pendiente para el cálculo del DR . Además, mediante la herramienta “Data Analysis” de Excel, se obtiene la incertidumbre de la tasa de degradación a partir del error típico asociado a la pendiente de la recta de ajuste de la serie temporal correspondiente. Al aplicar la conversión de unidades respectiva, se obtiene el valor de incertidumbre de la tasa de degradación. De esta forma, la tasa de degradación obtenida para el módulo M_1 y su incertidumbre asociada se expresan como:

$$DR_{M_1} = \frac{0,0942 [W/semana] \cdot 52 [semana/año]}{310 [W]} \cdot 100\% = 1,58 [\%/año]$$

$$Error_{DR (M_1)} = \frac{0,0272 [W/semana] \cdot 52 [semana/año]}{310 [W]} \cdot 100\% = 0,46 [\%/año]$$

Finalmente, la tasa de degradación para el módulo M_1 queda expresada por:

$$DR_{M_1} = 1,58 \pm 0,46 [\%/año]$$

De manera análoga, se calculan las tasas de degradación y respectivas incertidumbres para los módulos M_2 , B_1 y B_2 obteniendo los resultados expuestos en la Tabla 7.

Tabla 7: Resumen de tasas de degradación obtenidas en Laboratorio Outdoor. Fuente: Elaboración propia.

Módulo	Tecnología	Modelo Ajuste	DR [%/año]
M_1	Monofacial mono-Si	ARIMA (1,1,0)	$1,58 \pm 0,46$
M_2	Monofacial mono-Si	ARIMA (0,1,1)	$2,86 \pm 0,42$
B_1	Bifacial multi-Si	ARIMA (0,1,1)	$3,14 \pm 0,30$
B_2	Bifacial multi-Si	ARIMA (1,1,0)	$3,45 \pm 0,60$

En el Laboratorio Indoor, se registran los valores de Potencia Normalizada máxima que se exponen en la Figura 49 y en la Tabla 25 de Anexos. Al ser datos mensuales, y excluir los valores atípicos, se cuenta con una baja cantidad de datos como para aplicar el modelo ARIMA sobre las series de tiempo. Por esta razón, se calculan las tasas de degradación mediante la aplicación de regresión lineal simple directamente sobre las series temporales, obteniendo la ecuación de la recta asociada a cada caso. Por ejemplo, para determinar la tasa de degradación del módulo M_2 mediante la metodología indoor, se aplica la regresión lineal al conjunto de datos del módulo, cuya ecuación de ajuste viene dada por la ecuación (27), y el procedimiento de cálculo del DR es el mismo utilizado anteriormente (ver Figura 50).

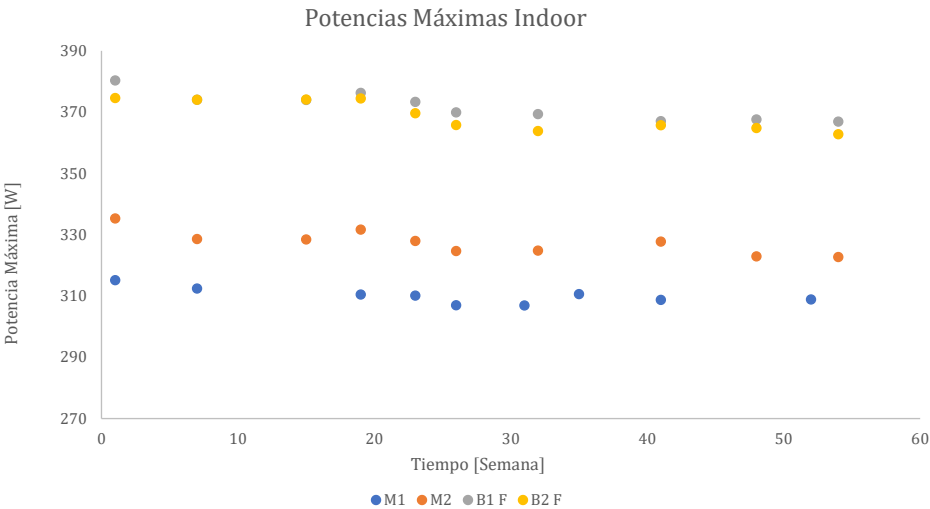


Figura 49: Mediciones de Potencia Normalizada Máxima registradas en Indoor para cada módulo. Fuente: Elaboración propia.

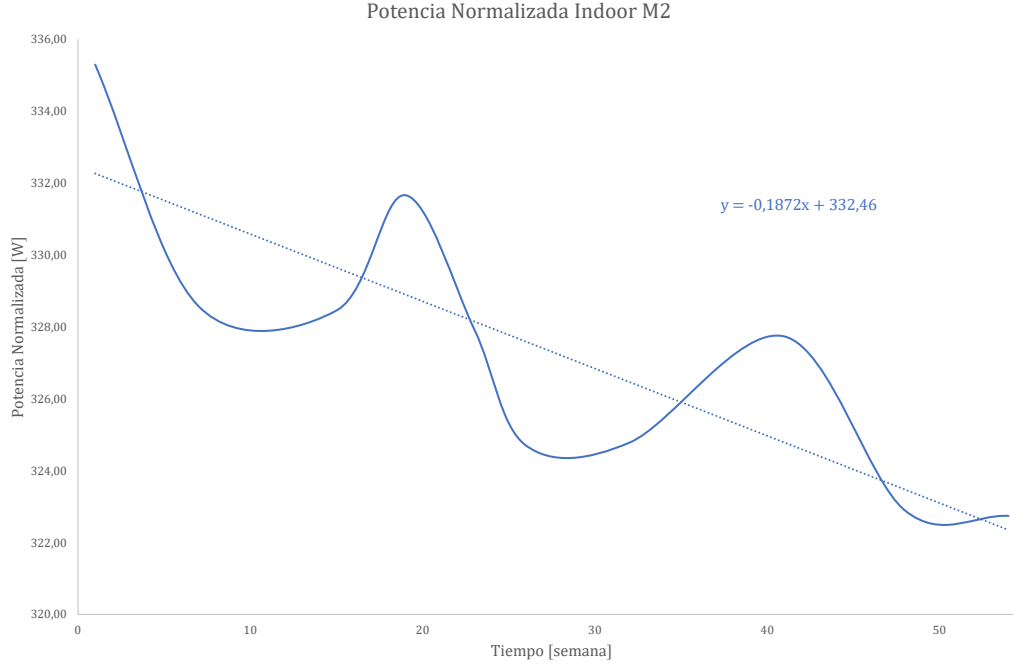


Figura 50: Serie temporal de Potencia Normalizada Máxima de módulo M_2 registradas en Indoor. Fuente: Elaboración propia.

Si bien se realiza una medición mensual en el Laboratorio Indoor, estas se contabilizan según la semana en la cual fueron realizadas con respecto al inicio del estudio, de manera que es válido utilizar la Ecuación (28) con los datos registrados. Luego, para el módulo M_2 se utilizan los siguientes valores; $S = 52$ [semana/año], $P_{nom, M_2} = 330$ [W]) y $m_{M_2} = -0,1872$ (ver Figura 50) en la ecuación (27). Se repite el procedimiento de cálculo utilizado con los datos de potencias obtenidas en outdoor para este caso, de manera que tanto la tasa de degradación del módulo M_2 como la incertidumbre calculada con los datos registrados en indoor quedan dadas por:

$$DR_{M_2} = \frac{0,1872 \text{ [W/semana]} \cdot 52 \text{ [semana/año]}}{330 \text{ [W]}} \cdot 100\% = 2,95 \text{ [%/año]}$$

$$Error_{DR(M_2)} = \frac{0,0459 \text{ [W/semana]} \cdot 52 \text{ [semana/año]}}{330 \text{ [W]}} \cdot 100\% = 0,72 \text{ [%/año]}$$

Así, la tasa de degradación para el módulo M_2 con datos Indoor es:

$$DR_{M_2} = 2,95 \pm 0,72 \text{ [%/año]}$$

De este modo, se calculan las tasas de degradación para los módulos restantes M_1 , B_1 y B_2 obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8: Resumen de tasas de degradación obtenidas en Laboratorio Indoor. Fuente: Elaboración propia.

Módulo	Tecnología	Modelo Ajuste	DR [%/año]
M_1	Monofacial mono-Si	RL	$1,94 \pm 0,73$
M_2	Monofacial mono-Si	RL	$2,95 \pm 0,72$
B_1	Bifacial multi-Si	RL	$3,29 \pm 0,53$
B_2	Bifacial multi-Si	RL	$3,54 \pm 0,65$

Tabla 9: Resumen de tasas de degradación e incertidumbres obtenidas mediante metodología Outdoor e Indoor. Fuente: Elaboración propia.

Módulo	DR [%/año]	
	Outdoor	Indoor
M_1	$1,58 \pm 0,46$	$1,94 \pm 0,73$
M_2	$2,86 \pm 0,42$	$2,95 \pm 0,72$
B_1	$3,14 \pm 0,30$	$3,29 \pm 0,53$
B_2	$3,45 \pm 0,60$	$3,54 \pm 0,65$

Las tasas de degradación informadas presentan valores esperados para los módulos sin exposición, puesto que son valores ligeramente más altos que los encontrados usualmente en la literatura para módulos c-si en estudios de largo plazo, pero que concuerdan con los rangos de valores informados para el primer año de exposición de estas tecnologías. Luego, para el caso de los módulos con exposición previa, se esperaría que presenten valores más bajos de degradación, sin embargo, los valores obtenidos son similares si se comparan por tecnología independientemente de la exposición. Para los módulos con exposición previa no se puede realizar un análisis con mayor profundidad si no se cuenta con datos de los primeros años de degradación, por lo que resulta necesario monitorear los módulos durante, por lo menos, un año adicional para que los valores de DR se acerquen a un valor representativo de la degradación que experimentan los módulos c-Si durante su vida útil en las condiciones de exposición del presente estudio.

6.2. Índices de Pérdida de Rendimiento (*PLR*)

Como se describe en la sección 5.5.2, las tendencias de las series temporales de *PR* y *PR_{corr}* permiten estimar los índices de pérdida de rendimiento de los módulos evaluados. Los gráficos de las series temporales de *PR* , *PR_{corr}*, tablas de datos y gráficos utilizados para los cálculos se muestran en Anexos.

En primer lugar, se presentan los valores de *PLR* obtenidos a partir de los datos de Performance Ratio Corregidos calculados en el Punto de Máxima Irradiancia de cada día (*PR_{corr,máx G}*). A modo de referencia, se muestra el procedimiento de cálculo del *PLR* en el *PMI* para el módulo *B₁*. En la Figura 51, se observa la gráfica de la serie de ajuste *ARIMA* (0, 1, 3), junto con la serie temporal original de los datos de dicho módulo.

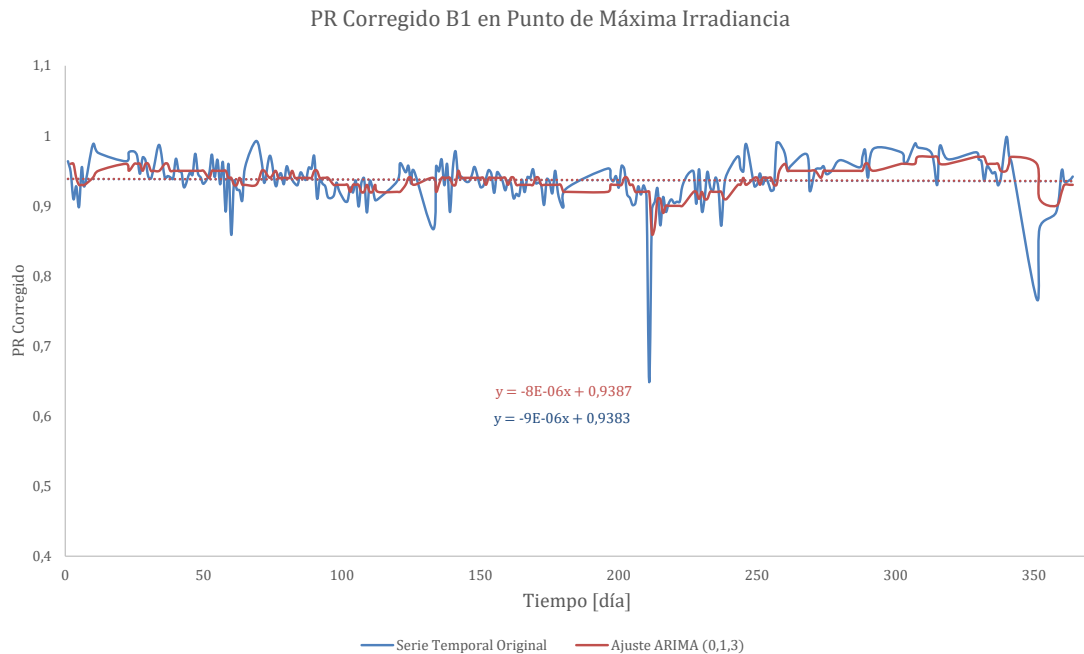


Figura 51: Serie temporal original y de ajuste con modelo *ARIMA* (0, 1, 3) de *PR* corregido en punto de máxima irradiancia del módulo *M₂*. Fuente: Elaboración propia.

A partir de los datos ajustados de la métrica *PR_{corr,máx G}*, se aplica una regresión lineal simple para extraer los valores de la ecuación de la recta correspondiente. Al igual que para el cálculo de las tasas de degradación de potencia, esto se realiza mediante la herramienta “Data Analysis” de Excel con el fin de obtener los valores exactos de pendiente, intercepto y error

típico asociados (para determinación de incertidumbre). Con esto, es posible calcular el índice de pérdida de rendimiento basándose en la metodología aplicada en el estudio presentado en la revisión bibliográfica *A photovoltaic degradation evaluation method applied to bifacial modules* (2023) [16], donde se aplica la ecuación (23) para determinar el PLR según las tendencias de los valores de PR corregido.

Es importante notar que, para el caso del estudio de referencia, se utiliza en el cálculo un valor de PR mensual, por lo que se ingresa la cantidad de meses en el año (12 [mes/año]) en la ecuación para obtener la tasa de pérdida de rendimiento anual. En este caso, al estar trabajando con un PR corregido diario, se debe utilizar la cantidad $D = 365$ [día/año] para anualizar el valor de PLR . Con esto, la ecuación (23) se reescribe como:

$$PLR [\%/año] = \frac{D \cdot m}{c} \cdot 100\% \quad (29)$$

De esta forma, para el módulo B_1 , se obtiene una ecuación de la recta de la forma $y = mx + c$, con valores de pendiente $m = -8,4942 \cdot 10^{-6}$ [1/día], intercepto $c = 0,9387$ [–] y la variable temporal x en días. Además, se obtiene un error típico de la pendiente de $e = -1,4939 \cdot 10^{-5}$ [1/día]. Luego, al aplicar la ecuación (29) con estos valores, se obtiene:

$$PLR_{B_1, máx G} = \frac{365 [\text{día/año}] \cdot (-8,4942 \cdot 10^{-6}) [1/\text{día}]}{0,9387 [-]} \cdot 100\% = -0,33 [\%/año]$$

$$Error_{PLR (B_1, máx G)} = 1,4939 \cdot 10^{-5} \left[\frac{1}{\text{día}} \right] \cdot 365 \left[\frac{\text{día}}{\text{año}} \right] \cdot 100\% = \pm 0,42 [\%/año]$$

Luego, el PLR obtenido con los valores de $PR_{corr, máx G}$ para el módulo B_1 queda expresado por:

$$PLR_{B_1, máx G} = -0,33 \pm 0,42 [\%/año]$$

De manera análoga se determinan los índices de pérdida de rendimiento de los módulos M_1 , M_2 y B_2 con los valores de $PR_{corr, máx G}$ respectivos, obteniendo los resultados que se exponen en la Tabla 10.

Tabla 10: Resumen de índices de pérdida de rendimiento obtenidos en base a PR corregido en punto de máxima irradiancia diaria. Fuente: Elaboración propia.

Módulo	Tecnología	Modelo Ajuste	PLR [%/año]
M_1	Monofacial mono-Si	$ARIMA(0,1,1)$	$-7,95 \pm 0,76$
M_2	Monofacial mono-Si	$ARIMA(0,1,1)$	$-4,55 \pm 0,84$
B_1	Bifacial multi-Si	$ARIMA(0,1,3)$	$-0,33 \pm 0,42$
B_2	Bifacial multi-Si	$ARIMA(0,1,1)$	$-3,16 \pm 0,36$

El segundo análisis se basa en el cálculo de PR_{corr} calculado de forma diaria (ver sección 5.5.2) utilizando las ecuaciones (6), (7) y (8). Al ser una serie temporal de valores diarios de PR ($PR_{corr,diario}$), el procedimiento de cálculo es el mismo que para el $PR_{corr,máx G}$. En la Figura 52 se muestran las series originales y ajustadas mediante el modelo $ARIMA(1,0,1)$ para los valores de $PR_{corr,diario}$ del módulo B_2 , el cual se utiliza de referencia para la determinación del PLR .

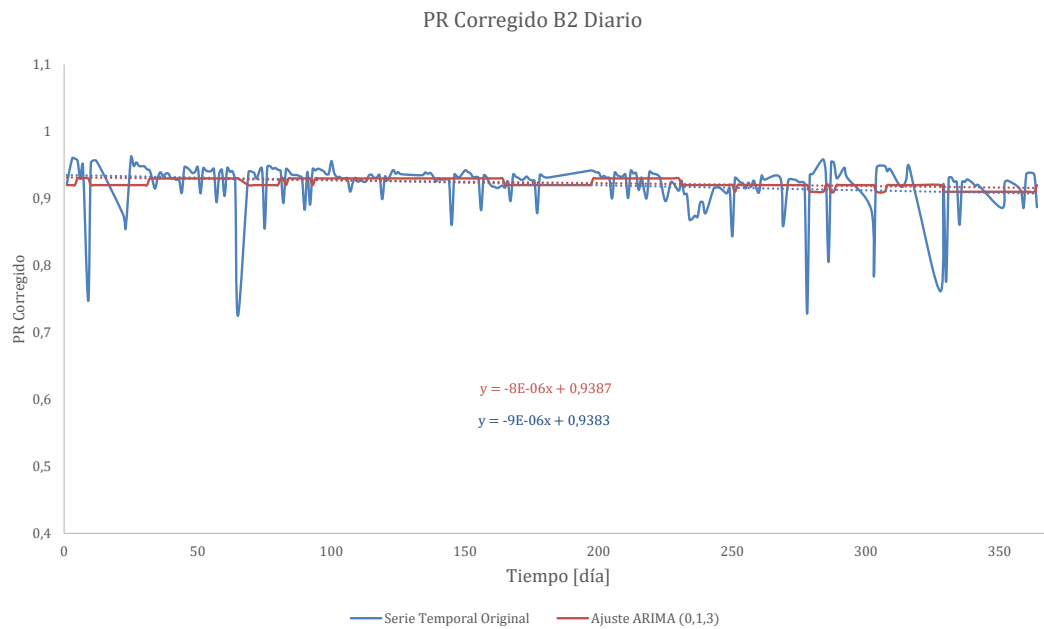


Figura 52: Serie temporal original y de ajuste con modelo $ARIMA(1,0,1)$ de PR corregido diario del módulo B_2 . Fuente: Elaboración propia.

Con la ecuación de la recta obtenida, se aplica la ecuación (29), obteniendo lo siguiente:

$$PLR_{B_2,diario} = \frac{365 [\text{día/año}] \cdot (-4,3611 \cdot 10^{-5}) [1/\text{día}]}{0,9315 [-]} \cdot 100\% = -1,71 [\%/año]$$

$$Error_{PLR (B_2,diario)} = 3,2637 \cdot 10^{-6} \left[\frac{1}{\text{día}} \right] \cdot 365 \left[\frac{\text{día}}{\text{año}} \right] \cdot 100\% = \pm 0,12 [\%/año]$$

Luego, el PLR obtenido con los valores de $PR_{corr,diario}$ para el módulo B_2 queda expresado por:

$$PLR_{B_2,diario} = -1,71 \pm 0,12 [\%/año]$$

De manera análoga se determinan los índices de pérdida de rendimiento de los módulos M_1 , M_2 y B_1 con los valores de $PR_{corr,diario}$ respectivos, obteniendo los resultados que se exponen en la Tabla 11.

Tabla 11: Resumen de índices de pérdida de rendimiento obtenidos en base a PR corregido diario. Fuente: Elaboración propia.

Módulo	Tecnología	Modelo Ajuste	$PLR [\%/año]$
M_1	Monofacial mono-Si	$ARIMA (0,1,1)$	$-6.60 \pm 1,04$
M_2	Monofacial mono-Si	$ARIMA (0,1,6)$	$-5,52 \pm 1,21$
B_1	Bifacial multi-Si	$ARIMA (1,1,2)$	$+0,95 \pm 0,10$
B_2	Bifacial multi-Si	$ARIMA (1,0,1)$	$-1,71 \pm 0,12$

Tabla 12: Resumen de PLR obtenidos con análisis de PR_{corr} calculado en PMI y diario: Fuente: Elaboración propia.

Módulo	Análisis de PR_{corr} en PMI		Análisis de PR_{corr} Diario	
	Modelo Ajuste	$PLR [\%/año]$	Modelo Ajuste	$PLR [\%/año]$
M_1	$ARIMA (0,1,1)$	$-7,95 \pm 0,76$	$ARIMA (0,1,1)$	$-6.60 \pm 1,04$
M_2	$ARIMA (0,1,1)$	$-4,55 \pm 0,84$	$ARIMA (0,1,6)$	$-5,52 \pm 1,21$
B_1	$ARIMA (0,1,3)$	$-0,33 \pm 0,42$	$ARIMA (1,1,2)$	$+0,95 \pm 0,10$
B_2	$ARIMA (0,1,1)$	$-3,16 \pm 0,36$	$ARIMA (1,0,1)$	$-1,71 \pm 0,12$

Los valores de *PLR* obtenidos para cada módulo en particular son similares según las dos metodologías de cálculo aplicadas, sin embargo, se observan valores ligeramente más altos en condiciones de alta irradiancia, lo cual puede interpretarse como una mayor pérdida de rendimiento de los módulos al estar sometidos a valores altos de irradiancia durante el día.

Para el caso particular de los módulos monofaciales, se obtienen valores muy altos, sin embargo, se condicen con resultados de algunos estudios de degradación temprana, como el citado estudio realizado en Ghana [20], donde para módulos monofaciales mono y policristalinos de silicio se registran valores de *PLR* entre 7,8 [%/año] y 8,4 [%/año] durante 14 meses de estudio (ver sección 2.5.3). A partir de estos valores, que posiblemente pueden de estar influenciados por modos de degradación temprana como el LID, se puede interpretar que, en este caso, dichos módulos son más sensibles a factores externos que influyen negativamente en el rendimiento de los módulos monofaciales, como suciedad o sombreados parciales.

A modo de verificar la influencia de la suciedad en el rendimiento de estas tecnologías, se observa en la Figura 53 un gráfico de *PR* del módulo M_1 , donde se indican dos eventos de limpieza realizados en el mes de febrero para medición de curvas I-V con el trazador realizados el 14/02/2023 y el 24/02/2023. Se aprecia un alza notoria en la tendencia del rendimiento en los días posteriores a limpiar los módulos con respecto al comportamiento de los días previos.

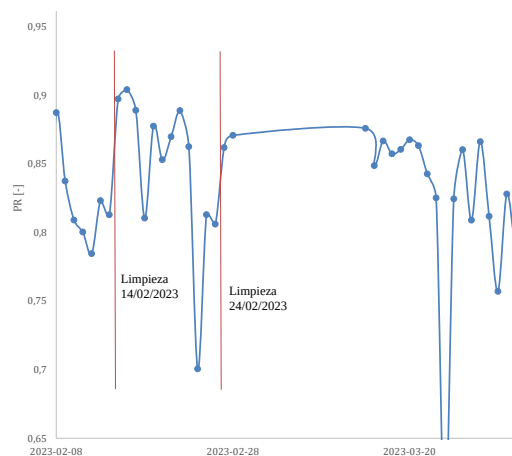


Figura 53: Eventos de limpieza en febrero de 2023 indicados en gráfico de *PR* de M_1 . Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de los módulos bifaciales, los valores de PLR son más bajos que los obtenidos para los módulos monofaciales, lo cual se puede interpretar como una menor sensibilidad a efectos de pérdida de rendimiento ajenos a la degradación. Esto puede asociarse directamente a la tecnología de cada módulo, puesto que los módulos monofaciales del presente estudio son de tecnología policristalina (ver Tabla 6). Estos tipos de módulos están compuestos de múltiples cristales con diferentes orientaciones, lo que puede causar una mayor susceptibilidad a la degradación inducida por la exposición al sol y otros factores ambientales. Además, la presencia de bordes de grano puede facilitar la formación de defectos y la difusión de impurezas, lo que contribuye a una mayor degradación con el tiempo. Por otro lado, los módulos monocristalinos (como es el caso de los módulos bifaciales en este estudio) están hechos de un solo cristal con una estructura uniforme, lo que les otorga una mayor resistencia a la degradación y una mejor estabilidad a largo plazo en comparación con los policristalinos [42].

Para ambos módulos se observa una pérdida de rendimiento mayor en el análisis basado en el PR_{corr} calculado en el punto de máxima irradiancia (PMI). Sin embargo, para el módulo B_1 se observa la particularidad de presentar un PLR positivo en el análisis diario y un valor negativo en el análisis en el PMI . En ambos casos, resultan valores cercanos a 0, lo cual puede deberse a que la pérdida de rendimiento para este módulo es prácticamente nula. Sin embargo, es posible que estos valores sugieran que el módulo haya entrado en una fase de estabilización de su rendimiento justo en el periodo final del estudio, considerando que este módulo presenta una exposición total de 3 años, lo cual se refleja en la tendencia del PR (ver Figura 79 y Figura 83).

Cabe mencionar que es posible que los módulos con exposición inicial estén entrando en una fase de estabilización de su rendimiento, como lo sugieren los resultados obtenidos del módulo B_1 . Estos fenómenos son comunes en distintas tecnologías de silicio cristalino, y es por esto que varios estudios proponen análisis basados en distintas etapas dentro de la vida útil de los módulos, puesto que existen periodos de recuperación de ciertos modos de degradación o estabilización del rendimiento de los módulos c-Si, lo cual se presenta después de un periodo prolongado de exposición a la luz [3].

6.3. Termografía

A continuación, se muestran los resultados obtenidos al realizar la prueba de termografía mediante el uso de la cámara termográfica, cuyo procedimiento de medición se describe en la sección 5.3.

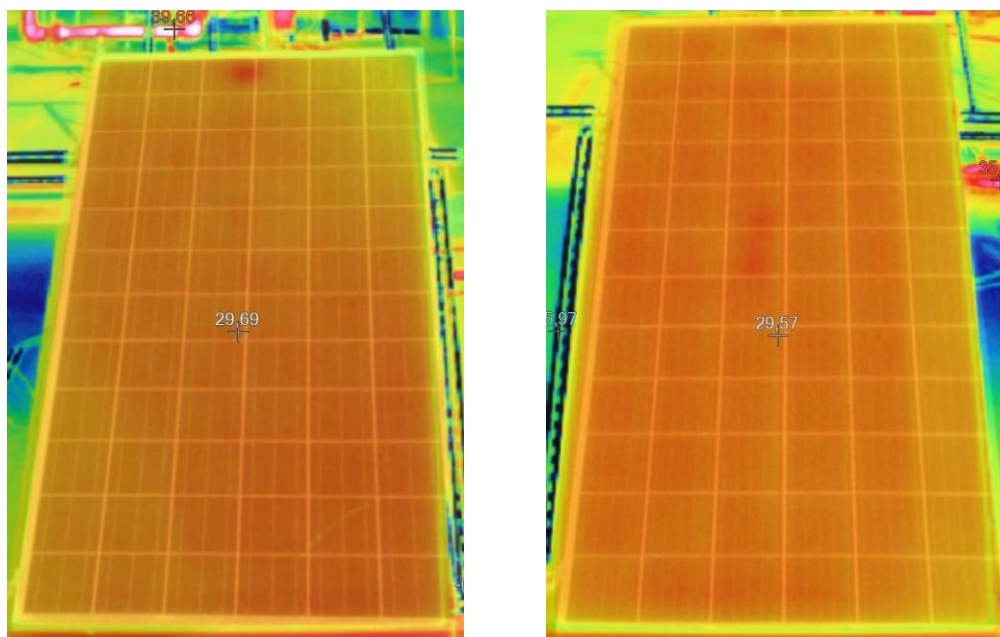


Figura 54: Imagen de termografía de módulos M_1 y M_2 . Fuente: Elaboración propia.

En las imágenes de termografía para los módulos monofaciales de la Figura 54 se observan algunos puntos calientes, los que corresponden a las conexiones ubicadas en la parte posterior de cada módulo. Además, para el módulo M_1 se observa una línea más clara en la esquina inferior derecha de la imagen, la cual presenta una temperatura más baja con respecto a la superficie del módulo. Ésta corresponde a una rayadura físicamente visible en el módulo y que posee una alta reflectividad, lo que impide la incidencia de radiación en dicha zona.

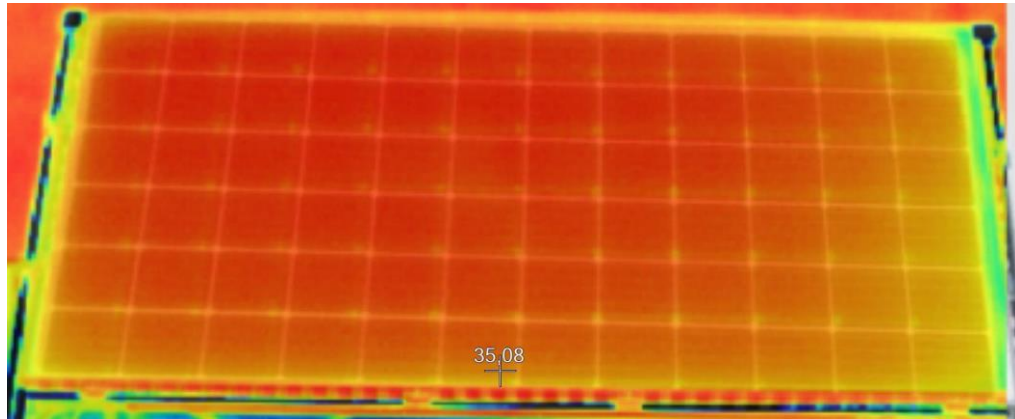


Figura 55: Imagen de termografía de cara frontal de módulo B_1 . Fuente: Elaboración propia.

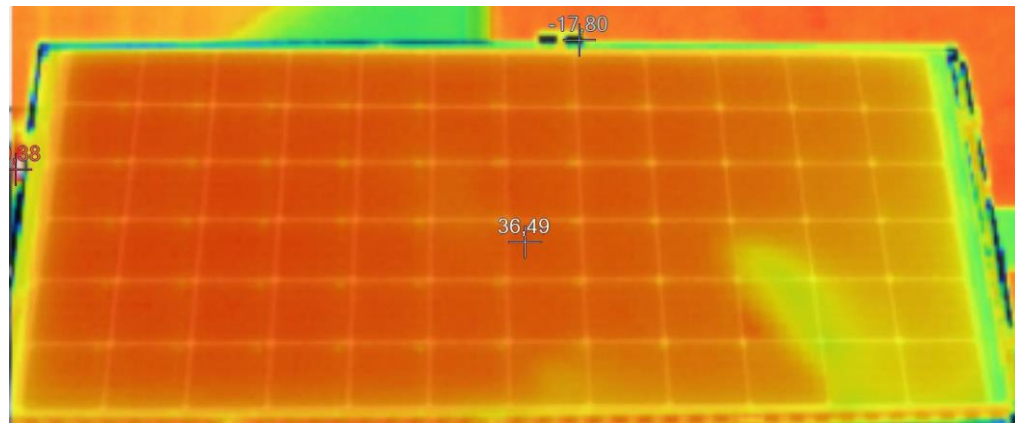


Figura 56: Imagen de termografía de cara frontal de módulo B_2 . Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de las caras frontales no se observan defectos apreciables en termografía, sin embargo, para la cara frontal del módulo B_2 en la Figura 56 se observa una zona de baja temperatura en la esquina inferior derecha, la cual corresponde a un sombreado que se presentó en el momento de la captura de la imagen. Por otro lado, las caras posteriores tampoco presentan defectos apreciables, salvo sombreados producidos por las estructuras de soporte de los módulos (Figura 57 y Figura 58).

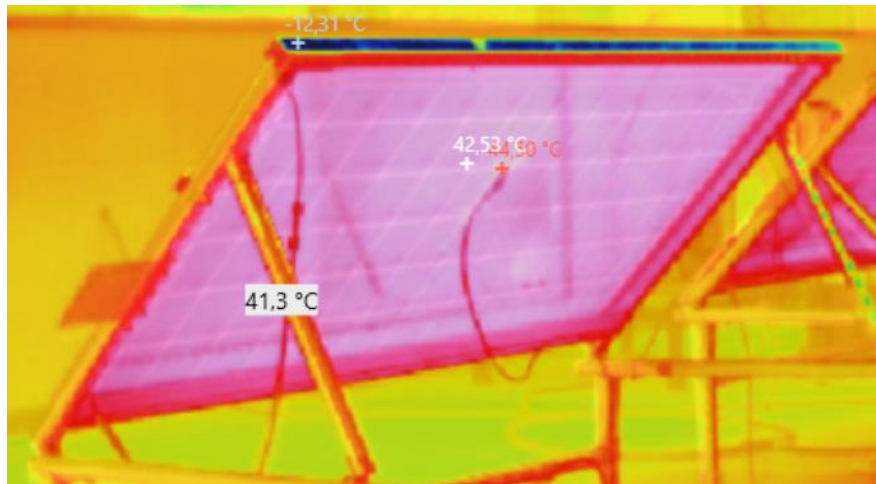


Figura 57: Imagen de termografía de cara posterior de módulo B_1 . Fuente: Elaboración propia.

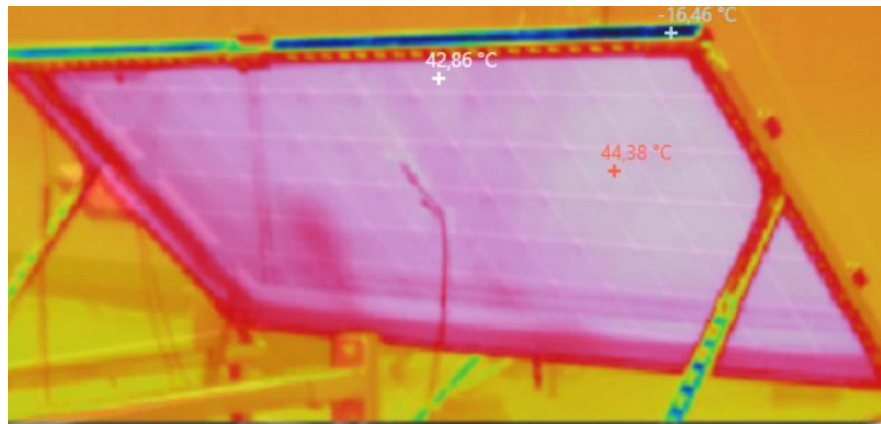


Figura 58: Imagen de termografía de cara posterior de módulo B_2 . Fuente: Elaboración propia.

6.4. Electroluminiscencia

Se muestran los resultados obtenidos al realizar la prueba de electroluminiscencia en el laboratorio, cuyo procedimiento de medición se describe en la sección 5.4. En primer lugar, se exponen las imágenes de los módulos completos para luego especificar las celdas que presentan fallas o defectos según la categorización que indica la norma IEC 60904-13:2018 [35]. Para referenciar las celdas de los módulos se enumeran filas y columnas con números y letras respectivamente (números crecientes hacia abajo y letras en orden alfabético hacia la derecha).

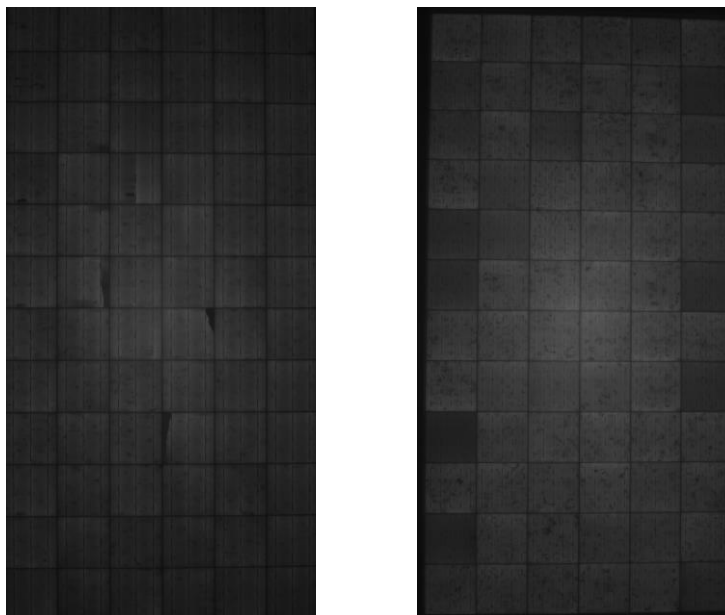


Figura 59: Electroluminiscencias de módulos M_1 y M_2 respectivamente. Fuente: Elaboración propia.

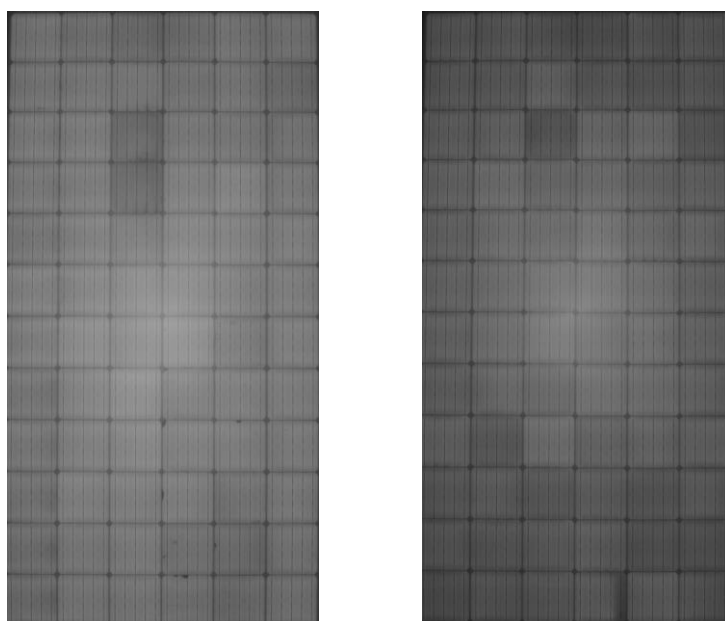


Figura 60: Electroluminiscencia de cara frontal de módulos B_1 y B_2 respectivamente. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13: Defectos detectados en EL para módulo M_1 . Fuente: Elaboración propia.

Módulo M_1		
Celda		Defecto
A2		Microfisuras
A4		Cracking Tipo C
A6		Cracking Tipo C
B6		Fisura activa
C4		Interconexión incorrecta o unión de la cinta de pestañas
C7		Interconexión incorrecta o unión de la cinta de pestañas
D7		Rotura en las orillas
D9		Rotura en las orillas

Tabla 14: Defectos detectados en EL para módulo M_2 . Fuente: Elaboración propia.

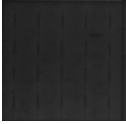
Módulo M_2		
Celda		Defecto
A5		Microfisuras
A6		Microfisuras
B7		Cracking Tipo A

Tabla 15: Defectos detectados en EL para módulo B_1 . Fuente: Elaboración propia.

Módulo B_1		
Celda		Defecto
A2		Microfisura
C3		Microfisuras
D8		Rotura en las orillas
D9		Rotura en las orillas

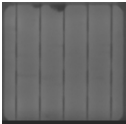
D10		Rotura en las orillas
D11		Microfisuras
D12		Roturas en las orillas
E7		Dedos cortados
E9		Rotura en las orillas
E11		Rotura en las orillas

Tabla 16: Defectos detectados en EL para módulo B_2 . Fuente: Elaboración propia.

Módulo B_2		
Celda		Defecto
D12		Mala soldadura de cinta
E6		Dedos cortados

A modo general, se observa que los módulos sin exposición inicial (M_2 y B_2) presentan una menor cantidad de defectos apreciables en comparación con los módulos con exposición inicial (M_1 y B_1) los cuales presentan una mayor cantidad de defectos de distintos tipos detallados anteriormente.

En comparación a las pruebas de EL realizadas anteriormente por Valentina Navarro [17] y Valeria Reyes [18] se conservan los defectos ya detectados y se distinguen nuevos defectos en algunos módulos, los cuales se informan en el resumen que se muestra en la Tabla 17 (se consideran resultados obtenidos en la última prueba de EL realizada por Valeria Reyes).

Tabla 17: Resumen de detección de nuevos defectos en cada módulo. Fuente: Elaboración propia.

Módulo	Nuevos defectos detectados
M_1	Microfisuras (A2), Cracking Tipo C (A6)
M_2	Microfisuras (A5, A6), Cracking Tipo A (B7)
B_1	Rotura en las orillas (D8)
B_2	No hay nuevos defectos respecto a última medición

7. Análisis Económico

Para finalizar el estudio, se propone analizar la influencia de las tasas de degradación calculadas en condiciones outdoor en las proyecciones económicas de una planta de generación fotovoltaica real, comparando con el impacto de las tasas de degradación nominales entregadas por los fabricantes. Para esto, se lleva a cabo una simulación basada en la evaluación técnica-económica de una planta solar fotovoltaica de 3 [MW] [38]. Este estudio es utilizado como referencia para realizar el análisis (ver sección 2.5.6).

La simulación se desarrolla mediante el software PVSyst para evaluar las tasas de degradación de módulos de distintas tecnologías instalados en 4 ubicaciones distintas. Los paneles fotovoltaicos analizados se encuentran instalados en Santiago y en distintas plantas solares ubicadas en la región de Atacama y Antofagasta; Diego de Almagro (Copiapó), Planta Solar del Desierto de Atacama (PSDA, Antofagasta) y Finis Terrae (Calama). Para cada ubicación, se tiene un conjunto acotado de módulos con tasas de degradación calculadas experimentalmente para cada uno. El análisis se centra en los módulos que presenten las tasas de degradación más altas de cada ubicación, por lo que se evalúa un caso por cada zona, donde cada uno es simulado con degradación nominal y con degradación calculada.

Para efectos comparativos, las simulaciones se realizarán con un mismo módulo de referencia, el cual será el módulo M_1 evaluado en la presente metodología, y que corresponde a un módulo policristalino de silicio monofacial marca Astronergy con potencia nominal de 310 [W], el cual se acerca a las características módulo monofacial policristalino utilizado en el estudio de referencia [38]. Para cada simulación se cargan los datos del módulo de referencia, datos meteorológicos asociados a cada ubicación y las tasas de degradación correspondientes a cada caso. Cabe mencionar que el presente análisis considera las degradaciones obtenidas con la metodología outdoor para los módulos ubicados en Santiago, las cuales se informan en la sección 6.1. Se muestra un resumen de las características de los módulos que presentan las degradaciones calculadas máximas en cada zona evaluada considerada en el análisis en la Tabla 18.

Los datos del sistema fotovoltaico y parámetros económicos de la inversión que se ingresan en el software PVSyst son extraídos del estudio de referencia [38]. En la Tabla 19 se muestran las características principales de este sistema.

Tabla 18: Resumen de características de módulos y tasas de degradación nominales y calculadas máximas por zona utilizadas para el análisis del costo de energía. Fuente: Elaboración propia.

Ubicación	Módulo (ID)	Marca	Tecnología	Tasas de Degradación [%/año]	
				Nominal	Calculada
Santiago	RSM72-6-370BMDG	Risen	Bifacial mono-Si	0,5	3,45
Finis Terrae	JKM 310PP-72-V	Jinko	Monofacial multi-Si	0,5	0,71
Diego de Almagro	NA-E135L5	Sharp	Monofacial Thin-Film	0,5	1,52
PSDA	ATAMOS HET	Atamos	Bifacial HET	0,5	1,11

Tabla 19: Características generales del sistema fotovoltaico del estudio de referencia. Fuente: [38].

Módulos Utilizados	Coenergy PH250P
Tecnología	Monofacial Policristalino de Silicio
Potencia Nominal [W]	250
Cantidad de Módulos [–]	11.978
Potencia Total Instalada [MW]	2,982
Potencia Total Inversores [MW]	2,880
Inversión Estimada [\$USD]	4.746.504
Inversión Inicial [\$USD]	4.237.950
Costos de O&M [\$USD/año]	140.629

En PVSyst es posible simular un sistema determinado junto con la configuración de los módulos para la generación de energía eléctrica. Para esto, se simulan sistemas con características y configuraciones similares al de la planta de generación fotovoltaica de referencia, procurando que cada sistema sea simulado con los módulos de referencia, junto con las condiciones de degradación y ubicaciones de instalación respectivas (ver Tabla 18 y Tabla 20).

Tabla 20: Ubicaciones geográficas de los módulos cargadas en PVSyst. Fuente: Elaboración propia

Ubicación	Módulo (ID)	Coordenadas Geográficas		
		Latitud [°]	Longitud [°]	m.s.n.m [m]
UTFSM Santiago, Chile	RSM72-6-370BMDG	−33,4903	−70,6194	562
Planta Finis Terrae Calama, Chile	JKM 310PP-72-V	−22,3326	−69,5276	1223
Planta Diego de Almagro Copiapó, Chile	NA-E135L5	−26,3788	−70,0205	828
PSDA Antofagasta, Chile	ATAMOS HET	−24,0906	−69,9289	965

Para cada sistema se considera una configuración de 4 módulos en cadenas de 2.990, logrando un total de 11.960 módulos y una potencia total instalada de 3,7 [MW] en cada simulación. Además, se consideran 2.990 inversores SolarMax 1500SP.

7.1. Evaluación de impacto económico mediante LCOE

Para evaluar el impacto económico de las tasas de degradación, se utiliza el cálculo del valor del costo nivelado de la energía (*LCOE*) el cual es un indicador que se define como la razón entre la suma de los costos totales de instalación (CAPEX y OPEX) entre la producción total durante la vida útil del sistema [39]. En la ecuación (30) se muestra la fórmula de cálculo del *LCOE* utilizada en el artículo *Compendium of photovoltaic degradation rates* [2].

$$LCOE \left[\frac{\$USD}{MWh} \right] = \frac{Costo\ Inicial + \sum_{n=1}^N \frac{Costos\ de\ O\&M \cdot (1 - T_I)}{(1 + r)^n \cdot \frac{R}{(1 + r)^n}}}{\sum_{n=1}^N Producción\ Inicial \cdot \frac{(1 - DR)^n}{(1 + r)^n}} \quad (30)$$

Donde R corresponde al valor residual de la instalación al final del periodo de evaluación, T_I es la tasa impositiva, r es la tasa de descuento, DR es la tasa de degradación, n es el año de vida útil y N es la vida operativa en años. Para evaluar los diferentes casos, se asume que los gastos de inversión, los costos totales anuales, la tasa de descuento se mantienen fijos, mientras que la cantidad de energía producida y la vida útil operativa varían según las tasas de degradación de los módulos fotovoltaicos (Tabla 18).

También, existe la fórmula del $LCOE$ en formato reducido (ecuación (31)) la cual considera únicamente los costos de inversión, de operación y mantenimiento, producción inicial de energía y tasa de degradación del sistema.

$$LCOE \left[\frac{\$USD}{MWh} \right] = \frac{CAPEX + n \cdot OPEX}{E_0 \cdot (1 - DR)^n} \quad (31)$$

La ecuación de cálculo del $LCOE$ puede abarcar muchos términos más dependiendo del tipo de proyecto solar que se esté desarrollando o bien la cantidad de información que se posee para determinarlo, por ejemplo, también es posible considerar el costo del combustible (en caso de que la planta generadora lo requiera), impuestos de intereses bancarios, depreciación, deudas, tasas de interés, entre otros factores que influyen en el costo para producir una unidad de energía. Cabe mencionar que, para este caso, el valor del $LCOE$ se entrega automáticamente al realizar la evaluación económica en el software PVSyst, según los parámetros del sistema ingresados en la simulación del proyecto.

7.2. Simulaciones de sistemas fotovoltaicos en PVSyst

En la evaluación técnico-económica de referencia se establecen los costos de instalación y costos de operación y mantenimiento, los cuales se muestran en Anexos la Tabla 26 y Tabla 27 respectivamente, donde se incluyen montos cobrados por empresas externas como la compañía de distribución CONAFE y la empresa de mantención Fleischmann. Cabe destacar que dicho estudio toma en consideración proyecciones, análisis económicos y de mercado mucho más detallados que el alcance del presente trabajo debido a la evaluación técnico-económica de una planta fotovoltaica real. En dicho estudio se obtiene un valor de $LCOE = 127,57 [\$/MWh]$.

Los costos de operación y mantenimiento mencionados anteriormente serán utilizados como referencia para calcular el valor de $LCOE$ en cada simulación mediante el software PVSyst, ingresando las respectivas degradaciones nominales y calculadas de cada caso. Al ingresar los montos en la sección

Evaluación Económica de PVSyst, se agrupan ciertos costos de instalación como también algunos montos de operación y mantenimiento, realizando ciertas consideraciones para poder ingresarlos en las categorías que dispone el software, algunas de las cuales se muestran en la Figura 61.

The screenshot displays two side-by-side panels from the PVSyst software. The left panel, titled 'Costos de instalación', shows a list of installation components with columns for 'Descripción', 'Cantidad', 'Precio unitario', and 'Total'. It includes categories like 'Módulos FV', 'Inversores', 'Otros componentes', 'Estudios y análisis', 'Instalación', and 'Seguro'. The right panel, titled 'Costos de operación (anual)', shows a list of annual operating costs with columns for 'Descripción' and 'Costo anual'. It includes categories like 'Mantenimiento', 'Alquiler de terrenos', 'Seguro', 'Cargos bancarios', 'Administrativo, contabil...', 'Impuestos', and 'Subsidios'. Both panels have a 'Total' row at the bottom.

Figura 61: Panel de Evaluación Económica del software. Fuente: Elaboración propia en PVSyst.

Las consideraciones para ingresar los costos del sistema fotovoltaico de referencia en las categorías que permite el software se muestran en la Tabla 21 y Tabla 22, correspondientes a los costos de operación y mantenimiento y costos de instalación respectivamente.

Tabla 21: Costos de operación y mantenimiento ingresados en PVSyst basados en estudio de referencia. Fuente: Elaboración propia.

Categorías de referencia de estudio	Categoría PVSyst	Costo total [USD/año]
Costo de operación y mantenimiento (CONAFE) + Costo de mantención y monitoreo mensual	Reparaciones	52.677
Costo de limpieza de tableros	Limpieza	54.000
Arriendo del terreno	Alquiler de terrenos	6.800
Servicio de cálculo y facturación mensual + costo de administración (CONAFE)	Administrativo, contabilidad	27.152
Total		140.629

Tabla 22: Costos de instalación ingresados en PVSyst basados en estudio de referencia. Fuente: Elaboración propia.

Categorías de referencia de estudio	Categorías PVSyst	Costo total [\$USD]
Paneles Fotovoltaicos	Módulos FV	1.976.879
Suministro e instalación de paneles	Soportes Para Módulos	482.548
Inversores	Inversores	490.517
Cables	Cableado	190.512
Cajas de conexión	Caja de conexiones	116.879
Sistema de vigilancia + Sistema de control	Sistema de monitoreo	118.414
Sistema meteorológico	Sistema de medición	20.091
Ingeniería y estudio	Estudios y análisis	110.700
Instalación de faena + Obras civiles	Costo de instalación global por módulo	366.195
Entrega	Transporte	30.298
Celdas MT	Ajustes	47.172
Sistema de puesta a tierra + Instalaciones electromecánicas, conexionado, pruebas	Conexión a la red	287.745
Inversión Total		4.237.950

Con estos valores, es posible realizar las evaluaciones económicas estableciendo los parámetros de costos de inversión, fondos propios (\$USD 4.746.504) y tasa de descuento del 10% en la pestaña de *Parámetros Financieros* dentro del panel de *Evaluación Económica*.

Luego, para cada sistema en particular se ingresan los valores de degradación nominal o calculada (según sea el caso) en el panel de *Herramientas de Envejecimiento* como se exhibe a modo de ejemplo en el recuadro rojo de la Figura 62. Una vez ingresados los parámetros, se ejecuta la simulación de envejecimiento en la misma ventana.

Finalmente, es posible generar un informe donde se detallan las características del sistema evaluado y los resultados financieros, donde se indican los valores de *LCOE* obtenidos. Es importante mencionar que, al definir la configuración del sistema, se debe realizar una simulación en la pantalla principal del proyecto, para luego ejecutar la simulación de envejecimiento con los parámetros de degradación ingresados para cada caso.

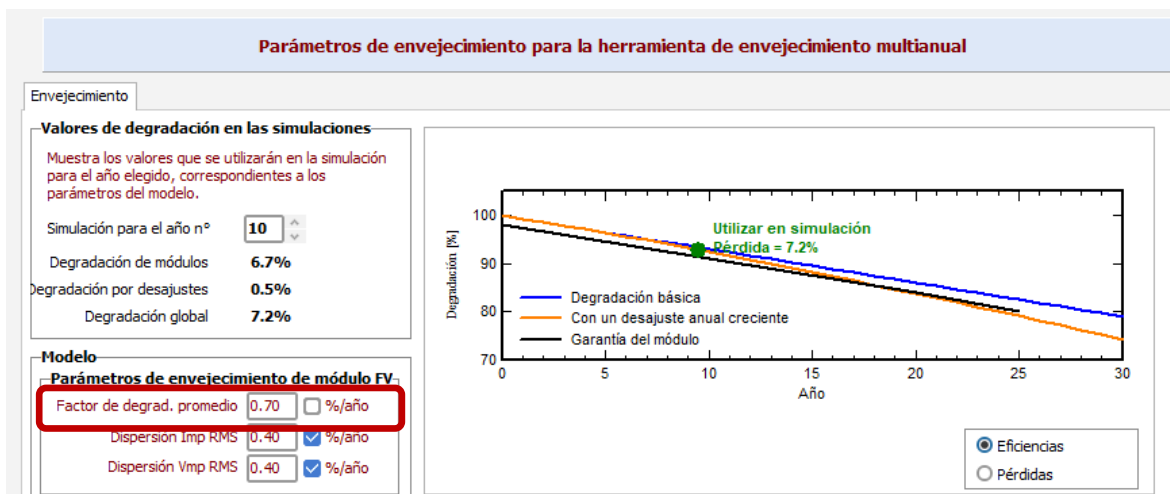


Figura 62: Ejemplo de ingreso de tasa degradación en panel de parámetros de envejecimiento del sistema en PVsyst.
Fuente: Elaboración propia.

7.3. Resultados de LCOE.

Una vez realizado este procedimiento para cada sistema, evaluando con las tasas de degradación nominales y calculadas expuestas en la Tabla 18, se obtienen los valores del indicador de costo nivelado de energía *LCOE* arrojados por el software, los cuales se muestran agrupados según ubicación junto con las degradaciones calculadas máximas por zona en la Tabla 23 y gráficamente en la Figura 63.

Tabla 23: Valores de *LCOE* para los sistemas simulados según ubicaciones y degradaciones ingresadas en cada caso.
Fuente: Elaboración propia.

Simulación de Sistema		Tasa de Degradación [%/año]		<i>LCOE</i> [\$USD/MWh]	
Ubicación	Módulo (ID)	Nominal	Calculada	Con DR nominal	Con DR calculada
Santiago	CHSM6612P-310	0,5	3,45	110,5	131,8
Finis Terrae	CHSM6612P-310	0,5	0,71	87,6	89,1
Diego de Almagro	CHSM6612P-310	0,5	1,52	90,8	98,2
PSDA	CHSM6612P-310	0,5	1,11	85,4	89,5

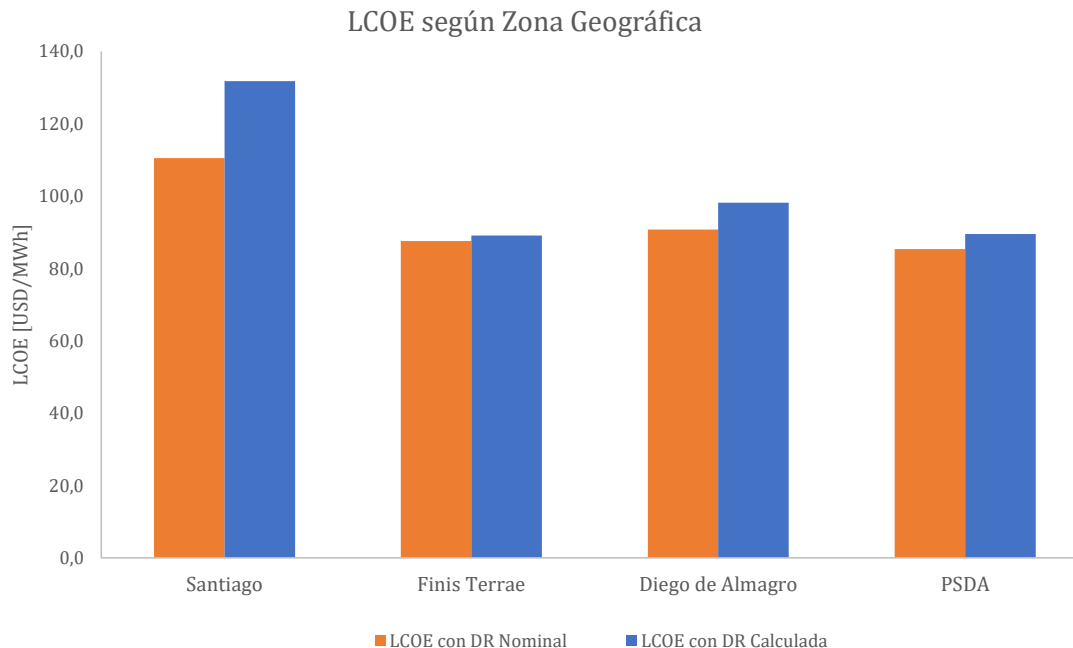


Figura 63: LCOE según degradaciones máximas y nominales por zona de instalación. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 23 se observa que las degradaciones nominales de cada módulo son valores más bajos que las tasas calculadas en outdoor para los módulos que presentan la mayor degradación en cada zona, lo cual se refleja gráficamente en los valores calculados de *LCOE* (Figura 63) debido a que existe una correlación positiva entre los valores de degradación y los de *LCOE*, es decir, mientras mayor tasa de degradación, mayor será el valor del *LCOE*, y viceversa, lo cual es esperable considerando que el costo de la energía depende directamente de la potencia que puedan producir los módulos que conforman un sistema fotovoltaico durante el periodo de evaluación.

Para el caso de Santiago se observa una diferencia relativa porcentual entre valores de *LCOE* de un 19,3%. Esta variación es la mayor respecto a las demás zonas estudiadas y responde a la diferencia entre la tasa de degradación nominal con la calculada máxima obtenida en dicha zona, la cual va desde un 0,5 [%/año] a un 3,45 [%/año] respectivamente, mientras que, la menor diferencia relativa entre valores de *LCOE* corresponde a un 1,7% obtenida en Finis Terrae debido a la cercanía entre la tasa de degradación nominal (0,5 [%/año]) y la calculada (0,71 [%/año]). Para el caso de las plantas solares PSDA y Diego de Almagro se obtienen diferencias porcentuales de un 4,8% y 8,1% asociadas a las tasas de degradación calculadas de 1,11 [%/año] y 1,52 [%/año] respectivamente.

De manera adicional, es posible contrastar la influencia de las condiciones de irradiancia de cada zona reflejada en cada valor de *LCOE* si se observan los resultados obtenidos con degradaciones nominales entregadas por los fabricantes, considerando que cada sistema es idéntico (conformado por módulos Astronergy CHSM6612P-310) y con tasas de degradación nominales igual a 0,5 [%/año]. En este sentido, un valor alto de *LCOE* indica menor disponibilidad del recurso solar y un valor menor corresponde a una mayor disponibilidad. En la Figura 64 se observa la irradiación global horizontal (GHI) anual de cada zona, donde se aprecia claramente una mayor disponibilidad de irradiancia en las locaciones del norte del país, a comparación con el caso de Santiago, lo cual se condice con los valores de *LCOE* expuestos en la Figura 63.

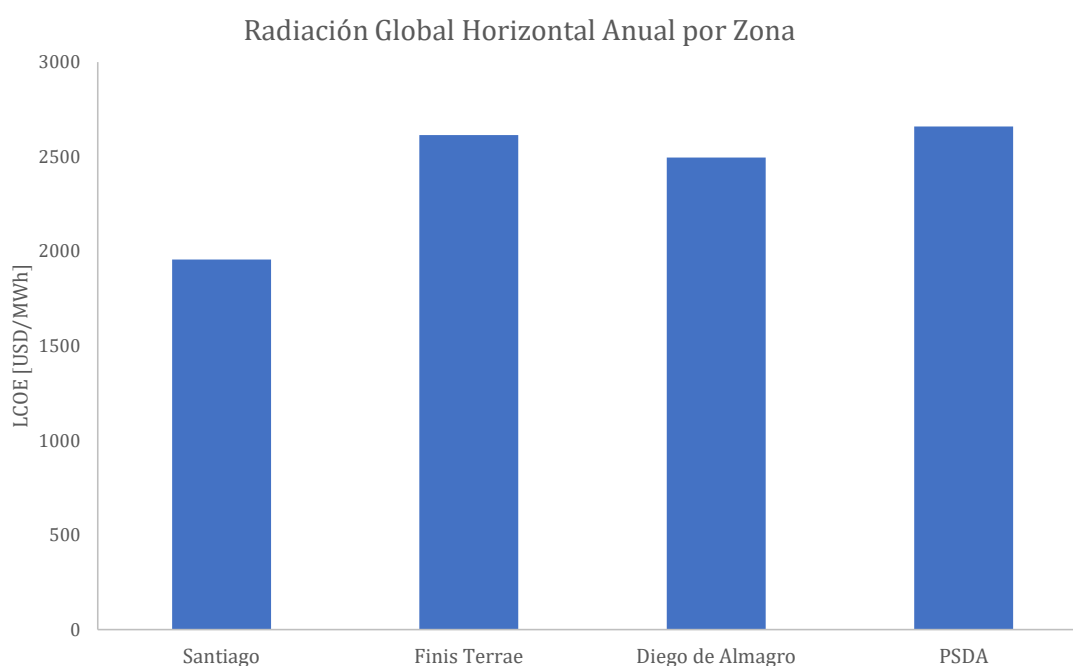


Figura 64: Radiación Global Horizontal anual según zona evaluada. Fuente: Meteonorm 8.1 PVSyst.

Para propósitos de este estudio, es posible hacer un análisis de las variaciones de los valores de *LCOE* obtenidos con los datos ingresados, ya que pueden ser de gran utilidad para evaluar la competitividad proyectos reales de distintas tecnologías, comparar soluciones para alcanzar un cierto nivel de competitividad, y también para tomar decisiones a nivel de empresa para invertir recursos que aumenten el valor de la empresa dentro del mercado.

Por ejemplo, si se suponen ciertos escenarios en los cuales una determinada compañía debe enfocarse en uno de ellos para aumentar su valor, un correcto análisis de impacto de *LCOE* puede indicar en cuál de ellos resulta más conveniente invertir recursos desde el punto de vista competitivo, mientras que, una decisión errónea puede significar pérdidas importantes que afecten negativamente a la economía del proyecto. Asumiendo un caso hipotético en el que se tiene un CAPEX y OPEX similares, que la tecnología ofrecida al mercado representa un 50% de la inversión necesaria para llevar a cabo la planta de generación, así como también los costos de operación y mantenimiento, la vida útil de la instalación es de 20 años y el deterioro de la eficiencia es de un 1%, se tienen las siguientes opciones para reducir el costo nivelado de la energía:

- Aumentar eficiencia en un 10%.
- Reducir costos de inversión en un 10%.
- Reducir costos de operación y mantenimiento en un 10%.
- Reducir la tasa de degradación del sistema en un 10%.
- Extender la vida útil del sistema en un 10%.

El impacto en la reducción porcentual del valor del *LCOE* de cada una de las opciones se expone gráficamente en la Figura 65.

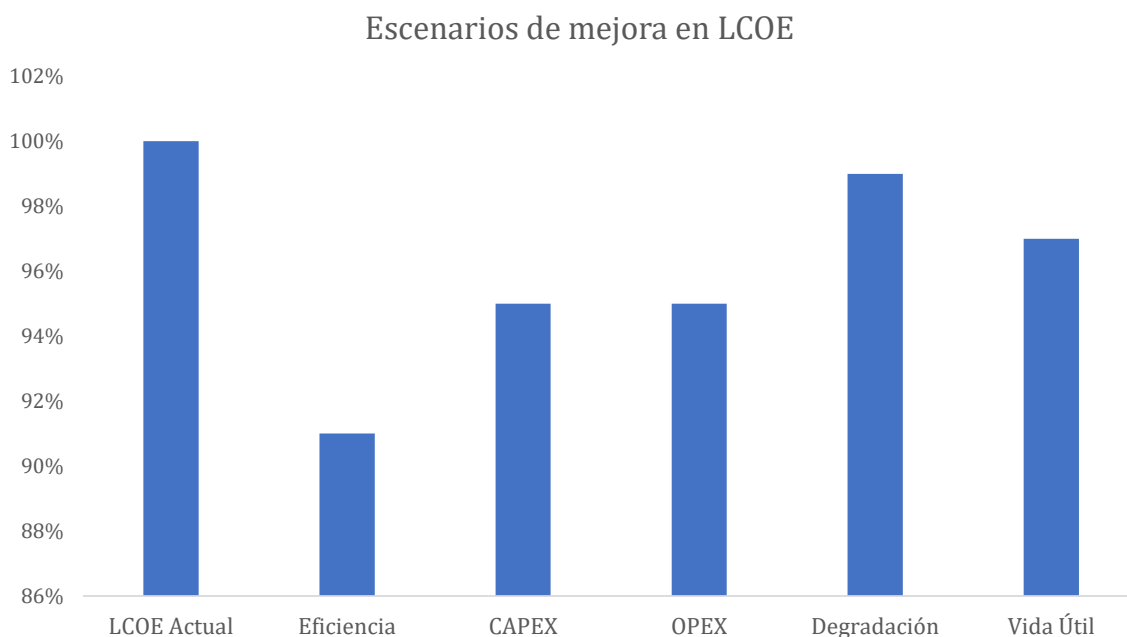


Figura 65: Ejemplo de impacto en LCOE de alternativas para mejorar competitividad de un proyecto solar. Fuente: Energy Technology Sherpa.

En este caso de ejemplo, los resultados indican que la alternativa más conveniente para invertir recursos y aumentar la competitividad en este caso de ejemplo corresponde a aumentar la eficiencia en un 10%, mientras que la menos favorable viene dada por enfocarse a reducir la degradación del sistema en un 10%. En escenarios reales, resulta fundamental realizar un análisis detallado y obtener valores de degradación confiables con bajas incertidumbres, como lo propone el estudio de evaluación degradación expuesto en el presente trabajo, puesto que es posible que en condiciones reales resulte más conveniente enfocar los recursos a disminuir la tasa de degradación del sistema o en alguna otra opción según el impacto que se genere en el valor del *LCOE*. En este sentido, la toma de decisiones en base a valores de degradación nominales o poco confiables, puede derivar en decisiones erróneas y provocar grandes pérdidas económicas, disminuyendo la viabilidad financiera del proyecto.

Para el caso de una evaluación económica de un determinado proyecto solar, donde se cuente con gran cantidad de información financiera del mismo, los valores de *LCOE* son útiles para evaluar la competitividad de distintos sistemas de producción de energía en base al precio de venta de energía eléctrica. Por ejemplo, según la Comisión Nacional de Energía (CNE) [41], el Precio Medio de Mercado de ventas libres (PMM_{VL}) de la energía para diciembre de 2023 equivale a 101,95 [$\$/MWh$] considerando un valor actual del dólar de 870 [CLP]. Por lo tanto, los valores de *LCOE* calculados que se encuentren por debajo al precio de venta de energía, resultan ser competitivos y viables económicamente. Si estos valores son mayores a las tarifas de electricidad, se deben tomar cursos de acción para lograr una disminución gradual del valor de *LCOE* en el tiempo a medida que el valor de venta de energía aumenta, para así lograr el punto de paridad de red, en el que el valor de *LCOE* se iguala al precio de venta de energía eléctrica y desde donde el proyecto solar resulta ser viable económicamente.

Notar que, para los casos evaluados, las simulaciones hechas para ubicaciones del norte del país arrojan valores de *LCOE* obtenidos con degradación calculada menores que el PMM_{VL} , no así con el valor calculado para Santiago, el cual no es conveniente en primera instancia. Aun así, se debe considerar que se utilizan datos técnicos y económicos en base a un estudio del año 2015, por lo que los valores de *LCOE* obtenidos tienden a ser más altos de lo que son actualmente, tomando en consideración el crecimiento en el desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas y, en consecuencia, la disminución en los costos de instalación, operación y mantenimiento. En base a lo anterior, para propósitos de este estudio, las **variaciones** de los resultados de *LCOE* aportan información suficiente para los análisis realizados respecto de los escenarios presentados en este apartado.

8. Conclusiones

En el presente trabajo, se logra implementar con éxito la metodología propuesta con la cual se recopilan datos útiles para determinar valores de degradación de los módulos M_1 , M_2 , B_1 y B_2 durante 12 meses de monitoreo. Con la información obtenida se logran estimar las Tasas de Degradación de los módulos evaluados mediante mediciones de P_{norm} realizadas en condiciones outdoor e indoor que cuantifican la reducción gradual de la potencia máxima esperada. De esta manera, se informan valores que van desde un 1,58 [%/año] a un 3,54 [%/año] según la tecnología y exposición de cada módulo en operación (ver Tabla 9) que, si bien son un poco altos en el caso de los módulos con exposición inicial, se encuentran dentro de los rangos de valores que se encuentran en la literatura para periodos de estudio similares al del presente documento.

Por otro lado, con el fin de considerar la degradación de los módulos, junto con las pérdidas estacionales, térmicas y otros factores externos que afectan a la degradación a largo plazo como la suciedad o sombras, se estiman valores del Índice de Pérdida de Rendimiento para poder cuantificar el monitoreo del rendimiento de los módulos en condiciones de operación determinadas mediante la recopilación de datos continuos durante el periodo de evaluación en base a la métrica de PR_{corr} . Esta métrica es calculada en condiciones de alta irradiancia (PR_{corr} calculado en el Punto de Máxima Irradiancia de cada día) y en condiciones normales de operación diarias (PR_{corr} calculado con los datos diarios de operación). Para el análisis basado en el PMI, los resultados de PLR van desde $-0,33$ [%/año] hasta un $-7,95$ [%/año], mientras que en el análisis diario se consiguen valores de $0,95$ [%/año] hasta un $-6,60$ [%/año] (ver Tabla 12). Para ambos casos, los valores más altos corresponden a los módulos monofaciales, siendo estos los que resultan más sensibles a factores asociados a las condiciones de operación, principalmente soiling en comparación a los módulos bifaciales, lo cual puede asociarse a su naturaleza policristalina.

Para la realización de este trabajo, se realiza una extensiva búsqueda de información a través de la revisión del Estado del Arte, la cual permite dar pauta de cómo desarrollar una metodología de evaluación de degradación según los distintos estudios ya aplicados en módulos cristalinos de silicio (monofaciales y bifaciales) con metodologías de medición en exterior e interior. Además, los resultados obtenidos en este estudio se pueden comparar con los resultados informados en dichos artículos donde se estiman valores de degradación (DR y PLR) en periodos de tiempo similares al caso del presente estudio. Por otro lado, existen diversos artículos de revisión de las metodologías de cálculo de valores de degradación mediante la aplicación de modelos estadísticos, donde se

sugiere que el modelo ARIMA es uno de los más utilizados y aquel que genera menores incertidumbres en sus resultados para estudiar la tendencia de las métricas de rendimiento.

Por otro lado, se logra completar un año de toma de datos de los módulos tanto con el trazado de curvas I-V en exterior e interior, como con la recopilación de datos continuos de parámetros eléctricos y meteorológicos mediante el datalogger. Si bien hay pérdida de datos durante periodos cortos de tiempo ya sea por desconexiones o incorrecta instalación de sensores, aun así es posible calcular las métricas de rendimiento seleccionadas y obtener sus respectivas series temporales con éxito aplicando el modelo ARIMA mediante el software IBM SPSS Statistics, permitiendo así capturar la tendencia de las métricas atenuando las influencias de datos faltantes, valores atípicos y cambios de nivel, lo que permite obtener resultados más precisos para las estimaciones de los valores de degradación (DR y PLR). Esto se refleja en las incertidumbres de los resultados obtenidos, donde al realizar una regresión lineal directamente a las series temporales de las métricas, se obtiene una incertidumbre mucho mayor en comparación a la incertidumbre obtenida al aplicar regresión a las series de ajuste ARIMA de las mismas métricas.

Si bien se obtienen datos confiables para el periodo de estudio, es recomendable aumentar la cantidad de datos en, por lo menos, un ciclo estacional adicional, es decir, un año más de datos. Esto ayudará a que los valores de DR y PLR se acerquen a un valor más representativo de la degradación y rendimiento que experimentan los módulos c-Si durante su vida útil y también a identificar, si existen, etapas de estabilización del rendimiento y/o degradación durante este periodo. Existen varios artículos que plantean un análisis basado en un “punto de cambio” donde se utilizan algoritmos para identificar los puntos en que la tendencia adopta otro comportamiento y así identificar etapas de degradación que requieran de un análisis en particular, lo que deriva en una mejor representación del comportamiento de los módulos estudiados, por ejemplo, en las condiciones de exposición actuales, permitiendo a su vez que los valores que se obtengan sean extrapolables a un periodo más prolongado de la vida útil de cada módulo.

Por último, se realiza un análisis del impacto de las tasas de degradación en las proyecciones económicas según el Costo Nivelado De Energía ($LCOE$) de un proyecto solar fotovoltaico simulado en distintas ubicaciones del país mediante el software PVSyst, donde se comparan resultados con tasas de degradación obtenidas experimentalmente y con valores nominales entregados por fabricantes. Se obtuvieron diferencias porcentuales entre $LCOE_{DR,calc}$ y $LCOE_{DR,nom}$ que van desde un 1,7% a un 19,3% según cada caso, correspondientes a Finis Terrae

y Santiago respectivamente. Los resultados responden a la diferencia entre los valores de degradación nominales y calculados, además de la influencia de la disponibilidad del recurso solar que presenta cada zona.

En base a los resultados y al análisis expuesto, es posible destacar la relevancia de llevar a cabo evaluaciones económicas con estudios de evaluación de degradación en condiciones reales de exposición, considerando que el cálculo del *LCOE* esta ligado directamente con la capacidad de producción energética de un determinado sistema durante cierto periodo de tiempo, y a su vez, el *LCOE*, si bien no es el único parámetro a considerar en una evaluación económica de estos tipos de proyectos, si es un indicador que puede utilizarse para tomar decisiones de inversión tanto previo a la construcción de una planta de energía como durante la operación de la misma, por lo que el hecho de contar con información fidedigna de la degradación del sistema resulta fundamental para no tomar decisiones que potencialmente puedan perjudicar las finanzas del proyecto. Además, es importante destacar que se vio que en estos casos no es relevante el valor en sí del costo nivelado de energía, si no como varía dicho valor según los caminos que se decidan tomar para mejorar la competitividad de la empresa a cargo del proyecto, por lo cual la ecuación simplificada de cálculo de *LCOE* brinda información suficiente para estos propósitos.

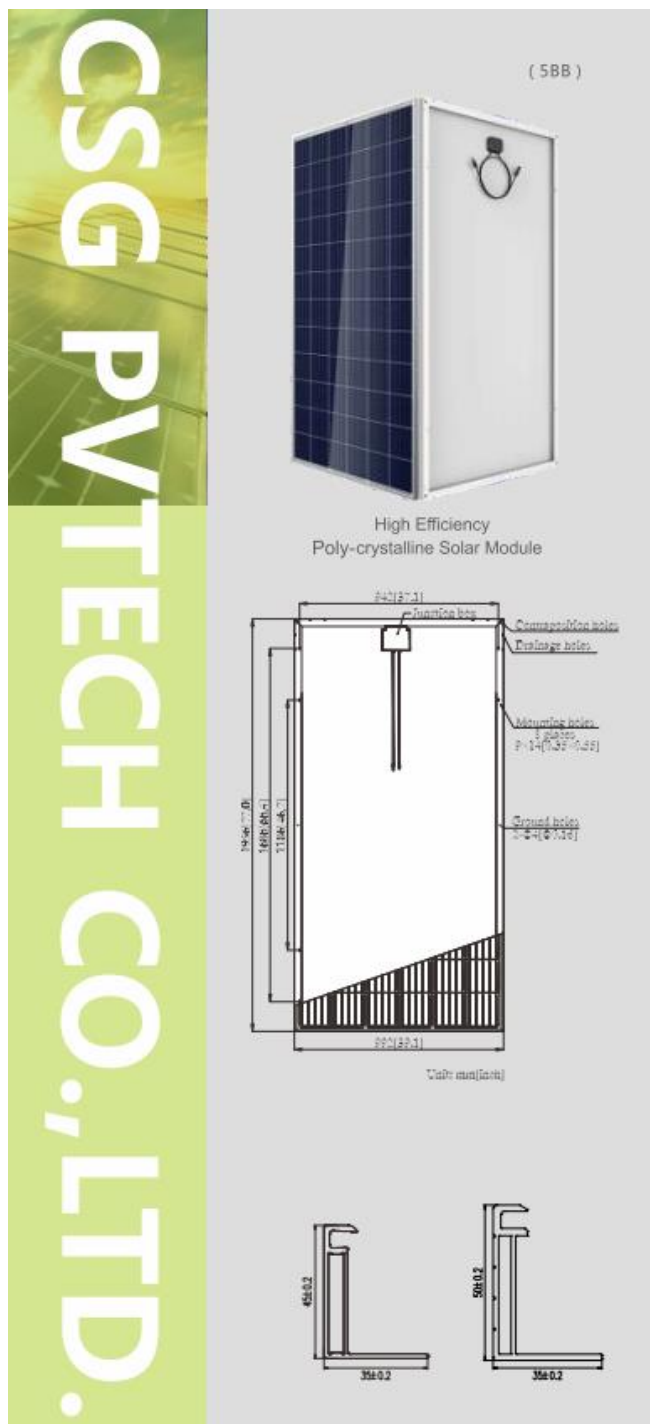
Ahora bien, para una evaluación económica en detalle donde se cuenta con gran cantidad de datos e información financiera de un determinado proyecto de energía solar, resulta relevante evaluar la viabilidad económica de dicho proyecto según un valor preciso del *LCOE* que permita comparar su valor con las proyecciones de las tarifas de venta de energía eléctrica y así determinar si resulta conveniente llevar a cabo el proyecto y en cuanto tiempo este será rentable.

9. Anexos

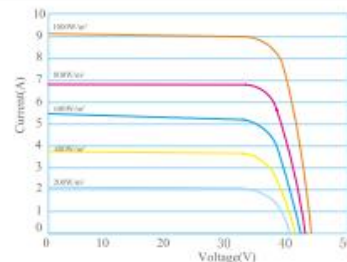
9.1. Anexo A: Fichas técnicas de módulos evaluados

300	305	310	315	320	EN
ELECTRICAL SPECIFICATIONS					
STC rated output (P_{mpp})*	300 Wp	305 Wp	310 Wp	315 Wp	320 Wp
PTC rated output (P_{mpp})**	273.2 Wp	277.9 Wp	282.5 Wp	287.2 Wp	291.9 Wp
Standard sorted output			0/+5 Wp		
Warranted power output STC ($P_{nominal}$)	300 Wp	305 Wp	310 Wp	315 Wp	320 Wp
Rated voltage (V_{mpp}) at STC	35.74 V	35.77 V	35.80 V	35.83 V	35.86 V
Rated current (I_{mpp}) at STC	8.40 A	8.53 A	8.68 A	8.80 A	8.93 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at STC	45.16 V	45.29 V	45.42 V	45.55 V	45.68 V
Short circuit current (I_{sc}) at STC	8.91 A	8.95 A	8.99 A	9.02 A	9.06 A
Module efficiency	15.5%	15.8%	16.0%	16.3%	16.5%
Rated output (P_{mpp}) at NOCT	209.5 Wp	213.0 Wp	216.5 Wp	220.0 Wp	223.5 Wp
Rated voltage (V_{mpp}) at NOCT	32.63 V	32.67 V	32.70 V	32.71 V	32.74 V
Rated current (I_{mpp}) at NOCT	6.42 A	6.52 A	6.62 A	6.73 A	6.82 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at NOCT	41.44 V	41.56 V	41.68 V	41.80 V	41.92 V
Short circuit current (I_{sc}) at NOCT	6.89 A	6.92 A	6.95 A	6.98 A	7.01 A
Temperature coefficient (P_{mpp})	- 0.408%/K	Maximum system voltage (UL/IEC)		1000 V _{DC} ***	
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.050%/K	Number of diodes		6 (or 3)	
Temperature coefficient (I_{mpp})	- 0.003%/K	Maximum series fuse rating		15 A	
Temperature coefficient (V_{mpp})	- 0.406%/K	*** Option: 1500V _{DC} for special requirement in advance			
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.311%/K				
Normal operating cell temperature (NOCT)	46±2°C				
RELATED PARAMETERS		QUALIFICATION AND LINEAR WARRANTIES			
Cell type	polycrystalline	Product standard	IEC 61215, 61730 / UL 1703		
Number of cells / cell arrangement	72 / 6 x 12	Extended product warranty	10 years		
Cells dimension	6"	Output decline 2.5%/year performance P_{mpp} (STC)	1 st year		
Packing unit	25 modules	Output decline 0.7%/year performance P_{mpp} (STC)	2 nd - 25 th years		
Weight of packing unit	703 kg / 1550 lbs				

Figura 66: Ficha técnica de módulo M_1 Astronergy CHSM6612P-310. Fuente: Datasheet Crystalline PV Module CHSM6612P Series.



I-V Curves



I-V Curves of PV module CSG 325W at different light power

Typical Electrical Characteristics

Solar cells:	Poly-Crystalline 156.75×156.75mm 72pcs (6×12) — 5 bus bars						
Max-power	310	315	320	325	330	335	340
Power Tolerance	0 to +5W						
Voltage at Pmax (Vmp)	36.9	37.0	37.1	37.2	37.3	37.4	37.5
Current at Pmax (Imp)	8.40	8.51	8.63	8.74	8.84	8.95	9.06
Open-Circuit Voltage (Voc)	45.2	45.3	45.4	45.5	45.6	45.7	45.8
Short-Circuit Current (Isc)	9.09	9.21	9.33	9.46	9.55	9.67	9.78
Max-System Voltage (VDC)	1000V(IEC), 600V(UL)						
Cell Efficiency	17.9	18.2	18.5	18.8	19.0	19.3	19.5
Module Efficiency	16.0	16.3	16.5	16.8	17.0	17.3	17.5
No. of Bypass Diodes (pcs.)	3						
Max. Series Fuse (A)	15A						
Temperature Coefficient of Pmax	-0.43%/°C						
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C						
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C						
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C						

*STC Conditions (1000W/m², 1.5 AM and 25°C Cell temperature)

Mechanical Characteristics

Cable type, Diameter and Length	Φ=4mm ² , L=1000±5mm
Type of Connector	Compatible type MC4
Dimension A×B×C	1956×992×45/40mm
Weight	21.5/20.8KG
No. of Draining Holes In Frame	16
Construction	Glass: High Transmission, Low Iron, Tempered Glass 3.2mm Encapsulation: EVA Back side: White
Junction Box	Ip68 Rated
Frame	Clear anodized aluminum alloy type 6063T5 frame

Qualification Test Parameters

Dielectric Insulation Voltage	6000VDC max
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max load	5400Pa
Hailstone impact	25mm (1inch) at 23m/s (52mph)
Fire rating	Class C

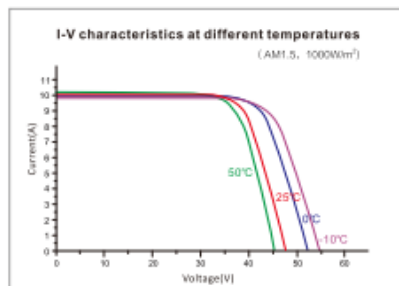
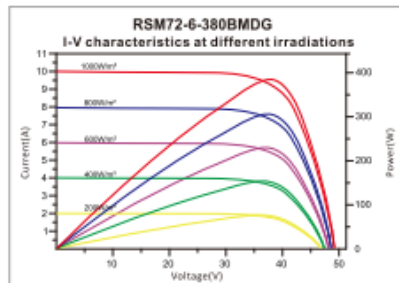
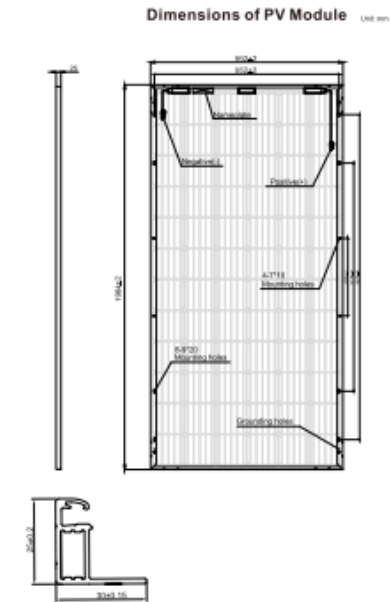
Packaging Configuration 1956×992×40mm

Packaging Configuration	26pcs/box and 2 pcs/box
Loading Capacity	616pcs/40HQ 220pcs/20GP

Packaging Configuration 1956×992×45mm

Packaging Configuration	23 pcs/box and 2 pcs/box
Loading Capacity	550 pcs/40HQ 205 pcs/20GP

Figura 67: Ficha técnica de módulo M₂ CSG PVTECH-330. Fuente: CSG PVTECH CO., LTD



ELECTRICAL DATA(STC)

Model Number	RSM72-6-365BMDG	RSM72-6-370BMDG	RSM72-6-375BMDG	RSM72-6-380BMDG	RSM72-6-385BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	365	370	375	380	385
Open Circuit Voltage-Voc(V)	47.70	48.15	48.60	48.95	49.35
Short Circuit Current-Isc(A)	9.85	9.90	9.95	10.00	10.05
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	39.25	39.60	39.95	40.25	40.55
Maximum Power Current-Impp(A)	9.30	9.35	9.40	9.45	9.50
Module Efficiency (%)	18.5	18.8	19.1	19.3	19.6

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 75%±5%

ELECTRICAL DATA(NMOT)

Model Number	RSM72-6-365BMDG	RSM72-6-370BMDG	RSM72-6-375BMDG	RSM72-6-380BMDG	RSM72-6-385BMDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	272.8	276.8	280.7	284.3	287.9
Open Circuit Voltage-Voc (V)	43.90	44.30	44.70	45.00	45.40
Short Circuit Current-Isc (A)	8.08	8.12	8.16	8.20	8.24
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	36.00	36.30	36.60	36.90	37.10
Maximum Power Current-Impp (A)	7.59	7.63	7.67	7.71	7.75

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

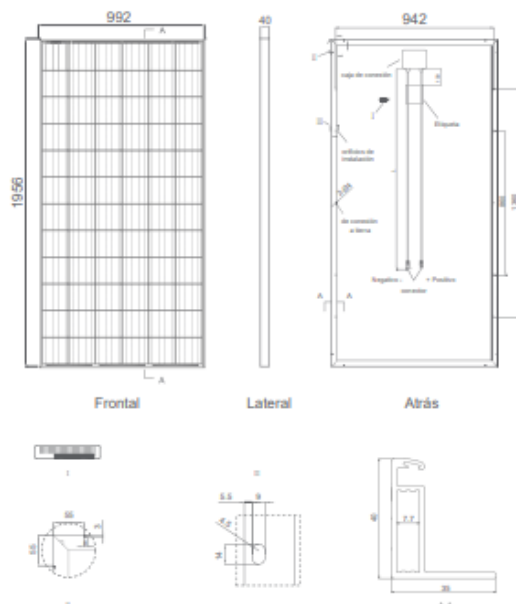
Solar cells	Monocrystalline 156.75×156.75mm, 5BB
Cell configuration	72 cells (6×12)
Module dimensions	1984×992×25mm
Weight	25kg
Superstrate	2.0mm, High transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	2.0mm, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP67, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+) 270mm, Negative(-) 100mm
Connector	Risen Twinseal PV-SY02, IP67

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	20A
Limiting Reverse Current	20A

Figura 68: Ficha técnica de módulos B₁ y B₂ Risen RSM72-6-370BMDG. Fuente: RISEN ENERGY CO., LTD.

Dibujos técnicos

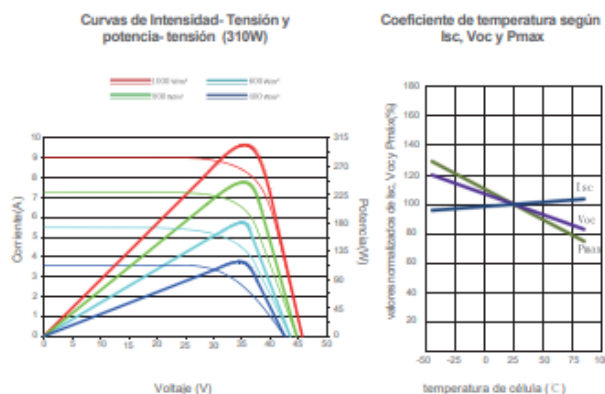


Embalaje

(Dos cajas = un palet)

25 pzs./caja, 50 pzs./caja, 600 pzs./40 'HQ contenedores

Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura



Características mecánicas

Tipo de célula	Policristalina	156×156 mm (6 pulgadas)
Nº de células	72 (6×12)	
Dimensiones	1956×992×40mm (77,01×39,05×1,57 pulgadas)	
Peso	26,5 kg (58,4 libras.)	
Vidrio frontal	40mm, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado	
Estructura	Aleación de aluminio anodizado	
Caja de conexión	Clase IP67	
Cables de salida	TÜV 1×4,0 mm², Longitud: 900mm	

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM310PP		JKM315PP		JKM320PP		JKM325PP		JKM330PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (Pmáx)	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	305Wp	242Wp	330Wp	246Wp
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	37.0V	33.9V	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	8.38A	6.81A	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	45.9V	42.7V	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.1V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.96A	7.26A	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A
Eficiencia del módulo (%)	15.98%		16.23%		16.49%		16.75%		17.01%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coefficiente de temperatura de PMAX	-0.40%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.30%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0.06%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

Figura 69: Ficha técnica de módulo JKM330PP-72-310W utilizado para evaluación económica. Fuente: Jinko Solar.

ELECTRICAL DATA (AT STC)											
		Nominal values					Initial values				
		NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5	NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5
Maximum power	P_{max}	135	130	125	120	115	155.2	149.5	143.7	138.0	132.2 W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	61.3	60.4	59.7	59.1	58.6	61.8	61.1	60.4	59.7	59.0 V
Short-circuit current	I_{sc}	3.41	3.41	3.37	3.33	3.26	3.51	3.47	3.43	3.39	3.35 A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	47.0	46.1	45.5	44.9	44.5	49.3	48.7	48.3	47.8	47.3 V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	2.88	2.82	2.75	2.68	2.59	3.15	3.07	2.98	2.89	2.80 A
Module efficiency	η_m	9.6	9.3	8.9	8.6	8.2					%

STC = Standard Test Conditions: irradiance 1,000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25 °C. Rated electrical characteristics of I_{sc} and V_{oc} are within $\pm 10\%$ of the indicated values and $+7/-2\%$ of P_{max} . The initial values are approx. 15% higher than the nominal (stabilised) values and will decline within the first weeks of operation. Afterwards the power output will stabilize around the nominal value according to the seasonal changes.

ELECTRICAL DATA (AT NOCT)											
		NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5					
Maximum power	P_{max}	102.4	98.6	94.8	90.6	86.8					W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	56.8	55.9	55.3	54.7	54.2					V
Short-circuit current	I_{sc}	2.76	2.76	2.73	2.70	2.65					A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	44.0	43.2	42.6	41.8	41.5					V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	2.33	2.29	2.23	2.17	2.10					A
Nominal operating cell temperature	NOCT	46	46	46	46	46					°C

NOCT: Module operating temperature at 800 W/m² irradiance, air temperature of 20 °C, wind speed of 1 m/s.

LIMIT VALUES			MECHANICAL DATA			TEMPERATURE COEFFICIENT				
Maximum system voltage	1,000 V DC		Length	1,402 mm		P_{max}	-0.24 % / °C			
Over-current protection	5 A		Width	1,001 mm		V_{oc}	-0.30 % / °C			
Temperature range	-40 to +90 °C		Depth (including junction box = 24 mm)	7.4 mm		I_{sc}	+0.07 % / °C			
Maximum mechanical load	2,400 N/m²		Weight	26 kg						
CHARACTERISTIC CURVES NA-E125G5					REAR VIEW					
Characteristic curves: current/power vs. voltage (cell temperature: 25 °C)										
GENERAL DATA					NOTE					
Cells	Tandem cell of amorphous (α -Si) and microcrystalline (μ c-Si) silicon				Please read our detailed installation manual carefully before installing the photovoltaic modules. The instructions in the installation manual must always be observed (e.g. minus pole must be grounded, protection with blocking diodes/fuses).					
Front glass	rear glass	low iron non tempered glass	tempered glass							
Connection box	PPE/PPD resin, IP65 rating, 1 bypass diode included									
Cable	2.5 mm², length 950 mm									
Connector	SMK (Type CCT9901-2352F/2462F), IP67 rating To extend the module connection leads, only use SMK connector under the same series or MultiContact:AG MC4 connector (PV-KST04/PV-KBT04)									

Figura 70: Ficha técnica de módulo NA-E135L5 utilizado para evaluación económica. Fuente: Sharp Energy Solution Europe.

9.2. Anexo B: Datos recopilados para cálculos de DR

9.2.1. Potencias Normalizadas máximas obtenidas

Tabla 24: Potencias normalizadas máximas registradas con trazador de curvas en Outdoor: Fuente: Elaboración propia.

Potencias Outdoor Corregidas [W]				
Semana	M_1	M_2	B_1	B_2
1	315,2	332,07	378,26	378,26
2	—	330,72	379,09	379,09
4	317,47	331,51	—	—
5	312,98	—	378,77	378,77
10	312,64	331,97	377,49	377,49
12	311,64	331,92	378,05	378,05
13	309,67	332,59	375,28	375,28
15	312,13	—	374,53	374,16
17	308,55	327,99	371,99	371,99
18	306,91	327,34	—	364,93
22	308,7	327,86	370,18	361,16
23	307,8	326,68	—	—
26	308,08	325,18	372,3	364,69
28	—	326,81	370,58	366,23
29	308,4	323,44	373,88	369,23
30	306,18	321,4	372,04	364,01
31	308,77	322,21	373,45	368,76
34	305,5	321,4	372,26	369,53
35	308,84	324,97	366,52	368,15
36	307,41	321,71	368,41	370,14
41	307,03	322,01	365,37	361,56
44	312,79	324,68	370,37	377,69
47	309,9	320,94	369,34	366,27
48	313,39	—	—	—
49	310,11	—	371,45	367,59

52	307,83	—	—	360,55
53	306,51	—	364,91	362,95
55	307,06	325,28	365,59	364,54
56	309,3	323,09	363,15	363,15
57	303,97	321,87	—	363,23
58	302,03	322,36	361,07	359,58
60	307,28	327,57	365,61	365,59
61	312,1	329,4	361,51	361,65

Tabla 25: Potencias normalizadas máximas registradas con simulador solar en Indoor: Fuente: Elaboración propia.

Potencias Indoor [W]				
Semana	M_1	M_2	B_1	B_2
1	315,176	335,30	380,29	374,60
7	312,423	328,58	374,05	374,05
15	—	328,46	373,93	374,07
19	310,45	331,67	376,25	374,46
23	310,141	327,94	373,34	369,61
26	307,001	324,70	369,88	365,74
31	306,902	—	—	—
32	—	324,78	369,33	363,84
35	310,629	—	—	—
41	308,742	327,74	367,04	365,72
48	—	322,89	367,63	364,81
52	308,884	—	—	—
54	—	322,75	366,87	362,77

9.2.2. Gráficos de Potencias Normalizadas máximas

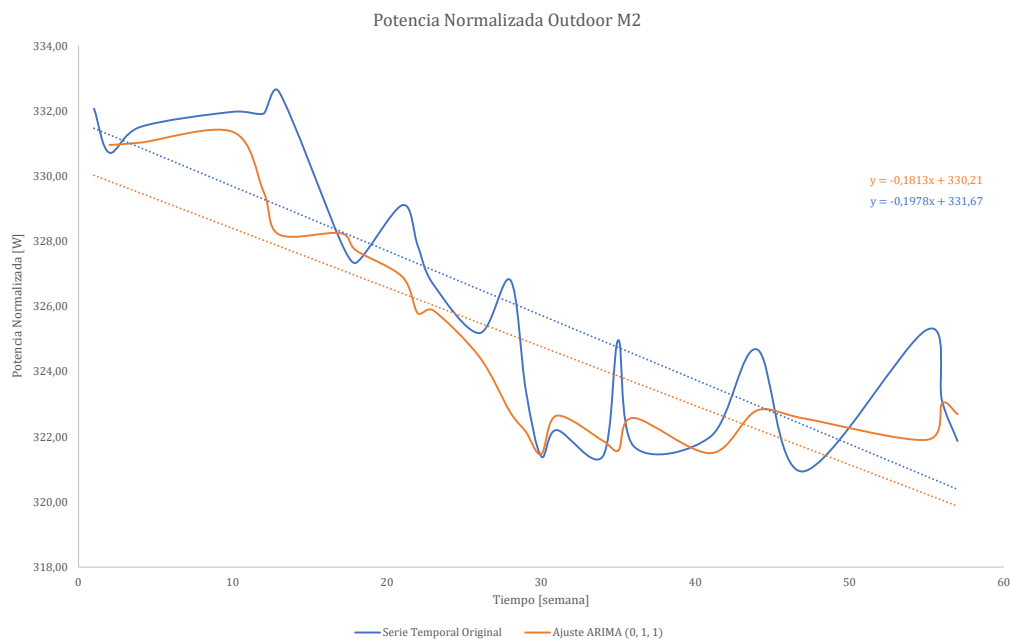


Figura 71: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de Potencia Normalizada máxima registrada con trazador de curvas en Laboratorio Outdoor del módulo M_2 . Fuente: Elaboración propia.

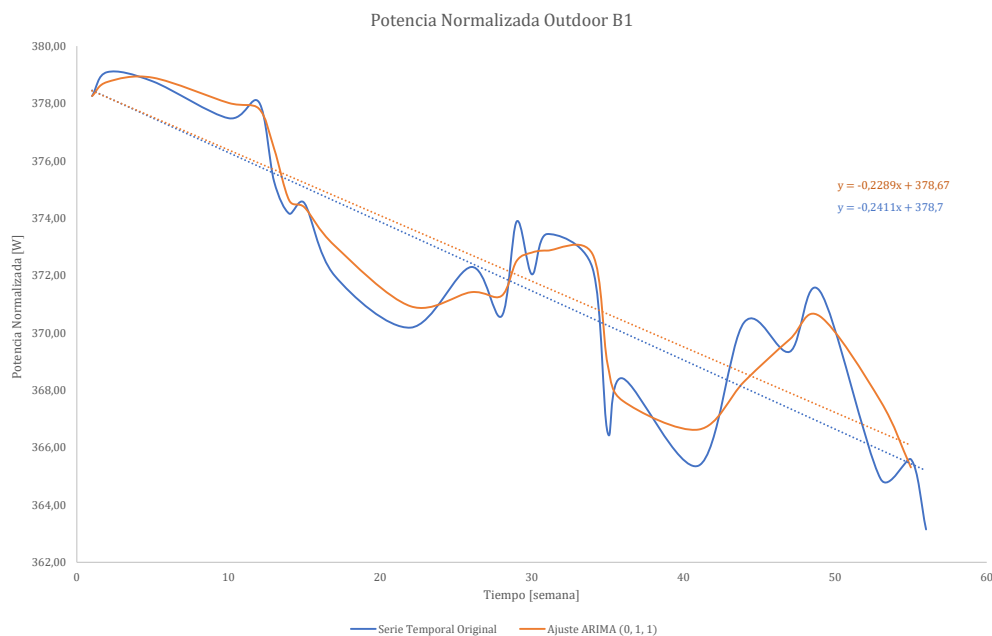


Figura 72: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de Potencia Normalizada máxima registrada con trazador de curvas en Laboratorio Outdoor del módulo B_1 . Fuente: Elaboración propia.

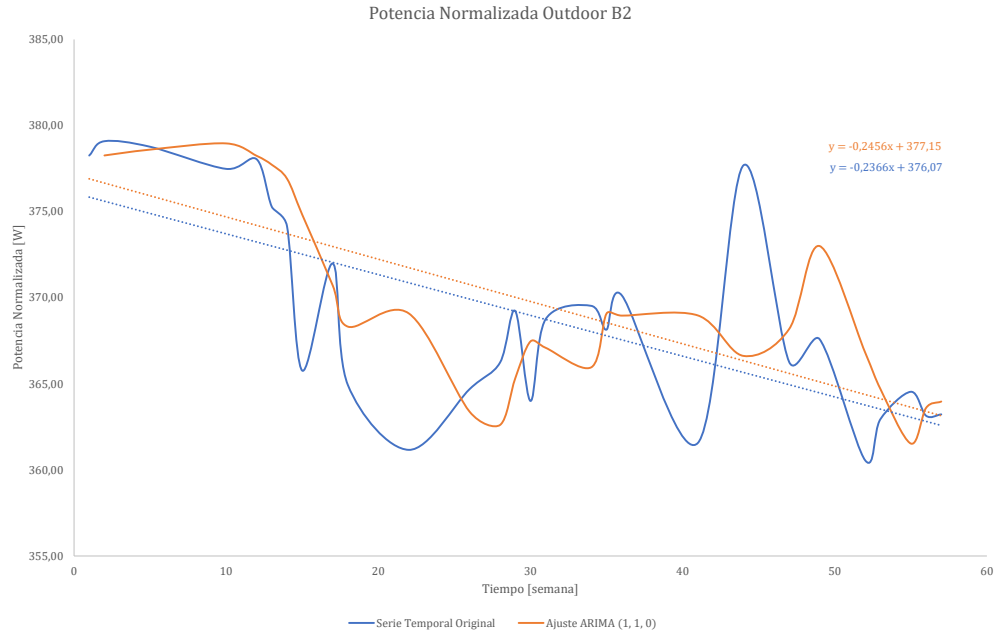


Figura 73: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (1, 1, 0) de Potencia Normalizada máxima registrada con trazador de curvas en Laboratorio Outdoor del módulo B₂. Fuente: Elaboración propia.

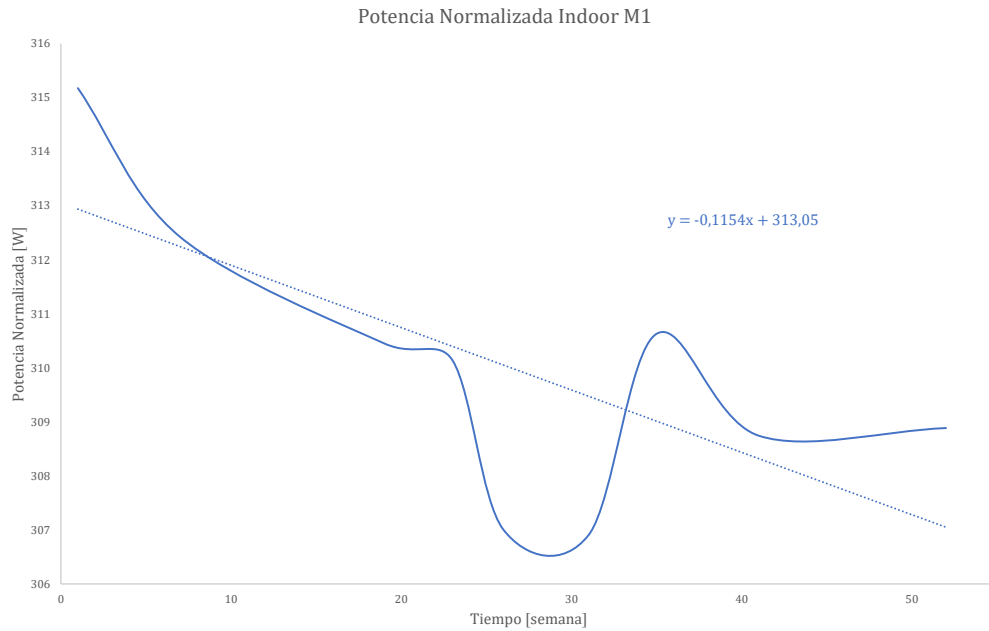


Figura 74: Serie temporal de Potencia Normalizada máxima de módulo M₁ registradas en Indoor. Fuente: Elaboración propia.

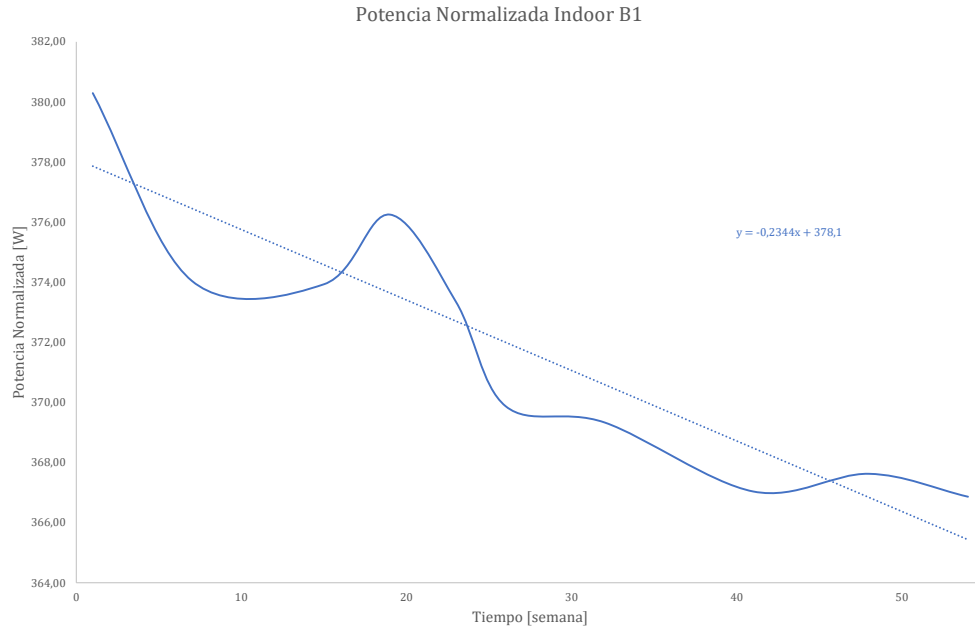


Figura 75: Serie temporal de Potencia Normalizada máxima de módulo B_1 registradas en Indoor. Fuente: Elaboración propia.

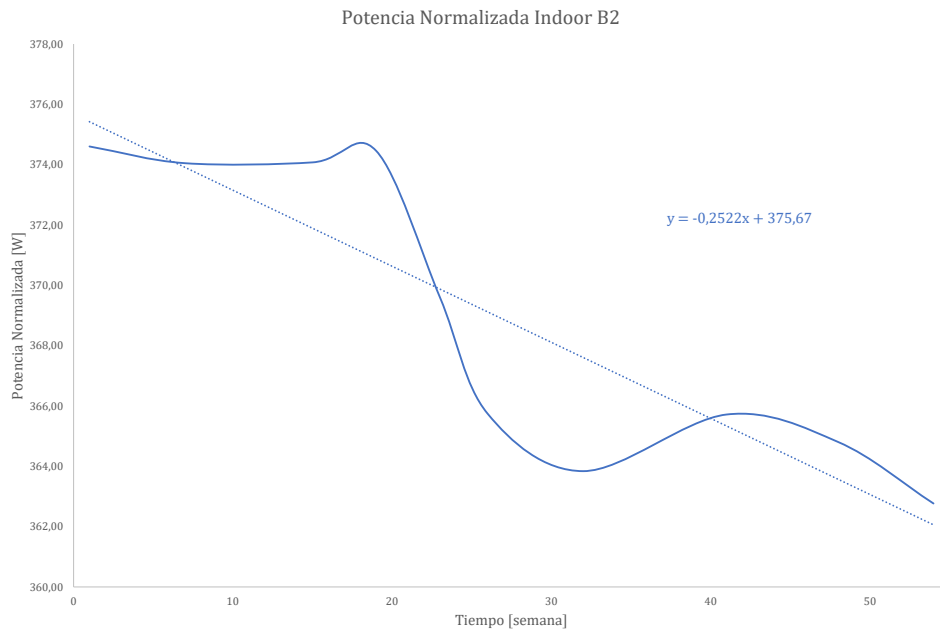


Figura 76: Serie temporal de Potencia Normalizada máxima de módulo B_2 registradas en Indoor. Fuente: Elaboración propia.

9.3. Anexo C: Gráficos de PR sin corregir

9.3.1. PR en punto de máxima irradiancia

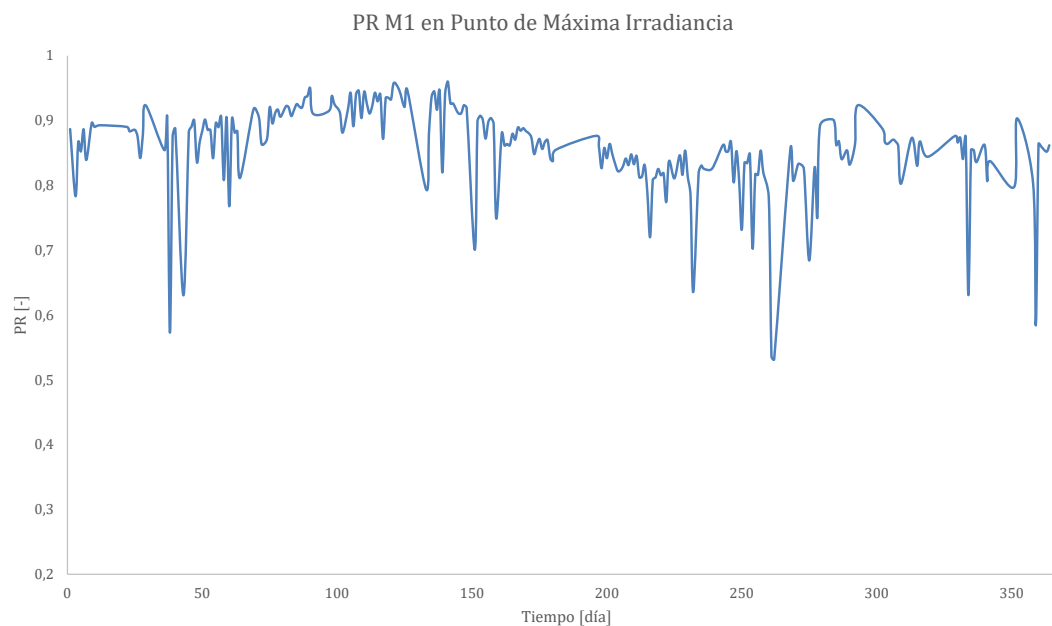


Figura 77: Serie temporal original de PR en punto de máxima irradiancia del módulo M_1 . Fuente: Elaboración propia.

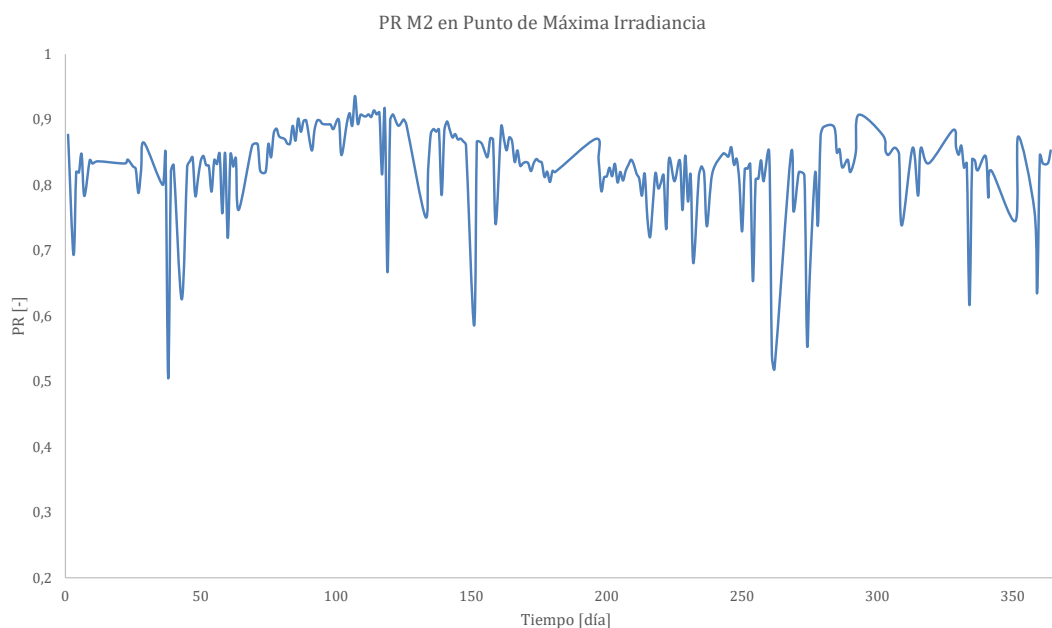


Figura 78: Serie temporal original de PR en punto de máxima irradiancia del módulo M_2 . Fuente: Elaboración propia.

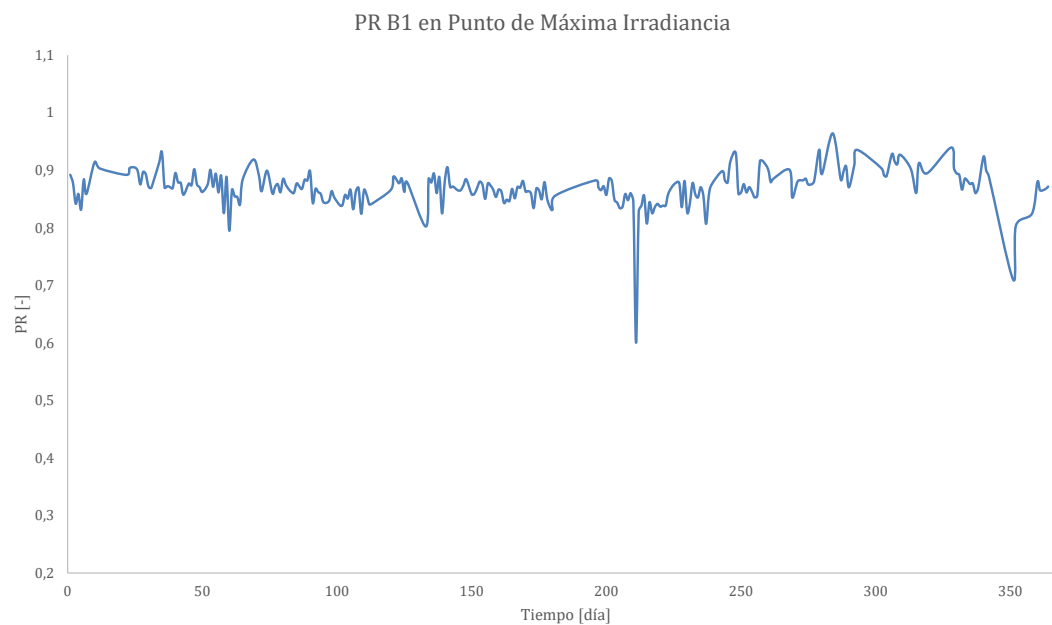


Figura 79: Serie temporal original de PR en punto de máxima irradiancia del módulo B_1 . Fuente: Elaboración propia.

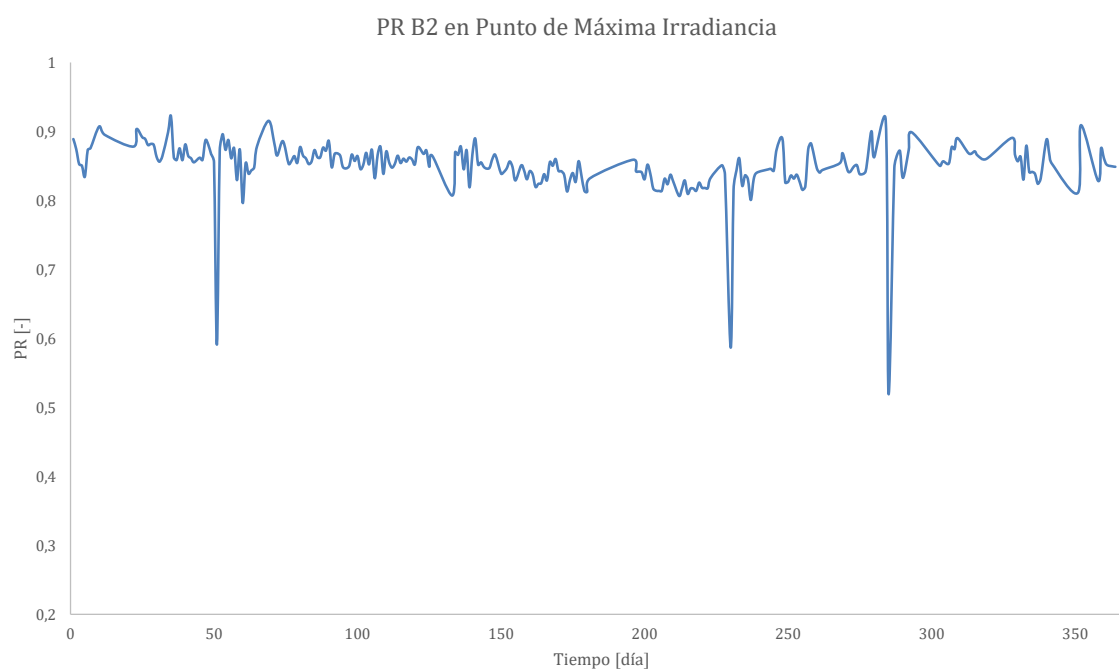


Figura 80: Serie temporal original de PR en punto de máxima irradiancia del módulo B_2 . Fuente: Elaboración propia.

9.3.2. *PR* diario

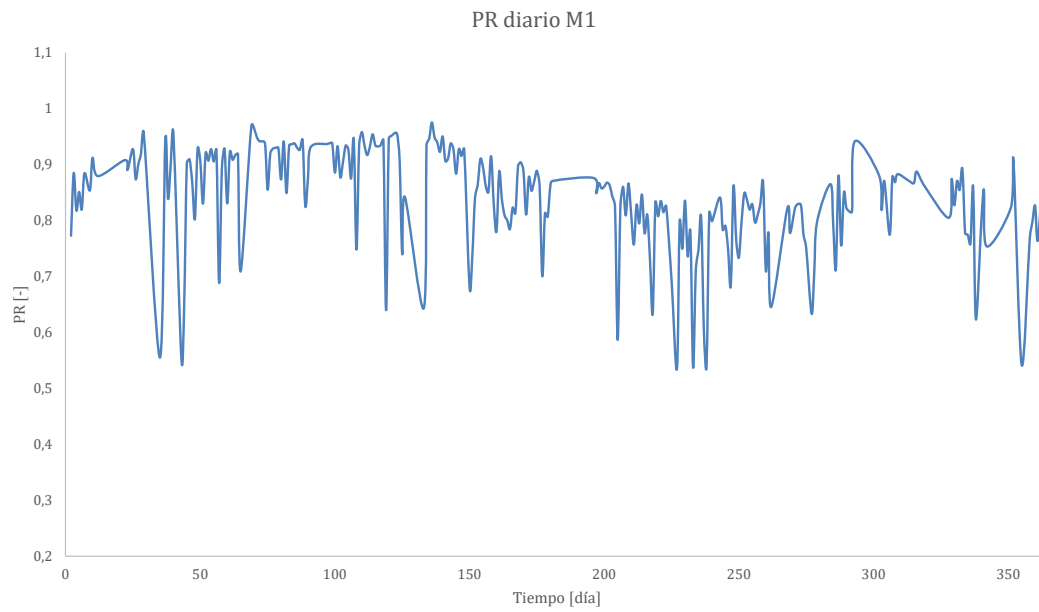


Figura 81: Serie temporal original de PR diario del módulo M_1 . Fuente: Elaboración propia.

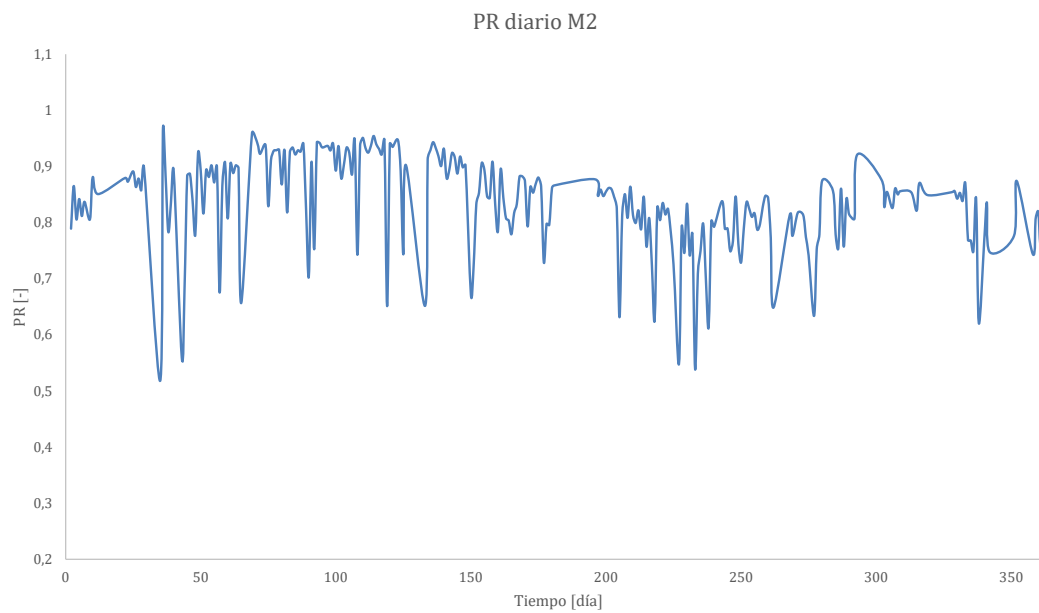


Figura 82: Serie temporal original de PR diario del módulo M_2 . Fuente: Elaboración propia.

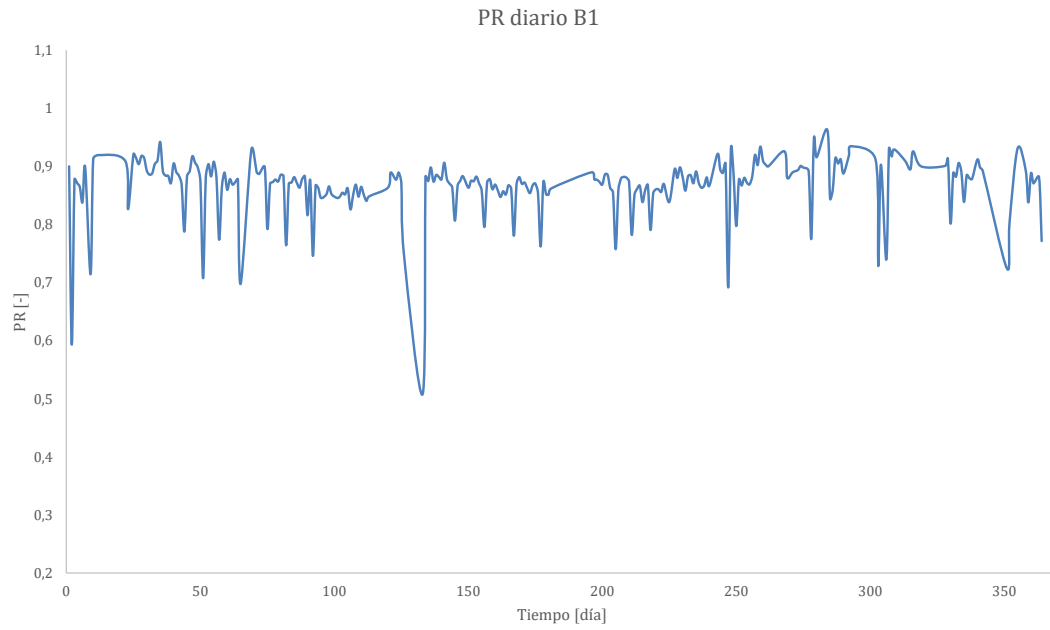


Figura 83: Serie temporal original de PR diario del módulo B_1 . Fuente: Elaboración propia.

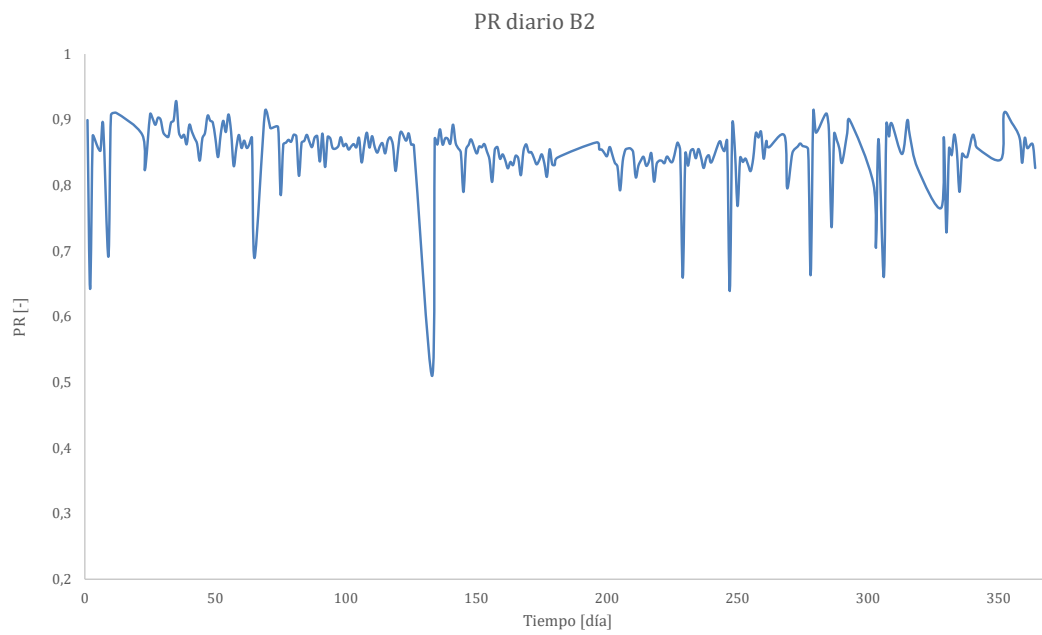


Figura 84: Serie temporal original de PR diario del módulo B_2 . Fuente: Elaboración propia.

9.4. Anexo D: Gráficos de *PR* corregidos

9.4.1. *PR* corregidos en Punto de Máxima Irradiancia

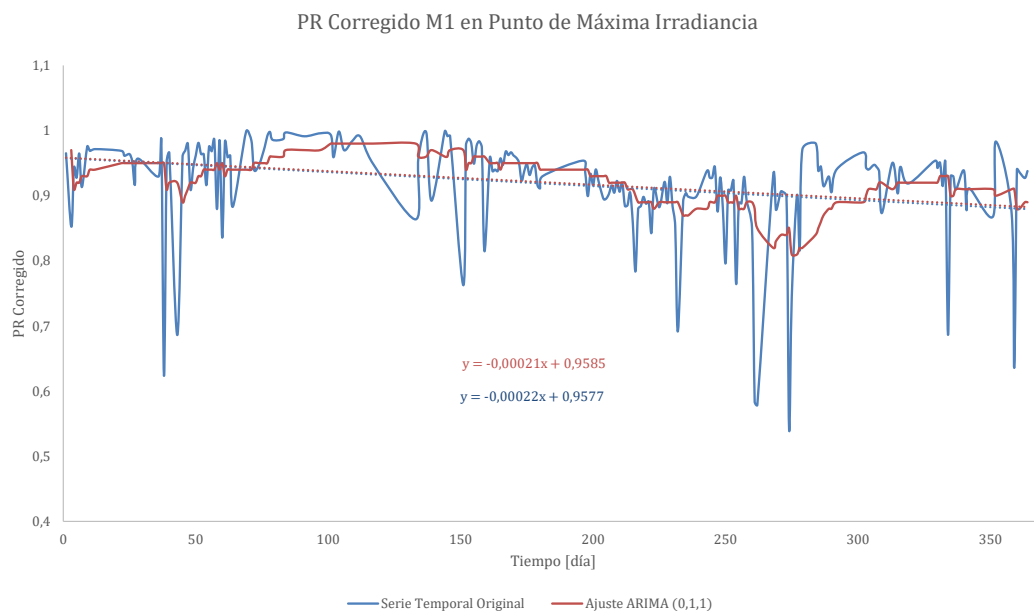


Figura 85: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de *PR* corregido en punto de máxima irradiancia del módulo M_1 . Fuente: Elaboración propia.

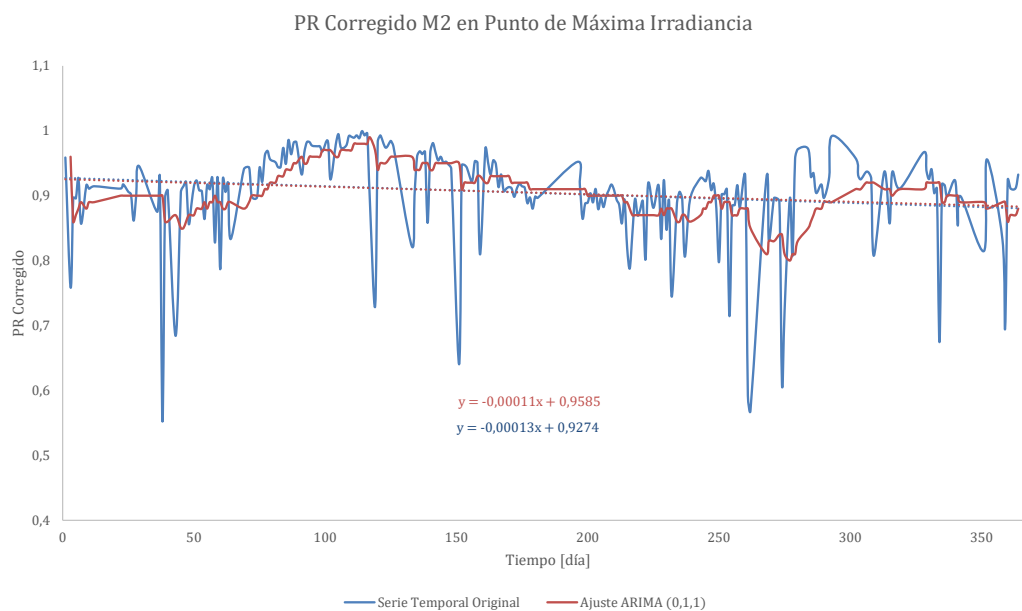


Figura 86: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de *PR* corregido en punto de máxima irradiancia del módulo M_2 . Fuente: Elaboración propia.

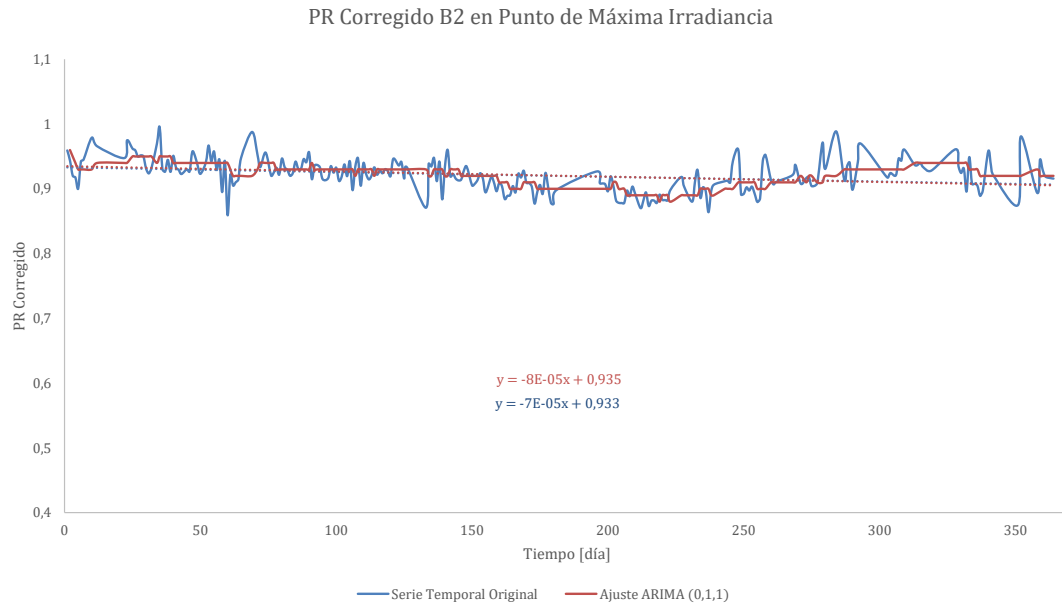


Figura 87: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de PR corregido en punto de máxima irradiancia del módulo B_2 . Fuente: Elaboración propia.

9.4.2. PR corregidos diarios

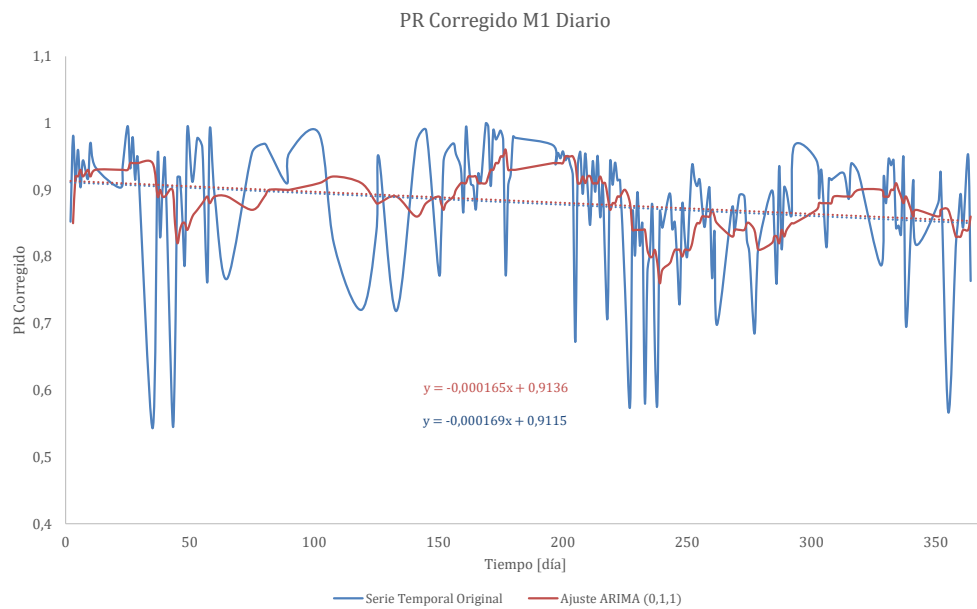


Figura 88: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 1) de PR corregido diario del módulo M_1 . Fuente: Elaboración propia.

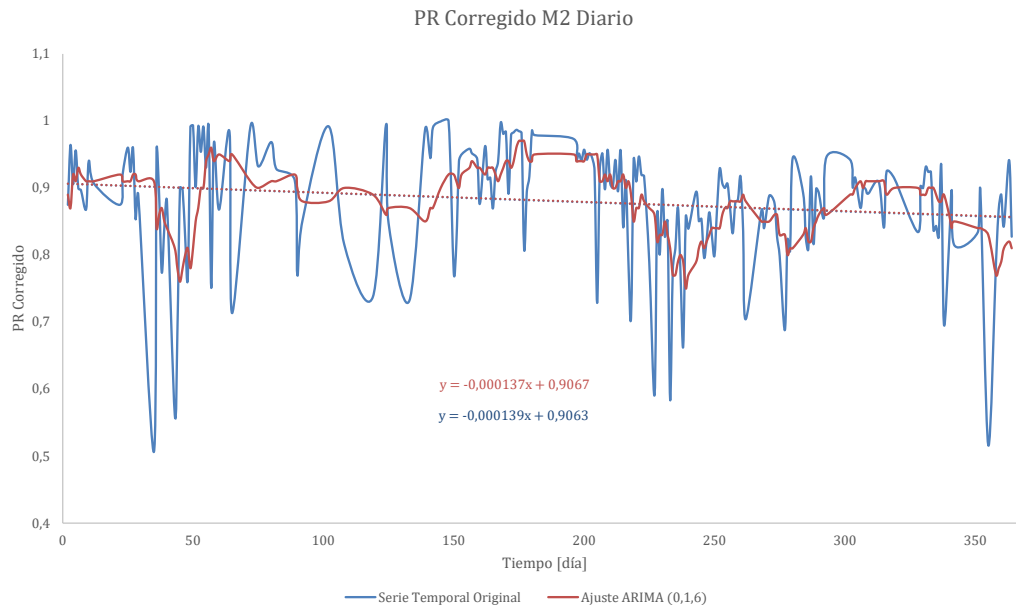


Figura 89: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (0, 1, 6) de PR corregido diario del módulo M_2 .
Fuente: Elaboración propia.

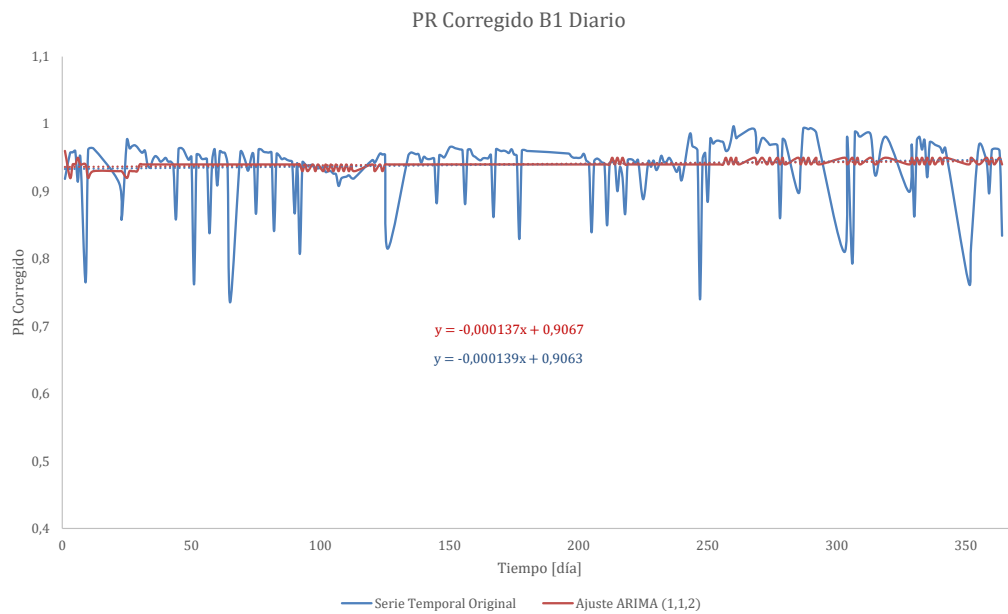


Figura 90: Serie temporal original y de ajuste con modelo ARIMA (1, 1, 2) de PR corregido diario del módulo B_1 .
Fuente: Elaboración propia.

9.5. Anexo E: Datos evaluación técnica-económica de referencia

Tabla 26: Costos de instalación de proyecto fotovoltaico de referencia. Fuente: [38].

Descripción	Valor [\$USD]	Porcentaje del total
Ingeniería y estudio	110,700	2,6%
Instalación de faena	15,669	0,4%
Obras civiles	350,526	8,3%
Sistemas de puesta a tierra	85,662	2,0%
Sistema de vigilancia	91,986	2,2%
Cables	190,512	4,5%
Instalaciones electromecánicas; conexión y pruebas	202,083	4,8%
Suministro e instalación de estructuras de paneles	482,548	11,4%
Paneles fotovoltaicos	1,976,879	46,6%
Celdas MT	47,172	1,1%
Inversores	490,517	11,6%
Cajas de conexión	116,879	2,8%
Sistema de control Scada	26,428	0,6%
Sistema meteorológico	20,091	0,5%
Entrega	30,298	0,7%
Total	4,237,950	100%

Tabla 27: Costos de operación y mantenimiento de proyecto fotovoltaico de referencia. Fuente: [38].

Costos de operación y mantenimiento	Valor anual [\$USD/año]
Costo de operación y mantenimiento (CONAFE)	2,277
Costo de administración (CONAFE)	1,952
Costo de mantención y monitoreo mensual (Fleischmann)	50,400
Costo de limpieza de tableros (Fleischmann)	54,000
Servicio de cálculo y facturación mensual	25,200
Arriendo del terreno	6,800
Total	140,629

9.6. Anexo F: Códigos en Python para cálculos de PR

9.6.1. Cálculo de PR y PR_{corr} diario

```
import pandas as pd
from datetime import time
import glob
import os

#Convertir archivo .dat a .xlsx
os.chdir("C:\Campbellsci\PC400\\")
for file in glob.glob("*.dat"):
    df = pd.read_table(file, skiprows=1, sep=",")
    df = df.dropna().iloc[1:] #Esto elimina filas nulas y la primera fila
    #df = df.dropna()
    #df = df.drop([0])
    file1 = file.replace('dat','xlsx')
    df.to_excel(file1,index=False)

#Leer archivo .xlsx monofaciales
m=pd.read_excel("C:\Campbellsci\PC400\CR1000XSeries_Data_Monofaciales.xlsx",name
s=None)

#Leer archivo .xlsx bifaciales
b=pd.read_excel("C:\Campbellsci\PC400\CR1000XSeries_Variables_bifaciales.xlsx",n
ames=None)

#Cálculo PR diario

#Filtrar datos de horas de sol monofaciales
m["TIMESTAMP"]=pd.to_datetime(m.TIMESTAMP)

filtro_solar_m=(m.TIMESTAMP.dt.time >=time(8, 0)) & (m.TIMESTAMP.dt.time
<=time(18, 0))
solar_m=(m.loc[filtro_solar_m, ]) #dataframe que contiene datos de monofaciales
para capturar rangos horarios desde 8:00 hasta 18:00 hrs
```

```

#Filtrar datos de horas de sol bifaciales
b["TIMESTAMP"]=pd.to_datetime(b.TIMESTAMP)
filtro_solar_b=(b.TIMESTAMP.dt.time >=time(8, 0)) & (b.TIMESTAMP.dt.time
<=time(18, 0))
solar_b=(b.loc[filtro_solar_b, ]) #dataframe que contiene datos de bifaciales
para capturar rangos horarios desde 8:00 hasta 18:00 hrs

#Potencia de salida
p_m1_solar=(solar_m["v1_Avg"].multiply(solar_m["i1_Avg"], axis="index"))
p_m2_solar=(solar_m["v2_Avg"].multiply(solar_m["i2_Avg"], axis="index"))
p_B1_solar=(solar_b["v1_Avg"].multiply(solar_b["i1_Avg"], axis="index"))
p_B2_solar=(solar_b["v2_Avg"].multiply(solar_b["i2_Avg"], axis="index"))

#Dataframes
mono_solar=pd.concat([solar_m["TIMESTAMP"],p_m1_solar,p_m2_solar,solar_b["ML01_POA_Avg"],solar_m["T1_Avg"],solar_m["T2_Avg"]], axis=1)
mono_solar=
mono_solar.rename(columns={0:"P_M1",1:"P_M2", "ML01_POA_Avg": "G_POA"})
bif_solar=pd.concat([solar_b["TIMESTAMP"],p_B1_solar,p_B2_solar,solar_b["ML01_POA_Avg"],solar_b["ML01_POAi_Avg"],solar_b["Temp_1_Avg"],solar_b["Temp_2_Avg"]],
axis=1)
bif_solar=
bif_solar.rename(columns={0:"P_bif1",1:"P_bif2", "ML01_POA_Avg": "G_POA", "ML01_POAi_Avg": "G_POA_i"})

#Eliminar filas con irradiancias menores a 700 [W/m2] en el DataFrame 'mono'
mono_solar = mono_solar.loc[(mono_solar['G_POA'] >= 700) | (mono_solar['G_POA']
>= 700)]

#Eliminar filas con irradiancias menores a 700 [W/m2] en el DataFrame 'bif'
bif_solar = bif_solar.loc[(bif_solar['G_POA'] >= 700) | (bif_solar['G_POA'] >=
700)]

#Eliminar filas con irradiancias menores a 700 [W/m2] en el DataFrame 'bif'
#solar_m = solar_m.loc[(solar_m['ML01_POA_Avg'] >= 700) |
(solar_m['ML01_POA_Avg'] >= 700)]

```

```

#Eliminar filas con irradiancias menores a 700 [W/m2] en el DataFrame 'sol_b'
solar_b = solar_b.loc[(solar_b['ML01_POA_Avg'] >= 700) |
(solar_b['ML01_POA_Avg'] >= 700)]

#Factores y coeficientes de bifacialidad
phi_B1=0.6938 #factor de bifacialidad de modulo con 2 años de exposición
phi_B2=0.6549 #factor de bifacialidad de modulo sin exposición
rho_solar=solar_b["ML01_POAi_Avg"]/solar_b["ML01_POA_Avg"]
BIF_B1_solar=(1+phi_B1*rho_solar) #Coeficiente de bifacialidad de modulo con 2
años de exposición
BIF_B2_solar=(1+phi_B2*rho_solar) #Coeficiente de bifacialidad de modulo sin
exposición

#Coeficientes de temperatura de potencia máxima
gamma_m1=(0.41/100)
gamma_m2=(0.43/100)
gamma_b1=(0.39/100)
gamma_b2=(0.39/100)

#Irradiancias en el POA para cálculo de PR sin corregir
G_poa_m1=mono_solar['G_POA']
G_poa_m2=mono_solar['G_POA']
#se incluye coef. de bifacialidad para B1 y B2
G_poa_b1=bif_solar['G_POA']*BIF_B1_solar
G_poa_b2=bif_solar['G_POA']*BIF_B2_solar

#Añadir filas de irradiancia en DataFrames de monofaciales y bifaciales
mono_solar['G_poa_m1']=G_poa_m1
mono_solar['G_poa_m2']=G_poa_m2
bif_solar['G_poa_b1']=G_poa_b1
bif_solar['G_poa_b2']=G_poa_b2

#Temperaturas de módulos
t_m1_solar=mono_solar["T1_Avg"]

```

```

t_m2_solar=mono_solar["T2_Avg"]
t_b1_solar=bif_solar["Temp_1_Avg"]
t_b2_solar=bif_solar["Temp_2_Avg"]

#Factores de corrección de temperatura para PR corregido
ck_m1_solar=(1-(gamma_m1*(t_m1_solar-25)))
ck_m2_solar=(1-(gamma_m2*(t_m2_solar-25)))
ck_b1_solar=(1-(gamma_b1*(t_b1_solar-25)))
ck_b2_solar=(1-(gamma_b2*(t_b2_solar-25)))

#Almacenar en variables las multiplicaciones entre factor de corrección de
temperatura e Irradiancia (Gpoa)
ck_m1_g_poa=ck_m1_solar*mono_solar['G_POA']
ck_m2_g_poa=ck_m2_solar*mono_solar['G_POA']
ck_b1_g_poa=ck_b1_solar*bif_solar['G_POA']*BIF_B1_solar #se incluye coef. de
bifacialidad para B1 y B2
ck_b2_g_poa=ck_b2_solar*bif_solar['G_POA']*BIF_B2_solar

#Concatenación de los términos de correccion en columnas de los DataFrame de
monofaciales y bifaciales
mono_solar['ck_m1_x_G_poa']=ck_m1_g_poa
mono_solar['ck_m2_x_G_poa']=ck_m2_g_poa
bif_solar['ck_b1_x_G_poa']=ck_b1_g_poa
bif_solar['ck_b2_x_G_poa']=ck_b2_g_poa

#Cálculo de PR sin corregir
#Se almacenan sumatorias en los dataframes mono_solar y bif_solar para
posteriormente calcular el PR Diario
#Se suman las Potencias e Irradiancias de cada módulo y se almacenan en filas en
columnas de los DataFrame sumatorias_m,b
mono_solar=mono_solar.set_index(["TIMESTAMP"])
mono_solar.index=pd.to_datetime(mono_solar.index)
sumatorias_m=mono_solar.resample('D').agg({"P_M1":'sum', "G_poa_m1":'sum',
"P_M2":'sum', "G_poa_m2":'sum'})

bif_solar=bif_solar.set_index(["TIMESTAMP"])

```

```

bif_solar.index=pd.to_datetime(bif_solar.index)
sumatorias_b=bif_solar.resample('D').agg({"P_bif1":'sum', "G_poa_b1":'sum',
"P_bif2":'sum', "G_poa_b2":'sum'})

#Cálculo de PR según fórmula con G_STC=1000 [W/m2] y las potencias nominales de
cada panel
pr_diario_m1=(1000*sumatorias_m["P_M1"])/(310*sumatorias_m["G_poa_m1"])
pr_diario_m2=(1000*sumatorias_m["P_M2"])/(330*sumatorias_m["G_poa_m2"])
pr_diario_b1=(1000*sumatorias_b["P_bif1"])/(370*sumatorias_b["G_poa_b1"])
pr_diario_b2=(1000*sumatorias_b["P_bif2"])/(370*sumatorias_b["G_poa_b2"])

#Se almacenan valores de PR en DataFrames
pr_diario_m1=pd.DataFrame(pr_diario_m1)
pr_diario_m1=pr_diario_m1.rename(columns={0:"PR_M1"})
pr_diario_m2=pd.DataFrame(pr_diario_m2)
pr_diario_m2=pr_diario_m2.rename(columns={0:"PR_M2"})

pr_diario_b1=pd.DataFrame(pr_diario_b1)
pr_diario_b1=pr_diario_b1.rename(columns={0:"PR_B1"})
pr_diario_b2=pd.DataFrame(pr_diario_b2)
pr_diario_b2=pr_diario_b2.rename(columns={0:"PR_B2"})

#Indexación de la columna de tiempo y agrupación por días
pr_diario=solar_b.set_index(["TIMESTAMP"])
pr_diario.index=pd.to_datetime(pr_diario.index)
pr_diario=pr_diario.resample('D')

#Filtro de valores de PR
#Borra PR solares mayores a 1 y menores a 0,5
indexNames = pr_diario_m1[ (pr_diario_m1['PR_M1'] >=1)].index
pr_diario_m1.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_diario_m1[ (pr_diario_m1['PR_M1'] <=0.5)].index
pr_diario_m1.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_diario_m2[ (pr_diario_m2['PR_M2'] >=1)].index
pr_diario_m2.drop(indexNames , inplace=True)

```

```

indexNames = pr_diario_m2[ (pr_diario_m2['PR_M2'] <=0.5)].index
pr_diario_m2.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_diario_b1[ (pr_diario_b1['PR_B1'] >=1 )].index
pr_diario_b1.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_diario_b1[ (pr_diario_b1['PR_B1'] <=0.5)].index
pr_diario_b1.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_diario_b2[ (pr_diario_b2['PR_B2'] >=1 )].index
pr_diario_b2.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_diario_b2[ (pr_diario_b2['PR_B2'] <=0.5)].index
pr_diario_b2.drop(indexNames , inplace=True)

#Se agrupan valores diarios de PR en columnas en un DataFrame llamado pr_diario
pr_diario=pd.concat([pr_diario_m1, pr_diario_m2, pr_diario_b1, pr_diario_b2],
axis=1)

#Se crea un DataFrame con fechas y números secuenciales que enumeran los días
desde el 01-09-2022 hasta el 31-08-2023 (df)
fecha_inicio = pd.to_datetime("2022-09-01")
fecha_fin = pd.to_datetime("2023-08-31")
rango_fechas = pd.date_range(fecha_inicio, fecha_fin)
numeros_secuenciales = pd.Series(range(1, 366))
df = pd.DataFrame({'Date': rango_fechas, 'Día': numeros_secuenciales})

pr_diario.index = pd.to_datetime(pr_diario.index)

# Se resetea el índice para convertirlo en una columna.
pr_diario.reset_index(inplace=True)

#Se crea una nueva columna 'Date' que contenga solo la fecha (sin hora)
pr_diario['Date'] = pr_diario['TIMESTAMP'].dt.date
pr_diario['Date'] = pd.to_datetime(pr_diario['Date'])

#Se fusionan los DataFrames en función de la columna "Fecha" para hacer
coincidir las fechas con los números de días respectivos

```

```

pr_diario = pr_diario.merge(df, on="Date", how="left")
pr_diario['Date'] = pr_diario['Date'].dt.date

#Se crea archivo Excel del DataFrame pr_diario
pr_diario.to_excel('PR_diario.xlsx', index=True)

#Cálculo de PR corregido
#Se almacenan sumatorias en los dataframes mono_solar y bif_solar para
posteriormente calcular el PR Diario corregido
#Se suman las Potencias e (Irradiancia x factor de corrección de temperatura) y
se almacenan en filas en columnas de los DataFrame sumatorias_m,b_corr
sumatorias_m_corr=mono_solar.resample('D').agg({"P_M1":'sum',
"ck_m1_x_G_poa":'sum', "P_M2":'sum', "ck_m2_x_G_poa":'sum'})
sumatorias_b_corr=bif_solar.resample('D').agg({"P_bif1":'sum',
"ck_b1_x_G_poa":'sum', "P_bif2":'sum', "ck_b2_x_G_poa":'sum'})

#Cálculo de PRs corregidos según fórmula
pr_diario_corr_m1=(1000*sumatorias_m_corr["P_M1"])/(310*sumatorias_m_corr["ck_m1_x_G_poa"])
pr_diario_corr_m2=(1000*sumatorias_m_corr["P_M2"])/(330*sumatorias_m_corr["ck_m2_x_G_poa"])
pr_diario_corr_b1=(1000*sumatorias_b_corr["P_bif1"])/(370*sumatorias_b_corr["ck_b1_x_G_poa"])
pr_diario_corr_b2=(1000*sumatorias_b_corr["P_bif2"])/(370*sumatorias_b_corr["ck_b2_x_G_poa"])

#Se almacenan valores de PR corregido en DataFrames
pr_diario_corr_m1=pd.DataFrame(pr_diario_corr_m1)
pr_diario_corr_m1=pr_diario_corr_m1.rename(columns={0:"PR_M1_CORR"})
pr_diario_corr_m2=pd.DataFrame(pr_diario_corr_m2)
pr_diario_corr_m2=pr_diario_corr_m2.rename(columns={0:"PR_M2_CORR"})

pr_diario_corr_b1=pd.DataFrame(pr_diario_corr_b1)
pr_diario_corr_b1=pr_diario_corr_b1.rename(columns={0:"PR_B1_CORR"})
pr_diario_corr_b2=pd.DataFrame(pr_diario_corr_b2)

```

```

pr_diario_corr_b2=pr_diario_corr_b2.rename(columns={0:"PR_B2_CORR"})
#Indexación de la columna de tiempo y agrupación por días
pr_diario_corr=solar_b.set_index(["TIMESTAMP"])
pr_diario_corr.index=pd.to_datetime(pr_diario_corr.index)
pr_diario_corr=pr_diario_corr.resample('D')

#Filtro de valores de PR corregido
#Borra PR solares mayores a 1 y menores a 0,5
indexNames = pr_diario_corr_m1[ (pr_diario_corr_m1['PR_M1_CORR'] >=1)].index
pr_diario_corr_m1.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_diario_corr_m1[ (pr_diario_corr_m1['PR_M1_CORR'] <=0.5)].index
pr_diario_corr_m1.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_diario_corr_m2[ (pr_diario_corr_m2['PR_M2_CORR'] >=1)].index
pr_diario_corr_m2.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_diario_corr_m2[ (pr_diario_corr_m2['PR_M2_CORR'] <=0.5)].index
pr_diario_corr_m2.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_diario_corr_b1[ (pr_diario_corr_b1['PR_B1_CORR'] >=1 )].index
pr_diario_corr_b1.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_diario_corr_b1[ (pr_diario_corr_b1['PR_B1_CORR'] <=0.5)].index
pr_diario_corr_b1.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_diario_corr_b2[ (pr_diario_corr_b2['PR_B2_CORR'] >=1 )].index
pr_diario_corr_b2.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_diario_corr_b2[ (pr_diario_corr_b2['PR_B2_CORR'] <=0.5)].index
pr_diario_corr_b2.drop(indexNames , inplace=True)

#Se agrupan valores diarios de PR corregido en columnas en un DataFrame llamado
pr_diario_corr
pr_diario_corr=pd.concat([pr_diario_corr_m1, pr_diario_corr_m2,
pr_diario_corr_b1, pr_diario_corr_b2], axis=1)

##Se crea un DataFrame con fechas y números secuenciales que enumeran los días
desde el 01-09-2022 hasta el 31-08-2023 (df)
fecha_inicio = pd.to_datetime("2022-09-01")

```

```

fecha_fin = pd.to_datetime("2023-08-31")
rango_fechas = pd.date_range(fecha_inicio, fecha_fin)
numeros_secuenciales = pd.Series(range(1, 366))
df = pd.DataFrame({'Date': rango_fechas, 'Día': numeros_secuenciales})

pr_diario_corr.index = pd.to_datetime(pr_diario_corr.index)

#Se resetea el índice para convertirlo en una columna.
pr_diario_corr.reset_index(inplace=True)

#Se crea una nueva columna 'Date' que contenga solo la fecha (sin hora)
pr_diario_corr['Date'] = pr_diario_corr['TIMESTAMP'].dt.date
pr_diario_corr['Date'] = pd.to_datetime(pr_diario_corr['Date'])

##Se fusionan los DataFrames en función de la columna "Fecha" para hacer
coincidir las fechas con los números de días respectivos
pr_diario_corr = pr_diario_corr.merge(df, on="Date", how="left")
pr_diario_corr['Date'] = pr_diario_corr['Date'].dt.date

#Se crea archivo Excel del DataFrame pr_diario_corr
pr_diario_corr.to_excel('PR_diario_corregido.xlsx', index=True)

```

9.6.2. Cálculo de PR y PR_{corr} diario en punto de máxima irradiancia

```
import pandas as pd
from datetime import time
import glob
import os

#Convertir archivo .dat a .xlsx
os.chdir("C:\Campbellsci\PC400\\")
for file in glob.glob("*.dat"):
    df = pd.read_table(file, skiprows=1, sep=",")
    df = df.dropna().iloc[1:] #Esto elimina filas nulas y la primera fila
    #df = df.dropna()
    #df = df.drop([0])
    file1 = file.replace('dat','xlsx')
    df.to_excel(file1,index=False)

#Leer archivo .xlsx monofaciales
m=pd.read_excel("C:\Campbellsci\PC400\CR1000XSeries_Data_Monofaciales.xlsx",name
s=None)

#Leer archivo .xlsx bifaciales
b=pd.read_excel("C:\Campbellsci\PC400\CR1000XSeries_Variables_bifaciales.xlsx",n
ames=None)

#Filtrar datos de horas de sol monofaciales
m["TIMESTAMP"]=pd.to_datetime(m.TIMESTAMP)

filtro_solar_m=(m.TIMESTAMP.dt.time >=time(11, 0)) & (m.TIMESTAMP.dt.time
<=time(15, 0))
solar_m=(m.loc[filtro_solar_m, ])

#Filtrar datos de horas de sol bifaciales
b["TIMESTAMP"]=pd.to_datetime(b.TIMESTAMP)
#filtro_solar_b=(m.TIMESTAMP.dt.time==time(13,0))
```

```

filtro_solar_b=(m.TIMESTAMP.dt.time >=time(11, 0)) & (m.TIMESTAMP.dt.time
<=time(15, 0))
solar_b=(b.loc[filtro_solar_b, ])

#Potencia de salida
p_m1_solar=(solar_m["v1_Avg"].multiply(solar_m["i1_Avg"], axis="index"))
p_m2_solar=(solar_m["v2_Avg"].multiply(solar_m["i2_Avg"], axis="index"))
p_B1_solar=(solar_b["v1_Avg"].multiply(solar_b["i1_Avg"], axis="index"))
p_B2_solar=(solar_b["v2_Avg"].multiply(solar_b["i2_Avg"], axis="index"))

#Dataframes
mono_solar=pd.concat([solar_m["TIMESTAMP"],p_m1_solar,p_m2_solar,solar_b["ML01_POA_Avg"],solar_m["T1_Avg"],solar_m["T2_Avg"]], axis=1)
mono_solar=
mono_solar.rename(columns={0:"P_M1",1:"P_M2", "ML01_POA_Avg": "G_POA"})
bif_solar=pd.concat([solar_b["TIMESTAMP"],p_B1_solar,p_B2_solar,solar_b["ML01_POA_Avg"],solar_b["ML01_POAi_Avg"],solar_b["Temp_1_Avg"],solar_b["Temp_2_Avg"]],
axis=1)
bif_solar=
bif_solar.rename(columns={0:"P_bif1",1:"P_bif2", "ML01_POA_Avg": "G_POA", "ML01_POAi_Avg": "G_POA_i"})

#Eliminar filas con irradiancias menores a 700 [W/m2] en el DataFrame 'mono'
mono_solar = mono_solar.loc[(mono_solar['G_POA'] >= 700) | (mono_solar['G_POA']
>= 700)]

#Eliminar filas con irradiancias menores a 700 [W/m2] en el DataFrame 'bif'
bif_solar = bif_solar.loc[(bif_solar['G_POA'] >= 700) | (bif_solar['G_POA'] >=
700)]

#Eliminar filas con irradiancias menores a 700 [W/m2] en el DataFrame 'sol_b'
solar_b = solar_b.loc[(solar_b['ML01_POA_Avg'] >= 700) |
(solar_b['ML01_POA_Avg'] >= 700)]
#Factores y coeficientes de bifacialidad
phi_B1=0.6938 #factor de bifacialidad de modulo con 2 años de exposición
phi_B2=0.6549 #factor de bifacialidad de modulo sin exposición

```

```

rho_solar=solar_b["ML01_POAi_Avg"]/solar_b["ML01_POA_Avg"]
BIF_B1_solar=(1+phi_B1*rho_solar) #Coeficiente de bifacialidad de modulo con 2
años de exposición
BIF_B2_solar=(1+phi_B2*rho_solar) #Coeficiente de bifacialidad de modulo sin
exposición

#Cálculo de Yf en rango de hora solar:
Yf_m1_solar=mono_solar["P_M1"]/310
Yf_m2_solar=mono_solar["P_M2"]/330
Yf_B1_solar=bif_solar["P_bif1"]/370
Yf_B2_solar=bif_solar["P_bif2"]/370

#Cálculo de Yr en rango de hora solar:
Yr_m1_solar=mono_solar["G_POA"]/1000
Yr_m2_solar=mono_solar["G_POA"]/1000
Yr_B1_solar=(bif_solar["G_POA"]*BIF_B1_solar)/1000
Yr_B2_solar=(bif_solar["G_POA"]*BIF_B2_solar)/1000

#Cálculo de Performance Ratio en rango de hora solar
pr_m1_solar=pd.DataFrame(Yf_m1_solar/Yr_m1_solar) #PR de monofacial con 2 años
de exposición
pr_m1_solar=pr_m1_solar.rename(columns={0:"PR_M1"})
pr_m2_solar=pd.DataFrame(Yf_m2_solar/Yr_m2_solar) #PR de monofacial sin
exposición
pr_m2_solar=pr_m2_solar.rename(columns={0:"PR_M2"})
pr_b1_solar=pd.DataFrame(Yf_B1_solar/Yr_B1_solar) #PR de bifacial con 2 años de
exposición
pr_b1_solar=pr_b1_solar.rename(columns={0:"PR_B1"})
pr_b2_solar=pd.DataFrame(Yf_B2_solar/Yr_B2_solar) #PR de bifacial sin
exposición
pr_b2_solar=pr_b2_solar.rename(columns={0:"PR_B2"})

#Filtro de valores de PR
#Borra PR solares mayores a 1 y menores a 0,5
indexNames = pr_m1_solar[ (pr_m1_solar['PR_M1'] >=1)].index
pr_m1_solar.drop(indexNames , inplace=True)

```

```

indexNames = pr_m1_solar[ (pr_m1_solar['PR_M1'] <=0.5)].index
pr_m1_solar.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_m2_solar[ (pr_m2_solar['PR_M2'] >=1)].index
pr_m2_solar.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_m2_solar[ (pr_m2_solar['PR_M2'] <=0.5)].index
pr_m2_solar.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_b1_solar[ (pr_b1_solar['PR_B1'] >=1 )].index
pr_b1_solar.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_b1_solar[ (pr_b1_solar['PR_B1'] <=0.5)].index
pr_b1_solar.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_b2_solar[ (pr_b2_solar['PR_B2'] >=1 )].index
pr_b2_solar.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_b2_solar[ (pr_b2_solar['PR_B2'] <=0.5)].index
pr_b2_solar.drop(indexNames , inplace=True)

#Concatena PR en rango de hora solar
pr_solar=pd.concat([solar_b["TIMESTAMP"],solar_b["ML01_POA_Avg"],pr_m1_solar,pr_
m2_solar,pr_b1_solar,pr_b2_solar], axis=1)

#'TIMESTAMP' en formato datetime
pr_solar['TIMESTAMP'] = pd.to_datetime(pr_solar['TIMESTAMP'])

#Crea una nueva columna 'Date' que contenga solo la fecha (sin hora)
pr_solar['Date'] = pr_solar['TIMESTAMP'].dt.date

#Agrupar por fecha y encuentra el valor máximo de Irradiancia para cada día en el
rango de hora solar
daily_max_ML01_POA = pr_solar.groupby('Date')['ML01_POA_Avg'].max()

pr_max_g = pr_solar.loc[pr_solar.groupby('Date')['ML01_POA_Avg'].idxmax()]

#Se guardan los valores en un nuevo DataFrame
pr_max_g_df = pd.DataFrame(pr_max_g)

```

```
#Ahora 'pr_max_g_df' contiene los valores de PR asociados al valor máximo de  
Irradiancia para cada día
```

```
#Se crea un DataFrame con fechas y números secuenciales que enumeran los días  
desde el 01-09-2022 hasta el 31-08-2023 (df)
```

```
fecha_inicio = pd.to_datetime("2022-09-01")  
fecha_fin = pd.to_datetime("2023-08-31")  
rango_fechas = pd.date_range(fecha_inicio, fecha_fin)  
numeros_secuenciales = pd.Series(range(1, 366))  
df = pd.DataFrame({'Date': rango_fechas, 'Día': numeros_secuenciales})
```

```
pr_max_g_df['Date'] = pd.to_datetime(pr_max_g_df['Date'])
```

```
#Se fusionan los DataFrames en función de la columna "Fecha" para hacer  
coincidir las fechas con los números de días respectivos
```

```
pr_max_g_df = pr_max_g_df.merge(df, on="Date", how="left")  
pr_max_g_df['Date'] = pr_max_g_df['Date'].dt.date
```

```
#Se crea archivo Excel del DataFrame PR_diario_max_G  
pr_max_g_df.to_excel('PR_diario_max_G.xlsx', index=True)
```

```
#Cálculo PR corregido diario centrado en hora de máxima Irradiancia
```

```
gamma_m1=(0.408/100)  
gamma_m2=(0.43/100)  
gamma_b1=(0.39/100)  
gamma_b2=(0.39/100)  
t_m1_prom_solar=mono_solar["T1_Avg"].mean()  
t_m2_prom_solar=mono_solar["T2_Avg"].mean()  
t_b1_prom2_solar=bif_solar["Temp_1_Avg"].mean()  
t_b2_prom2_solar=bif_solar["Temp_2_Avg"].mean()  
ck_m1_solar=(1-(gamma_m1*(t_m1_prom_solar-25)))  
ck_m2_solar=(1-(gamma_m2*(t_m2_prom_solar-25)))  
ck_b1_solar=(1-(gamma_b1*(t_b1_prom2_solar-25)))  
ck_b2_solar=(1-(gamma_b2*(t_b2_prom2_solar-25)))
```

```
#Cálculo de Yf_corr:
```

```

Yf_m1_corr_solar=mono_solar["P_M1"]
Yf_m2_corr_solar=mono_solar["P_M2"]
Yf_b1_corr_solar=bif_solar["P_bif1"]
Yf_b2_corr_solar=bif_solar["P_bif2"]

#Cálculo de Yr_corr:
Yr_m1_corr_solar=(310*mono_solar["G_POA"]*ck_m1_solar)/1000
Yr_m2_corr_solar=(330*mono_solar["G_POA"]*ck_m2_solar)/1000
Yr_b1_corr_solar=(370*bif_solar["G_POA"]*ck_b1_solar*BIF_B1_solar)/1000
Yr_b2_corr_solar=(370*bif_solar["G_POA"]*ck_b2_solar*BIF_B2_solar)/1000

#Cálculo de PR corregido en hora de máxima Irradiancia
pr_m1_corr_solar=pd.DataFrame(Yf_m1_corr_solar/Yr_m1_corr_solar)
#monofacial con 2 años de exposición
pr_m1_corr_solar=pr_m1_corr_solar.rename(columns={0:"PR_M1_corr_solar"})
pr_m2_corr_solar=pd.DataFrame(Yf_m2_corr_solar/Yr_m2_corr_solar)
#monofacial sin exposición
pr_m2_corr_solar=pr_m2_corr_solar.rename(columns={0:"PR_M2_corr_solar"})
pr_b1_corr_solar=pd.DataFrame(Yf_b1_corr_solar/Yr_b1_corr_solar)      #bifacial
con 2 años de exposición
pr_b1_corr_solar=pr_b1_corr_solar.rename(columns={0:"PR_B1_corr_solar"})
pr_b2_corr_solar=pd.DataFrame(Yf_b2_corr_solar/Yr_b2_corr_solar)      #bifacial
sin exposición
pr_b2_corr_solar=pr_b2_corr_solar.rename(columns={0:"PR_B2_corr_solar"})

#Filtro de PR corregido
#Borra PR solares mayores a 1 y menores a 0,5
indexNames = pr_m1_corr_solar[ (pr_m1_corr_solar['PR_M1_corr_solar'] >=1)].index
pr_m1_corr_solar.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_m1_corr_solar[ (pr_m1_corr_solar['PR_M1_corr_solar']
<=0.5)].index
pr_m1_corr_solar.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_m2_corr_solar[ (pr_m2_corr_solar['PR_M2_corr_solar'] >=1)].index
pr_m2_corr_solar.drop(indexNames , inplace=True)

```

```

indexNames = pr_m2_corr_solar[ (pr_m2_corr_solar['PR_M2_corr_solar']
<=0.5)].index
pr_m2_corr_solar.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_b1_corr_solar[ (pr_b1_corr_solar['PR_B1_corr_solar'] >=1
)].index
pr_b1_corr_solar.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_b1_corr_solar[ (pr_b1_corr_solar['PR_B1_corr_solar']
<=0.5)].index
pr_b1_corr_solar.drop(indexNames , inplace=True)

indexNames = pr_b2_corr_solar[ (pr_b2_corr_solar['PR_B2_corr_solar'] >=1
)].index
pr_b2_corr_solar.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_b2_corr_solar[ (pr_b2_corr_solar['PR_B2_corr_solar']
<=0.5)].index
pr_b2_corr_solar.drop(indexNames , inplace=True)

#Concatena PR corregidos
pr_corr_solar=pd.concat([solar_b["TIMESTAMP"],solar_b["ML01_POA_Avg"],pr_m1_corr
_solar,pr_m2_corr_solar,pr_b1_corr_solar,pr_b2_corr_solar], axis=1)

#'TIMESTAMP' en formato datetime
pr_corr_solar['TIMESTAMP'] = pd.to_datetime(pr_corr_solar['TIMESTAMP'])

#Crea una nueva columna 'Date' que contenga solo la fecha (sin hora)
pr_corr_solar['Date'] = pr_corr_solar['TIMESTAMP'].dt.date

#Agrupar por fecha y encuentra el valor máximo de Irradiancia para cada día
daily_max_ML01_POA = pr_corr_solar.groupby('Date')['ML01_POA_Avg'].max()

#Se capturan los valores de PR corregido asociados al valor máximo de
Irradiancia
pr_corr_max_g =
pr_corr_solar.loc[pr_corr_solar.groupby('Date')['ML01_POA_Avg'].idxmax()]

```

```

#Se guardan los valores en un nuevo DataFrame
pr_corr_max_g_df = pd.DataFrame(pr_corr_max_g)

#Ahora 'pr_corr_max_g_df' contiene los valores de PR corregido asociados al
valor máximo de Irradiancia para cada día

#Se crea un DataFrame con fechas y números secuenciales que enumeran los días
desde el 01-09-2022 hasta el 31-08-2023 (df)
fecha_inicio = pd.to_datetime("2022-09-01")
fecha_fin = pd.to_datetime("2023-08-31")
rango_fechas = pd.date_range(fecha_inicio, fecha_fin)
numeros_secuenciales = pd.Series(range(1, 366))
df = pd.DataFrame({'Date': rango_fechas, 'Día': numeros_secuenciales})
pr_corr_max_g_df['Date'] = pd.to_datetime(pr_corr_max_g_df['Date'])

#Se fusionan los DataFrames en función de la columna "Fecha" para hacer
coincidir las fechas con los números de días respectivos
pr_corr_max_g_df = pr_corr_max_g_df.merge(df, on="Date", how="left")
pr_corr_max_g_df['Date'] = pr_corr_max_g_df['Date'].dt.date

#Se crea archivo Excel del DataFrame PR_diario_corr_max_G
pr_corr_max_g_df.to_excel('PR_diario_corr_max_G.xlsx', index=True)

```

10. Referencias

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), (octubre de 2023). *Reporte Energético octubre 2023*. <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/reportes-energetico/2023/>
- [2] Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2016). *Compendium of photovoltaic degradation rates*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 24(7), 978-989. <https://doi.org/10.1002/pip.2744>
- [3] Nakamura, Y., Chantana, J., Takeguchi, K., Kawano, Y., Nishimura, T., & Minemoto, T. (2023). *Long-term examinations up to 20 years of performance ratio and degradation rate of different-type photovoltaic modules at central part of Japan*. Renewable Energy Focus, 44, 98-105. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.12.003>
- [4] Freire, N., (23 de octubre de 2023) *El desierto de Atacama es el punto del planeta que recibe mayor radiación solar*. National Geographic España. Recuperado el 24 de octubre de 2023 de https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/desierto-atacama-punto-planeta-que-recibe-mayor-radiacion-solar_20872
- [5] Centro de prensa Cámara de Diputadas y Diputados, (03 de abril de 2023), *Participación de las energías renovables en la matriz energética llegará a un 60% al 2030*. Valparaíso, Chile.
- [6] Unidad de Acompañamiento de Proyectos del Ministerio de Energía, (24 de octubre de 2023). *Reporte de proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía mes de septiembre de 2023*. Ministerio de Energía. Santiago, Chile. <https://energia.gob.cl/panel/reportes-de-proyectos>
- [7] Cronin, A., Pulver, S., Cormode, D., Jordan, D., Kurtz, S., & Smith, R. (2014). *Measuring degradation rates of PV systems without irradiance data*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 22 (8), 851-862. <https://doi.org/10.1002/pip.2310>

- [8] Romero-Fiances, I., Livera, A., Theristis, M., Makrides, G., Stein, J. S., Nofuentes, G., & Georghiou, G. E. (2022). *Impact of duration and missing data on the long-term photovoltaic degradation rate estimation*. *Renewable Energy*, 181, 738-748. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.078>

- [9] IEC 61724:1998, (1998). *Photovoltaic system performance monitoring—Guidelines for measurement, data exchange and analysis*. 1st edition. International Electrotechnical Commission, IEC Standard. Ginebra, Suiza.

- [10] Lindig, S., Kaaya, I., Weiß, K. A., Moser, D., & Topic, M. (2018). *Review of statistical and analytical degradation models for photovoltaic modules and systems as well as related improvements*. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 8(6), 1773-1786. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2870532>

- [11] Phinikarides, A., Kindyni, N., Makrides, G., & Georghiou, G. E. (2014). *Review of photovoltaic degradation rate methodologies*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 143-152. Nicosia, Chipre. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.155>

- [12] IEC 61724-1:2017, (2017). *Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis*. International Electrotechnical Commission, IEC Standard. Ginebra, Suiza.

- [13] IEC 61724-1:2021, (2021). *Photovoltaic System Performance—Part 1: Monitoring*. International Electrotechnical Commission, IEC Standard. Ginebra, Suiza. <https://webstore.iec.ch/publication/65561>

- [14] E. Ogliari, A. Dolara, D. Mazzeo, G. Manzolini and S. Leva, (septiembre de 2023). *"Bifacial and Monofacial PV Systems Performance Assessment Based on IEC 61724-1 Standard,"* in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 13, no. 5, pp. 756-763. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2023.3295869>

- [15] IEC 60891:2021, (2021). *Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*. International Electrotechnical Commission, IEC Standard. Ginebra, Suiza.
- [16] Mannino, G., Tina, G. M., Cacciato, M., Todaro, L., Bizzarri, F., & Canino, A. (2023). *A photovoltaic degradation evaluation method applied to bifacial modules*. Solar Energy, 251, 39-50. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.12.048>
- [17] Navarro, V, (septiembre de 2022). *Metodología para evaluar degradación de módulos fotovoltaicos bifaciales y monofaciales en condiciones exteriores de operación y bajo condiciones controladas*. Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM. Santiago, Chile.
- [18] Reyes, V, (agosto de 2023). *Evaluación experimental de degradación de Paneles Fotovoltaicos Monofaciales y Bifaciales*. Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM. Santiago, Chile.
- [19] Carigiet, F., Brabec, C. J., & Baumgartner, F. P. (2021). *Long-term power degradation analysis of crystalline silicon PV modules using Indoor and Outdoor measurement techniques*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 144, 111005. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111005>
- [20] Quansah, D. A., & Adaramola, M. S. (2019). *Assessment of early degradation and performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression*. Renewable energy, 131, 900-910. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.117>
- [21] Myers, D R, (2009). *Evaluation of the Performance of the PVUSA Rating Methodology Applied to Dual Junction PV Technology: Preprint (Revised)*. United States: N. p., <https://www.osti.gov/biblio/951223>

- [22] Makrides, G., Zinsser, B., Schubert, M., & Georghiou, G. E. (2014). *Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques*. Solar Energy, 103, 28-42. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.011>
- [23] Lindroos, J., & Savin, H. (2016). *Review of light-induced degradation in crystalline silicon solar cells*. Solar Energy Materials and Solar Cells, 147, 115-126. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2015.11.047>
- [24] Shrestha, S., & TamizhMani, G. (2015, June). *Selection of best methods to calculate degradation rates of PV modules*. IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC) (pp. 1-4). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2015.7355703>
- [25] Campbell Scientific Spain, (s. f.). *110PV Termistor de contacto para medida temperatura superficie*. España. <https://www.campbellsci.es/110pv>
- [26] ISO 9060:2018, (2018). *Solar energy — Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation*. International Organization of Standardization; ISO, Ginebra, Suiza.
- [27] EKO-Instruments, (2023). *ML-01Si-Pyranometer ISO 9060:2018 Class C – Fast Response*. <https://www.eko-instruments.com/us/categories/products/pyranometers/ml-01-si-pyranometer>
- [28] Campbell Scientific Spain, (s. f.). *CR1000X Datalogger para medida y control*. España. <https://www.campbellsci.es/cr1000x>
- [29] H.A.L.M elektronik gmbh, (s.f.) *CetisPV Outdoor test High-precision tester for Outdoor IV measurements of solar modules and strings*. Frankfurt, Alemania.
- [30] Eternalsun Spire, (2020). *Spire Temperature Controlled Lab Flasher, the most accurate lab solar simulator for power determination, temperature coefficients and energy rating*. The Hague, Países Bajos. <https://www.eternalsun.com/product/tclf-aaa-single-long-pulse-temperature-controlled-lab-flasher/>

- [31] Guajardo D, (agosto de 2022). *Metodologías de caracterización de módulos fotovoltaicos defectuosos e identificación de sus modos de fallas*. Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM. Santiago, Chile.
- [32] Fluke Corporation, (2023). *Cámaras térmicas: Cámara de infrarrojos Fluke Ti400*. <https://www.fluke.com/es-cl/producto/camaras-termicas/ti400#>
- [33] IEC 60904-1:2020, (2020). *Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*. International Electrotechnical Commission, IEC Standard. Ginebra, Suiza.
- [34] IEC 62446-3:2017, (2017). *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography*. International Electrotechnical Commission, IEC Standard. Ginebra, Suiza.
- [35] IEC 60904-13:2018, (2018). *Photovoltaic devices – Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules*. International Electrotechnical Commission, IEC Standard. Ginebra, Suiza.
- [36] ASTM Standard E1036, (2019). *Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells*. West Conshohocken: The American Society for Testing and Materials.
- [37] HALM Elektronik gmbh, (s.f.). *PVCT Control – Operating instructions: Application software for the modular cetisPV-CTL1 photovoltaic IV curve measuring system*. Frankfurt, Alemania.
- [38] Granger Melis, D, (2015). *Evaluación-técnico económica de planta de generación fotovoltaica de 3MW*. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/132041>

- [39] Musi, R., Grange, B., Sgouridis, S., Guedez, R., Armstrong, P., Slocum, A., & Calvet, N. (2017). *Techno-economic analysis of concentrated solar power plants in terms of levelized cost of electricity*. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1850, No. 1). AIP Publishing. <https://doi.org/10.1063/1.4984552>
- [40] Livera, A., Tziolis, G., Theristis, M., Stein, J. S., & Georghiou, G. E. (2023). *Estimating the Performance Loss Rate of Photovoltaic Systems Using Time Series Change Point Analysis*. *Energies*, 16(9), 3724. <https://doi.org/10.3390/en16093724>
- [41] Comisión Nacional de Energía, (diciembre de 2023). *Precio Medio de Mercado Sistema Eléctrico Nacional*. Ministerio de Energía. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/12/Precio_Medio_de_Mercado-12_23.pdf
- [42] Quansah, D. A., & Adaramola, M. S. (2018). *Comparative study of performance degradation in poly-and mono-crystalline-Si solar PV modules deployed in different applications*. *International journal of hydrogen energy*, 43(6), 3092-3109.