

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA
MARÍA**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO - CHILE



**“METODOLOGÍA PARA EVALUAR
DEGRADACIÓN DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS BIFACIALES Y
MONOFACIALES EN CONDICIONES
EXTERIORES DE OPERACIÓN Y BAJO
CONDICIONES CONTROLADAS”**

VALENTINA MACARENA NAVARRO ALARCÓN

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA
CIVIL MECÁNICO MENCIÓN ENERGÍA**

PROFESOR GUÍA: PHD. RODRIGO BARRAZA VICENCIO

PROFESOR CORREFERENTE: PHD. PATRICIO VALDIVIA LEFORT

SEPTIEMBRE – 2022

Agradecimientos

Mis sinceros agradecimientos al equipo FONDEF por darme la oportunidad de ser un aporte en este proyecto y por entregarme las herramientas necesarias para enfrentarme a este desafío.

Agradezco también a mi familia en especial a Jorge y a mi mamá por su apoyo incondicional durante mi proceso universitario.

Resumen

En este documento se define una metodología para evaluar la degradación de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en condiciones exteriores de operación y bajo condiciones controladas en laboratorio indoor. Para ello se propone realizar monitoreo continuo de datos, medición de curvas I-V en exterior y termografía, en tanto que, en interior se propone realizar mediciones de curvas I-V en un simulador solar.

Además, se define una metodología de predicción de la tasa de degradación de módulos monofaciales y bifaciales basada en el modelo estadístico ARIMA a partir de la serie temporal de datos de tres indicadores de desempeño: potencia normalizada, performance ratio y performance ratio corregido.

Para llevar a cabo este estudio, se habilita un laboratorio de exterior en el campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María y se instrumentan cuatro módulos fotovoltaicos, dos de ellos monofaciales y dos bifaciales, de modo que, para cada tecnología se tiene un módulo con dos años de exposición y otro sin exposición inicial.

Por otro lado, se incluyen cuatro semanas de datos iniciales, de donde se obtienen los tres indicadores mencionados y se valida la metodología propuesta para el estudio.

Abstract

This document defines a methodology to evaluate monofacial and bifacial photovoltaic modules degradation in outdoor operating conditions and under controlled conditions in an indoor laboratory. For this, it is proposed to carry out continuous data monitoring, outdoor I-V curves measurement and thermography, while, indoors, it is proposed to trace I-V curves in a solar simulator.

In addition, a prediction methodology for the degradation rate of monofacial and bifacial modules based on the ARIMA statistical model is defined from the time series data of three performance indicators: normalized power, performance ratio and corrected performance ratio.

To carry out this study, an outdoor laboratory is set up on the San Joaquín campus of the Universidad Técnica Federico Santa María and four photovoltaic modules are installed, two of them monofacial and two bifacial. So that, for each technology, there is a module with two years of exposure and another without initial exposure.

On the other hand, four weeks of initial data are included, from which the three indicators mentioned are obtained and the proposed methodology for the study is validated.

Glosario

MPP: Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point)

P_{MPP} : Potencia en el Punto de Máxima Potencia

V_{MPP} : Voltaje en el Punto de Máxima Potencia

I_{MPP} : Corriente en el Punto de Máxima Potencia

I_{sc} : Corriente de cortocircuito

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto

FF: Factor de llenado (Fill Factor)

c-Si: Silicio Cristalino

multi-Si: Silicio policristalino

mono-Si: Silicio monocristalino

I-V: Corriente – Voltaje

LID: Light Induction Degradation (Degradación inducida por luz)

LIR: Light Induction Recuperation (Recuperación inducida por luz)

PR: Relación de desempeño (Performance Ratio)

PV: Fotovoltaico (Photovoltaic)

STC: Condiciones de prueba estándar (Standard Test Conditions)

EL: Electroluminiscencia

ACF: Función de autocorrelación (Autocorrelation function)

PACF: Función de autocorrelación parcial (Partial autocorrelation function)

ARIMA: Autorregresivo integrado de media móvil (Autoregressive Integrated Moving Average)

Índice de Contenidos

1.	Objetivo General.....	1
2.	Objetivos específicos	1
3.	Estado del Arte.....	2
3.1	Metodologías existentes para evaluar degradación	2
3.2	LID	6
3.3	Indicadores para evaluar degradación	8
3.4	Modelos estadísticos.....	11
3.4.1	Simple Linear Regression (SLR)	11
3.4.2	Classical Seasonal Descompostion (CSD).....	12
3.4.3	HW Seasonal Model (HW)	13
3.4.4	Seasonal Trend Descomposition Using LOESS (STL)	14
3.4.5	Modelo ARIMA	15
4.	Laboratorio outdoor	21
4.1	Módulos Monofaciales	22
4.2	Módulos Bifaciales.....	25
5.	Línea Base.....	28
5.1	Curvas I-V indoor iniciales	28
5.1.1	Simulador solar	28
5.1.2	Resultados IV indoor	29
5.1.3	Coeficientes de módulos bifaciales.....	33
5.2	Electroluminiscencia inicial	35
5.2.1	Equipos de EL.....	36
5.2.2	Resultados EL inicial	37
5.3	Termografía inicial	43
5.3.1	Cámara termográfica.....	43
5.3.2	Resultados termografía inicial.....	43
5.4	Curvas I-V outdoor inicial.....	49
5.4.1	Trazador curvas	49
5.4.2	Resultados IV outdoor inicial.....	50
5.5	Resumen línea base	54

6.	Metodología para evaluar degradación	56
6.1	Limpieza de módulos PV	57
6.2	Procedimiento para medir curvas I-V outdoor	58
6.2.1	Curvas I-V outdoor en módulo monofacial	60
6.2.2	Curvas I-V outdoor en módulo bifacial	60
6.3	Procedimiento para realizar termografía	62
6.4	Cálculo de métricas de desempeño	65
6.4.1	Performance Ratio.....	65
6.4.2	Performance Ratio corregido	67
6.4.3	Potencia Normalizada	67
6.5	Procedimiento para medir curvas I-V indoor	68
6.5.1	Curvas I-V indoor en módulos monofaciales.....	69
6.5.2	Curvas I-V indoor en módulos bifaciales.....	70
6.6	Procedimiento de pronóstico de degradación con modelo ARIMA.....	70
6.7	Procedimiento de Electroluminiscencia	78
7.	Validación de metodología	79
7.1	Curvas I-V outdoor semanales	79
7.2	<i>PR</i> y <i>PRcorr</i>	80
7.3	Curvas I-V indoor mensual	85
8.	Conclusiones	89
9.	Anexos	92
	Código Matlab para curvas IV indoor	102
	Código Python para calcular Performance Ratio desde CR1000X.....	105
10.	Referencias.....	109

Índice de Tablas

Tabla 1: Resumen de tasas de degradación obtenidas para tecnologías monocristalinas y policristalinas con 3 años de exposición en Japón.	4
Tabla 2: Modelo por aplicar según forma de función ACF y PACF [14].....	18
Tabla 3: Módulos fotovoltaicos de estudio de degradación en laboratorio indoor y outdoor.	21
Tabla 4: Resumen de resultados de curvas I-V indoor a STC para línea base de dos módulos monofaciales, dos módulos bifaciales y un módulo de control.....	33
Tabla 5: Coeficientes de bifacialidad obtenidos en línea base para los dos módulos bifaciales del estudio.	34
Tabla 6: Valores de BIFI para módulos bifaciales del estudio.	35
Tabla 7: Resumen de resultados de electroluminiscencia inicial de dos módulos monofaciales y dos módulos bifaciales.....	42
Tabla 8: Resumen de resultados de termografía para línea base.	49
Tabla 9: Resumen de resultados de curvas I-V outdoor de línea base para los cuatro módulos del estudio.	54
Tabla 10: Resumen de línea base para los cuatro módulos del estudio.	55
Tabla 11: Potencia normalizada de los cuatro módulos para las primeras cuatro semanas.	80
Tabla 12: Factor de bifacialidad de módulos bifaciales.....	81
Tabla 13: Valor semanal de performance ratio de los cuatro módulos del estudio para las primeras cuatro semanas.....	81
Tabla 14: Performance ratio corregido semanal de los cuatro módulos del estudio para las primeras cuatro semanas.....	82
Tabla 15: Potencia a STC mensual obtenida a partir de simulador solar de laboratorio indoor para el primer mes de estudio.	86
Tabla 16: Especificaciones eléctricas de módulo monofacial policristalino Astronergy.....	92
Tabla 17: Especificaciones mecánicas de módulo monofacial policristalino Astronergy.....	93
Tabla 18: Garantía de producto y degradación para módulo monofacial policristalino Astronergy.....	93
Tabla 19: Especificaciones técnicas de módulo fotovoltaico policristalino monofacial PV-TECH.....	93
Tabla 20: Características mecánicas de módulo fotovoltaico policristalino monofacial PV-TECH.....	94
Tabla 21: Tasas de degradación de módulo fotovoltaico policristalino monofacial PV-TECH 330 W	94

Tabla 22: Especificaciones eléctricas para módulo monocristalino bifacial PERC marca RISEN modelo RSM72-6-370BMDG.	94
Tabla 23: Temperatura y tasas máximas de operación para módulo monocristalino bifacial PERC marca RISEN modelo RSM72-6-370BMDG.	95
Tabla 24: Especificaciones mecánicas para módulo monocristalino bifacial PERC marca RISEN modelo RSM72-6-370BMDG.	95
Tabla 25: Garantía de producto y degradación para módulo monocristalino bifacial PERC marca RISEN modelo RSM72-6-370BMDG.	96
Tabla 26: Especificaciones técnicas de cámara profesional y lente de cámara utilizada para prueba de EL.....	96
Tabla 27: Especificaciones técnicas de fuente de poder utilizada para pruebas de electroluminiscencia.....	96
Tabla 28: Especificaciones técnicas de trazador de curvas CetisPV-Outdoortest h.a.l.m [24].	97
Tabla 29: Coeficientes de temperatura de potencia máxima de los cuatro módulos del estudio dados por el fabricante.....	98
Tabla 30: Valores de PR_{corr} para ejemplificar procedimiento ARIMA.....	98

Índice de Figuras

Figura 3-1: Mediciones de <i>PMPP</i> y degradación anual para módulo de referencia y arreglo de módulos multi c-Si.	3
Figura 3-2: Valores de degradación de cuatro módulos bifaciales y un módulo de control para cuatro años de estudio en interior [%/año] [5].	5
Figura 3-3: Imágenes de cara frontal y posterior de módulos e imagen tomada con microscopio de parte frontal [5].	6
Figura 3-4: Tasas de degradación por LID en módulos multi-Si y mono-Si en estudio de degradación realizado en Japón (2017) [7].	7
Figura 3-5: LID y LIR de un módulo mono-Si y un módulo multi-Si en Japón (2017) [7].	8
Figura 3-6: Gráfico circular del uso de métodos para determinar tasas de degradación a) antes del 2000 y b) después del 2000 [11].	10
Figura 3-7: Gráfico circular del porcentaje del número de mediciones realizadas para determinar las tasas de degradación [11].	11
Figura 3-8: Datos reales de cinco años y pronóstico para tres años de performance ratio de un módulo mono cristalino (I), policristalino (II) y de capa delgada (III) mediante modelo ARIMA [15].	19
Figura 3-9 Regresión PVUSA de un módulo multicristalino en intervalos semanales (a) y tasas de degradación con tiempo de observación cambiante (b) [16].	20
Figura 3-10: Tasas de degradación categorizadas por tecnología y método de análisis estadístico [3].	21
Figura 4-1: Módulos monofaciales policristalinos del estudio.	22
Figura 4-2: Sensores de temperatura PV110 Campbell Scientific [17] de módulos monofaciales policristalinos.	23
Figura 4-3: Diagrama de conexión de módulo monofacial a microinversor y conexión de sus sensores a CR1000X. El subíndice x corresponde al número de panel, I_s es la corriente del módulo, V_{red} es el voltaje de la red y $VCCS$ es el control de señal de la corriente actual.	23
Figura 4-4: Divisor de tensión para medición de voltaje a partir de resistencias eléctricas. V_x corresponde al voltaje del panel, R_1 y R_2 son las resistencias eléctricas del divisor de tensión y V_{vxCS} es el control de señal de voltaje para el panel actual [18].	24
Figura 4-5: Entradas y conexiones de CR1000X de Campbell Scientific, utilizado para monitoreo y registro de datos de los módulos del estudio [19].	25
Figura 4-6: Módulos bifaciales monocristalinos con dos años de exposición (B_1) y sin exposición (B_2).	25

Figura 4-7: Piranómetro ubicado en cara frontal a), en cara posterior b) y en dirección al suelo para medir albedo c) de módulo bifacial B2.....	26
Figura 4-8: Diagrama de conexión de módulo bifacial a microinversor y conexión de sus sensores a CR1000X y AM16/32.	27
Figura 4-9: Caseta eléctrica de módulos monofaciales a) y caseta eléctrica de módulos bifaciales b).	28
Figura 5-1: Simulador de pulso solar Eternalsun Spire de laboratorio fotovoltaico indoor de la UTFSM.	29
Figura 5-2: Curva I-V y P-V de módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M1) medidas a STC.....	30
Figura 5-3: Curva I-V y P-V de módulo monofacial policristalino (M2) sin exposición medidas a STC.	30
Figura 5-4: Curva I-V y P-V de cara frontal de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (B1) medidas a STC.....	31
Figura 5-5: Curva I-V y P-V de cara frontal de módulo bifacial monocristalino sin exposición (B2) medidas a STC.	31
Figura 5-6: Curva I-V y P-V de cara posterior de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (B1) medidas a STC.....	32
Figura 5-7: Curva I-V y P-V de cara posterior de módulo bifacial monocristalino sin exposición (B2) medidas a STC.	32
Figura 5-8: Cámara marca Nikon D750, sin sensor de filtro IR.	36
Figura 5-9:Fuente de poder ele-tech de 50 [V] y 20 [A].....	37
Figura 5-10: Pieza oscura para EL con cortinas blackout.	37
Figura 5-11: EL de módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M1) con celdas con dedos cortados, fisuras activas y rotura en la orilla.....	38
Figura 5-12: EL de módulo monofacial policristalino sin exposición y celda del módulo con patrones asociados a fabricación de policristalino.	39
Figura 5-13: EL a módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición de su cara frontal a) y su cara posterior b), donde se observan microfisuras y roturas en las orillas.....	40
Figura 5-14: EL de módulo bifacial monocristalino sin exposición de su cara frontal a) y de su cara trasera b).....	41
Figura 5-15: Cámara termográfica marca Fluke TI 400 9HZ.	43
Figura 5-16: Termografía de línea base a módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M1).	44
Figura 5-17: Termografía de línea base de módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M1), focalizada en punto caliente a) y en rayadura superficial b).	45
Figura 5-18: Termografía de línea base a módulo monofacial policristalino sin exposición (M2).	46

Figura 5-19: Termografía de línea base de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (<i>B1</i>) en su cara frontal.	47
Figura 5-20: Termografía de línea base de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (<i>B1</i>) en su cara posterior.....	47
Figura 5-21: Termografía de módulo bifacial monocristalino sin exposición en su cara frontal.	48
Figura 5-22: Termografía de módulo bifacial monocristalino sin exposición en su cara posterior.....	48
Figura 5-23: Trazador de curva marca h.a.l.m.	50
Figura 5-24: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (<i>M1</i>) medida a STC.....	51
Figura 5-25: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de módulo monofacial policristalino sin exposición (<i>M2</i>) medida a STC.	52
Figura 5-26: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de cara frontal de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (<i>B1</i>) medida a STC.....	52
Figura 5-27: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de cara frontal de módulo bifacial monocristalino sin exposición (<i>B2</i>) medida a STC.	53
Figura 5-28: Curva I-V y P-V outdoor de cara posterior de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (<i>B1</i>) medida a STC.....	53
Figura 5-29: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de cara posterior de módulo bifacial monocristalino sin exposición (<i>B2</i>) medida a STC.	54
Figura 6-1: Metodología outdoor e indoor para evaluar degradación de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales.	57
Figura 6-2: Procedimiento de limpieza de módulos fotovoltaicos.....	58
Figura 6-3: Metodología de trazado de curvas I-V en exterior para evaluar degradación de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales.	59
Figura 6-4: Medición de curva I-V de módulo monofacial a), celda de referencia en el POA b) y sensor de temperatura en su parte posterior c).....	60
Figura 6-5: Medición de curva I-V en la cara frontal de módulo bifacial, con celda de referencia en el plano de medición y su cara posterior cubierta con una cortina blackout.	61
Figura 6-6: Medición de curva I-V en la cara frontal de módulo bifacial, con cortina blackout para cubrir su cara posterior.	61
Figura 6-7: Medición de curva I-V en la cara trasera de módulo bifacial con su cara frontal cubierta con cortina blackout.....	62
Figura 6-8: Medición de curva I-V en la cara trasera de módulo bifacial con su cara frontal cubierta, la celda de referencia en el POA y sensor de temperatura del trazador en su cara posterior.....	62
Figura 6-9: Prueba de termografía bajo condiciones estacionarias.....	63
Figura 6-10: Metodología de termografía en exterior para evaluar degradación de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales.	64

Figura 6-11: Ángulo de visión entre cámara termográfica y superficie del módulo [29].	65
Figura 6-12: Procedimiento de medición de curvas I-V indoor mensual. Desmontaje de paneles a) y conexión a simulador solar b).	69
Figura 6-13: Procedimiento de medición de curvas I-V indoor para módulos bifaciales con iluminación por una cara a 1000 [W/m^2] [27].	70
Figura 6-14: Metodología según modelo ARIMA para pronosticar P_{norm} , PR y PR_{corr} de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales [32].	72
Figura 6-15: Gráfico de secuencia de serie temporal de PR_{corr} para ejemplificar modelo ARIMA.	73
Figura 6-16: Función de autocorrelación simple de serie temporal de PR_{corr} para ejemplificar modelo ARIMA.	74
Figura 6-17: Diferenciación de serie temporal de PR_{corr} para ejemplificar modelo ARIMA.	75
Figura 6-18: Función de autocorrelación simple de serie temporal de PR_{corr} diferenciada una vez.	76
Figura 6-19: Función de autocorrelación parcial de serie temporal de PR_{corr} diferenciada una vez.	76
Figura 6-20: Gráfica con valores observados y valores de predicción de ejemplo de PR_{corr} con 17 semanas de observación y 6 semanas de pronóstico.	77
Figura 6-21: Estadísticos de modelo ARIMA (1, 1, 11) para ejemplo de pronóstico de degradación de PR_{corr} .	77
Figura 6-22: Procedimiento de electroluminiscencia.	79
Figura 7-1: Performance ratio diario centrado en la hora solar para los cuatro módulos del estudio.	84
Figura 7-2: Performance Ratio corregido diario centrado en hora solar para los cuatro módulos del estudio.	85
Figura 7-3: Potencia máxima de módulos monofaciales indoor y outdoor para las primeras cuatro semanas del estudio. Las mediciones indoor se realizaron a STC, mientras que las potencias medidas en outdoor se corrigieron a STC según el primer procedimiento de la norma IEC 60891:2021.	86
Figura 7-4: Potencia máxima de cara frontal de módulos bifaciales indoor y outdoor para las primeras cuatro semanas del estudio. Las mediciones indoor se realizaron a STC, mientras que las potencias medidas en outdoor se corrigieron a STC según el primer procedimiento de la norma IEC 60891:2021.	87
Figura 7-5: Potencia máxima de cara posterior de módulos bifaciales indoor y outdoor para las primeras cuatro semanas del estudio. Las mediciones indoor se realizaron a STC, mientras que las potencias medidas en outdoor se corrigieron a STC según el primer procedimiento de la norma IEC 60891:2021.	88
Figura 9-1: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de módulo M1.	99

Figura 9-2: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de módulo *M2*. 99

Figura 9-3: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de cara frontal módulo *B1*. 100

Figura 9-4: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de cara posterior de módulo *B1*. 100

Figura 9-5: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de cara frontal módulo *B2*. 101

Figura 9-6: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de cara posterior de módulo *B2*. 101

Introducción

La degradación de paneles fotovoltaicos es un fenómeno que influye en su rendimiento energético de largo plazo y resulta fundamental para evaluar económicamente un proyecto de este tipo. En general, los fabricantes garantizan un 80% de la potencia nominal de un módulo a los 25 años de operación [1], con un decrecimiento que comúnmente se expresa de manera lineal a partir de tasas de degradación anualizadas.

Las condiciones meteorológicas del lugar de operación influyen en la degradación que puede sufrir un módulo fotovoltaico, de manera que, en climas áridos de alta radiación, se encuentran mayores tasas de degradación [2]. No obstante, la tasa de degradación que se puede obtener para un módulo también depende de la tecnología en estudio, así como de la metodología que se utilice para realizar el cálculo [3].

Se han encontrado tasas de degradación con una mediana de $0,5 - 0,6$ [%/año] para tecnologías c-Si, en cuyo cálculo se incluyen estudios de diversas metodologías para evaluar degradación, que abarcan mediciones discretas de curvas I-V en exterior, monitoreo continuo y mediciones en interior de curvas I-V con simuladores solares [2].

En general, los estudios de degradación se han realizado respecto de módulos monofaciales, sin embargo, el estudio de módulos bifaciales es fundamental debido a que han presentado un importante crecimiento y se proyecta un incremento en el mercado debido a que son capaces de generar más energía producto de sus dos caras [4]. En este sentido, el año 2020 se estudió la degradación de módulos bifaciales en un clima desértico, cuya tasa de degradación es de alrededor de $1,39 - 1,88$ [%/año] en su cara frontal, en tanto que en su cara posterior se encontró una degradación de $0,39 - 0,78$ [%/año] atribuida a una disminución de la corriente de cortocircuito [5].

El estudio de degradación se puede realizar a través de las métricas de rendimiento que, permiten comparar el desempeño de sistemas fotovoltaicos de distintas tecnologías y en distintos lugares. Se reconocen tres grupos principales de métricas: (1) parámetros eléctricos de curvas IV registradas bajo condiciones exteriores o interiores simuladas y corregido a STC, (2) métricas empíricas como PVUSA y (3) tasas normalizadas como performance ratio (PR) [3].

Por otra parte, el poder estimar la degradación en un horizonte de evaluación, permite tener certeza respecto del rendimiento de largo plazo de los módulos fotovoltaicos, para lo cual frecuentemente se utilizan modelos estadísticos que calculan la tendencia de una serie temporal, de modo de poder pronosticar la degradación que puede sufrir un módulo a través de una tasa de pérdida anual [%/año] [3]. Los modelos estadísticos más utilizados son Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA), Simple Linear Regression (SLR), Classical Seasonal Descompostion (CSD), Seasonal Model (HW) y Seasonal Trend Descomposition Using LOESS (STL)[3].

1. Objetivo General

En el marco del proyecto Fondef N° ID21I10424, que propone desarrollar estándares y certificación de metodologías para componentes fotovoltaicos expuestos a climas de alta radiación se propone este estudio que tiene como objetivo general el definir procedimientos que permitan evaluar la degradación de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en condiciones exteriores de operación y bajo condiciones controladas en laboratorio indoor, ambos a ser realizados en el Campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María.

2. Objetivos específicos

- 2.1 Analizar el estado del arte de metodologías existentes que permitan evaluar degradación de paneles fotovoltaicos en condiciones exteriores de operación y bajo condiciones controladas.
- 2.2 Habilitar laboratorio outdoor e instrumentar módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales para caracterizar su operación.
- 2.3 Caracterizar parámetros relevantes y proponer metodología para evaluar degradación de módulos monofaciales y bifaciales en laboratorio outdoor e indoor.
- 2.4 Validar la aplicabilidad de las metodologías propuestas.

3. Estado del Arte

3.1 Metodologías existentes para evaluar degradación

Existen distintas metodologías para determinar cuánto se degrada un módulo fotovoltaico, que abarcan estudios en exterior y en interior de los parámetros eléctricos y métricas de desempeño, de manera de poder realizar un estudio de largo plazo.

En Suiza [6] se estudiaron módulos de tecnología policristalina durante 10 años, para lo cual se midió potencia máxima (P_{MPP}) en exterior y se trazaron curvas I-V en interior, en un simulador solar. La medición en interior se realizó a STC, en tanto que en exterior se seleccionan irradiancias de $1000 \pm 10 [W/m^2]$, a partir de un modelo de 5 criterios que exige una condición de cielo despejado, según el algoritmo desarrollado por laboratorios Sandia US. En ambos casos se midió un string completo y un módulo de referencia que no está conectado al string. De esta forma se obtuvieron tasas de degradación mediante un ajuste de tendencia lineal, como se observa en la Figura 3-1, cuyos valores en interior son de $0,231[\%/año]$ para el módulo de referencia y de $0,294[\%/año]$ para el promedio de módulos del string, en tanto que, en exterior, se obtuvieron tasas de degradación de $0,188[\%/año]$ y $0,178[\%/año]$ para el módulo de referencia y para el string completo, respectivamente.

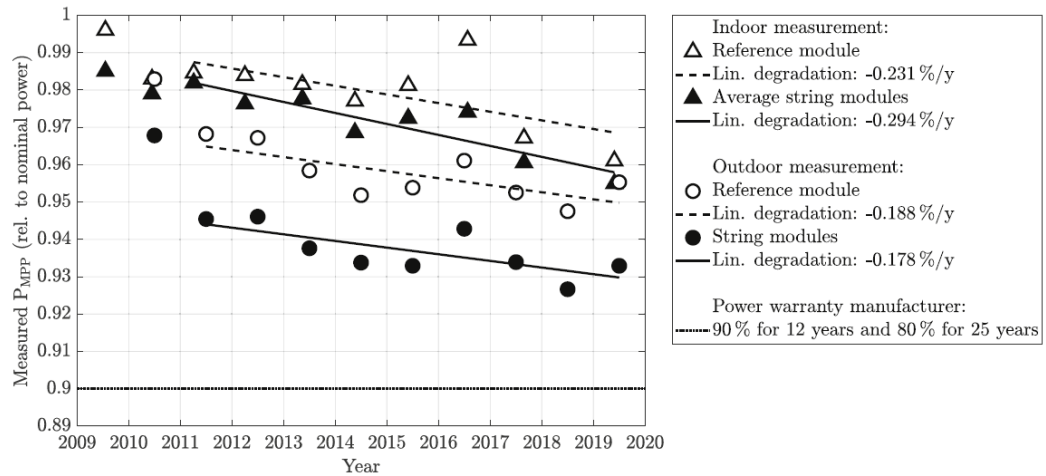


Figura 3-1: Mediciones de P_{MPP} y degradación anual para módulo de referencia y arreglo de módulos multi c-Si.

En Japón [7], se estudiaron módulos monocristalinos y policristalinos con 3 años de exposición. La metodología utilizada se basó en el estudio de producción de energía anual normalizada, performance ratio corregido por temperatura y, potencia en interior. Para ello se trazaron curvas I-V, con mediciones continuas en exterior durante los tres años de estudio, en tanto que, en interior, se realizaron cuatro mediciones de curvas I-V en un simulador de pulso solar bajo STC, donde las dos últimas incluyeron electroluminiscencia. Como se observa en la Tabla 1, se obtuvo una degradación de 0,1[%/año] para el módulo policristalino E-2B según producción de energía anual normalizada. Con el segundo parámetro estudiado, no se obtuvo degradación en los policristalinos, ni monocristalinos, en tanto que, a partir de la potencia máxima medida en interior, se obtuvo una degradación de 0,1[%/año] para el módulo monocristalino E-1A y una degradación de 0,2[%/año] para el módulo policristalino E-2A.

Tabla 1: Resumen de tasas de degradación obtenidas para tecnologías monocristalinas y policristalinas con 3 años de exposición en Japón.

Método	E-1A (sc-Si)	E-1B (sc-Si)	E-2A (mc-Si)	E-2B (mc-Si)
Producción de energía	0.0	-0.4	0.0	0.1
$PR_{exterior}$	0.0	-0.4	-0.1	0.0
$P_{máx,interior}$	0.1	-0.3	0.2	0.0

La degradación de módulos bifaciales es un área de estudio relativamente nueva que depende de muchos factores como la altura a la que está ubicado el panel, la no uniformidad de la radiación en la cara posterior, el albedo, entre otros [4]. Sin embargo, resulta esencial garantizar el desempeño de largo plazo al ser una tecnología con un importante crecimiento y proyección en el mercado debido a la capacidad de mayor producción de energía por sus dos caras en comparación a módulos monofaciales.

En Qatar [5], se estudió la degradación de módulos bifaciales con cuatro años de exposición en un parque solar, a partir de mediciones indoor de curvas I-V en STC, imágenes de electroluminiscencia e inspección visual (con cámara digital e imágenes de microscopio). La metodología consideró la utilización de un simulador solar en interior para estudiar cuatro módulos bifaciales y un módulo de control para calibrar el simulador, el cual nunca tuvo exposición en exterior. De esta forma, a partir de las curvas I-V, se obtuvo una degradación de la cara frontal que varía en un rango de 1,39 – 1,88[%/año], en tanto que en su cara posterior se encontró una degradación de 0,39 – 0,78[%/año] (Figura 3-2). La degradación encontrada se atribuye directamente a la disminución de la corriente de cortocircuito.

Sample	Annual Degradation over 4+ yrs (%)								EL Remarks (after 4+ yrs)
	I_{sc}		V_{oc}		FF		P_{max}		
	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back	
Control	-0.02	0.01	-0.11	-0.13	0.08	0.07	-0.06	-0.06	No Difference
R1	1.57	0.54	-0.16	-0.26	0.36	0.33	1.74	0.61	
R2	1.56	0.36	-0.21	-0.30	0.02	0.32	1.39	0.39	
R3	1.64	0.39	-0.21	-0.31	0.45	0.58	1.88	0.66	
R4	0.95	0.42	-0.17	-0.23	0.62	0.58	1.39	0.78	

Figura 3-2: Valores de degradación de cuatro módulos bifaciales y un módulo de control para cuatro años de estudio en interior [%/año] [5].

En cuanto a la inspección visual, se encontró a partir de imágenes obtenidas con cámara digital, una ligera decoloración en los cuatro módulos estudiados y no se encontró delaminación del encapsulante (Figura 3-3). En tanto que, las imágenes obtenidas con microscopio muestran marcas de abrasión, principalmente en los módulos R1-R3, las que se atribuyen al efecto del soiling y el constante movimiento de la arena presente sobre los módulos. Respecto de las imágenes de electroluminiscencia obtenidas, no se encontraron diferencias apreciables entre la medición realizada antes de la instalación y la realizada después de 4 años de exposición.

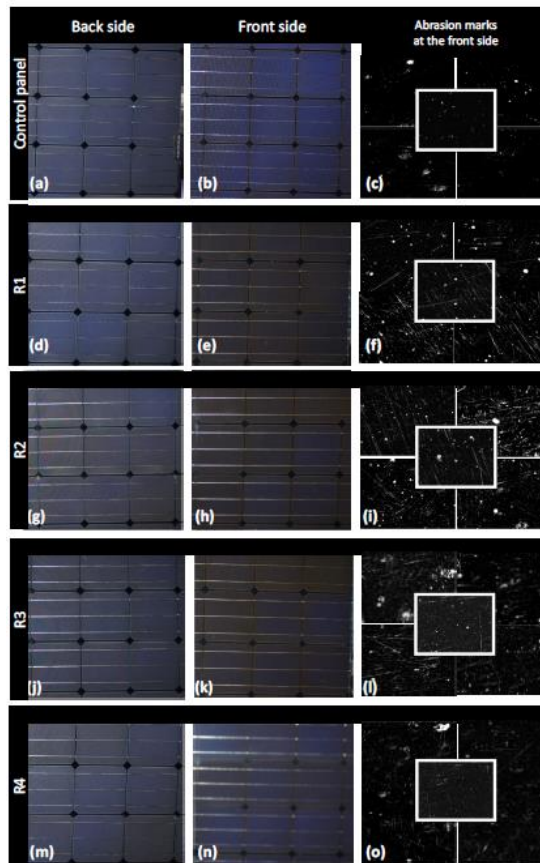


Figura 3-3: Imágenes de cara frontal y posterior de módulos e imagen tomada con microscopio de parte frontal [5].

3.2 LID

El fenómeno de LID o Degradación Inducida por Luz es un fenómeno en el que se produce degradación de las celdas solares de Silicio cristalino dopado con Boro de tipo p, luego de la exposición inicial a la luz solar. El LID puede alcanzar una degradación de la celda solar de un 5% [8] y es consecuencia de un defecto denominado “complejo Boro-Oxígeno”. Este defecto depende del método de fabricación de las celdas, que comúnmente corresponde al proceso Czochralski, en el cual el Oxígeno queda atrapado en el Silicio durante la fabricación. En Japón [7], se encontraron tasas de degradación producto de LID

en un módulo multi-Si y en un módulo mono-Si, de 2,3% y 2,6% respectivamente durante el primer año de exposición

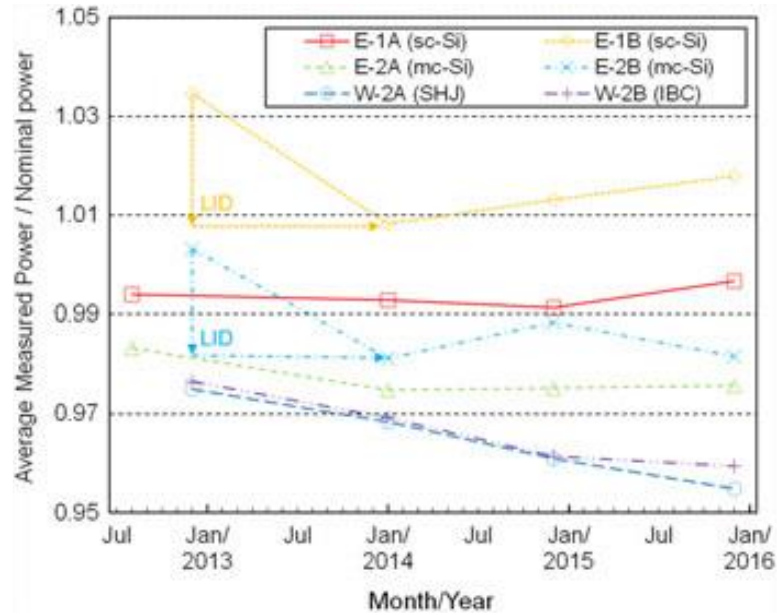


Figura 3-4: Tasas de degradación por LID en módulos multi-Si y mono-Si en estudio de degradación realizado en Japón (2017) [7].

Luego de que las celdas solares se estabilizan, se produce una recuperación de la degradación por LID, mediante el fenómeno de LIR o Recuperación Inducida por Luz. En [7], se observó según la curva I-V de la Figura 3-5, para un módulo mono-Si y un módulo multi-Si, una degradación inicial desde el 2012 al 2014, que luego presentó una recuperación en el 2015, ya que se observa un descenso y posterior elevación en las curvas I-V.

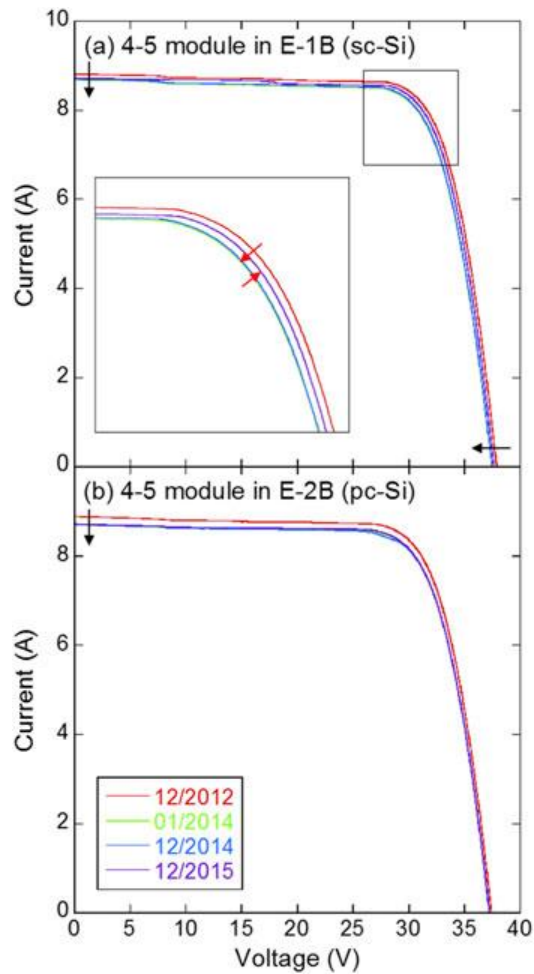


Figura 3-5: LID y LIR de un módulo mono-Si y un módulo multi-Si en Japón (2017) [7].

3.3 Indicadores para evaluar degradación

Se reconocen tres grupos principales de métricas de desempeño utilizadas para evaluar degradación: (1) parámetros eléctricos de curvas IV registradas bajo condiciones exteriores o interiores simuladas y corregido a STC, (2) métricas empíricas como PVUSA y (3) tasas normalizadas como performance ratio (PR) [3]. Estas se detallan a continuación.

- 1) Parámetros eléctricos de curvas I-V a STC: Las curvas I-V en exterior se obtienen generalmente de manera periódica, en tanto que las curvas I-V de interiores se obtienen en intervalos variables [3]. Los parámetros eléctricos que se estudian en una curva I-V son el punto de potencia máxima, voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito, ya que a partir de tales parámetros es posible calcular el Fill Factor [9].

- 2) Métricas empíricas: Tienen como objetivo obtener datos de rendimiento a partir de una relación lineal entre las condiciones meteorológicas y las condiciones de salida del sistema fotovoltaico [10]. El modelo más popular es el modelo PVUSA. Los coeficientes de este modelo se calculan para bloques mensuales de datos y se obtienen valores mensuales en condición de prueba PVUSA al sustituir una radiación de $G_I = 1000 [W/m^2]$, $T_{am} = 20^\circ C$ y $u_w = 1 [m/s]$ en la ecuación (1) [3].

$$P_{MPP} = G_I \cdot (a + b \cdot G_I + c \cdot T_{am} + d \cdot u_w) \quad (1)$$

- 3) Tasas normalizadas: Se usan para realizar comparaciones directas entre diferentes tecnologías fotovoltaicas, capacidades de sistemas fotovoltaicos y ubicaciones geográficas. La métrica más popular es R_P , la que se define en la ecuación (2), como la razón entre la producción final de energía del sistema fotovoltaico (Y_f) y la producción de referencia (Y_r) [3].

$$R_P = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2)$$

Jordan, D. C., et al., [11] encontró que antes de la década del 2000 las curvas I-V en exterior eran el método más utilizado para medir degradación. Sin embargo, como se observa en la Figura 3-6, después de la década del 2000,

el uso de curvas I-V en interior aumentó considerablemente debido al incremento del uso de simuladores solares.

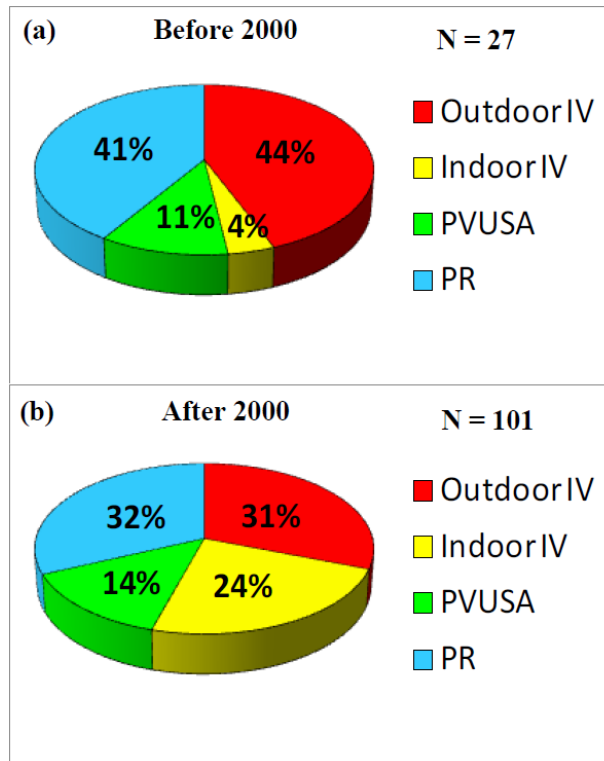


Figura 3-6: Gráfico circular del uso de métodos para determinar tasas de degradación a) antes del 2000 y b) después del 2000 [11].

En cuanto a la continuidad de las mediciones en estudios de degradación, como se observa en la Figura 3-7, la mayoría se centra en el uso de datos continuos, como PVUSA o PR, mientras que solo un 18% se basan en datos discretos como curvas I-V. Además, un porcentaje importante de estudios han obtenido tasas de degradación a partir de una o dos mediciones, que en su mayoría presentan una falta de medición de referencia [11].

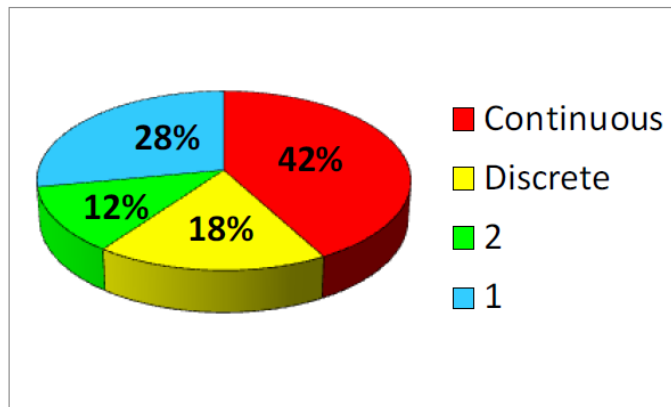


Figura 3-7: Gráfico circular del porcentaje del número de mediciones realizadas para determinar las tasas de degradación [11].

3.4 Modelos estadísticos

Los modelos estadísticos tienen como objetivo calcular la tendencia de las series de tiempo del desempeño fotovoltaico y traducir la pendiente de la tendencia en tasas de degradación anual, en unidades de [%/año][3]. A continuación, se mencionan los modelos más utilizados en la literatura.

- Simple Linear Regression (SLR)
- Classical Seasonal Descompostion (CSD)
- HW Seasonal Model (HW)
- Seasonal Trend Descomposition Using LOESS (STL)
- Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA)

3.4.1 Simple Linear Regression (SLR)

Es el método más utilizado en la literatura, el cual utiliza la ecuación (3) para ajustar las series de tiempo de desempeño fotovoltaico.

$$\hat{y} = \alpha t + \beta \quad (3)$$

donde \hat{y} representa los valores ajustados, α es la pendiente de la tendencia y β es la intersección con el eje y.

El algoritmo del método intenta ajustarse a la ecuación (3), por minimización de los residuos cuadrados, que consiste en realizar la suma de los valores cuadrados de la diferencia entre la línea de tendencia y los puntos de medición reales y encontrar el valor mínimo de esta suma [12]. Sin embargo, este método es muy sensible a los valores atípicos y variaciones estacionales y, por lo tanto, puede tener una incertidumbre muy grande [3].

3.4.2 Classical Seasonal Descompostion (CSD)

Este método separa una componente estacional y una irregular de un conjunto de datos de serie de tiempo medidos, para obtener una tendencia clara a largo plazo. La tendencia se obtiene aplicando un suavizado centrado en una serie de tiempo con cierta estacionalidad dentro de un periodo. Para calcular la estacionalidad, la tendencia se resta de los datos medidos y se promedia el valor obtenido a lo largo de los años. De manera que, el remante o residuo, corresponde a una componente irregular. Dependiendo de la estabilidad de la componente estacional, se utiliza un modelo aditivo o uno multiplicativo (ver ecuaciones (4) y (5)) [12].

$$\hat{y} = T_t + S_t + e_t \quad (4)$$

$$\hat{y} = T_t \cdot S_t \cdot e_t \quad (5)$$

Donde T_t es la tendencia, S_t es la estacionalidad y e_t es la parte remanente de los datos.

3.4.3 HW Seasonal Model (HW)

Este modelo contiene una ecuación de pronóstico (ecuación (6)) y tres ecuaciones de suavizado (ecuaciones (7), (8) y (9)), que se muestran a continuación.

$$\hat{y}_{t+1|t} = l_t + b_t + s_{t-s+1} \quad (6)$$

$$l_t = A(y_t - s_{t-s}) + (1 - A)(l_{t-1} + b_{t-1}) \quad (7)$$

$$b_t = B(l_t - l_{t-1}) + (1 - B)b_{t-1} \quad (8)$$

$$s_t = C(y_t - l_{t-1} - b_{t-1}) + (1 - C)s_{t-s} \quad (9)$$

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

Para evaluar el rendimiento de un sistema fotovoltaico, se utiliza un modelo aditivo de HW, ya que las variaciones estacionales son constantes. La componente estacional se calcula en términos absolutos y tiene una media de cero aproximadamente. La ecuación de nivel es un promedio ponderado entre la observación desestacionalizada y el pronóstico de un paso adelante no estacional. La pendiente por su parte es un promedio ponderado del nivel en el tiempo t menos el nivel en $t - 1$, y la tendencia en $t - 1$. La selección de parámetros de suavizado determina qué tan rápido disminuyen los pesos exponenciales con respecto a las observaciones anteriores [12].

3.4.4 Seasonal Trend Descomposition Using LOESS (STL)

Es un método de filtro no paramétrico que extrae la tendencia de un ajuste local de pesos polinomiales. Este provee estimaciones robustas de la tendencia y componentes estacionales que no son distorsionados por datos atípicos y valores faltantes.

De manera similar al CSD, STL descompone una serie de tiempo estacional en tres componentes (tendencia, estacional y remanente), descrito por la ecuación (10).

$$Y_t = T_t + S_t + R_t \quad (10)$$

STL contiene un ciclo interno y uno externo. Cada vez que se realiza una iteración con un ciclo interno, las componentes estacionales y de tendencia son actualizadas. El número de iteraciones dentro del ciclo interno son generalmente una o dos. El ciclo externo incluye un ciclo interno seguido por un cálculo de pesos de robustez. Este cálculo sirve como una entrada para los ciclos internos siguientes de tal manera de reducir el impacto de comportamientos anormales y transientes en las componentes de tendencia y estacional. De este modo, mientras más cerca del promedio se encuentren los puntos que se agregarán a la ventana de datos, más impacto tienen en el cálculo de la línea de regresión. En tanto que, el peso es reducido en aquellos puntos que están alejados de la curva de regresión [12].

3.4.5 Modelo ARIMA

El modelo ARIMA, de su acrónimo en inglés, Autoregressive Integrated Movil Averaged es un método más flexible que los métodos clásicos ya que, puede hacer frente a las variaciones estacionales, los errores aleatorios, los valores atípicos y cambios de nivel y, por lo tanto, se puede utilizar para especificar un modelo que elimina todas las autocorrelaciones en los residuos del modelo [3]. Está compuesto de tres factores, que corresponden al factor autorregresivo (p), al factor diferencial (d) y, al orden de promedio móvil (q). Para determinar el modelo ARIMA a utilizar es necesario definir estos factores, mediante el análisis de los datos de la serie temporal. Si un elemento del modelo es cero, se elimina pues no es requerido.

El modelo general multiplicativo de modelo ARIMA es el que se da en la ecuación (11).

$$\phi(T)\phi_S(T^S)\nabla^d\nabla_S^d y_t = \theta(T)\theta_S(T^S)e_t \quad (11)$$

Donde T es el operador de retardo, $\phi(T) = (1 - \phi_1 T - \dots - \phi_p T^p)$ es un polinomio autorregresivo en T de grado p , $\phi_S(T^S)$ es un polinomio autorregresivo en T^S de grado P_S , $\theta(T)$ un polinomio medio en T de grado q , $\theta_S(T^S)$ es un polinomio de media móvil de grado Q_S en T^S . El operador $\nabla^d = (1 - T)^d$ es un operador de diferenciación no estacional y $\nabla^D = (1 - T)^D$ es un operador de diferenciación estacional y captura la no estacionariedad [13].

A continuación, se revisan los factores que componen el modelo ARIMA.

Factor diferencial (d): En primer lugar, es necesario verificar que la serie a analizar sea estacionaria, para ello se estudia la varianza y la media, de manera que, si el proceso es estacionario, estas métricas serán constantes, sin que exista tendencia [12]. Si se observa que existe alguna tendencia en la media de los datos, ya sea que se presente una media creciente o decreciente, es necesario volver estacionario el proceso [13], a través de la diferenciación de la serie. La cantidad de veces que se diferencie la serie, indica el factor diferencial “d” del modelo. La más común y simple corresponde a una diferenciación de primer orden, como se ve en la ecuación (12).

$$\hat{y} = y_t - y_{t-1} \quad (12)$$

Se debe diferenciar con un máximo de dos veces como recomendación general. Además, es importante considerar que la variabilidad no esté aumentando, en cuyo caso es necesario realizar una transformación, que frecuentemente es la logarítmica [9].

Factor Autorregresivo (p): El valor p del modelo ARIMA es el componente autorregresivo, que representa la memoria del proceso para las observaciones anteriores [9]. Para realizar una autorregresión, la variable deseada se calcula aplicando una combinación lineal de valores pasados de la variable [12]. La forma general de un modelo autorregresivo es la que se muestra en la ecuación (13).

$$\hat{y} = c + \phi_1 y_{t-1} + \phi_2 y_{t-2} + \dots + \phi_p y_{t-p} + e_p \quad (13)$$

Donde c es una constante y e_p es el remanente. Cuando $p = 0$ no existe relación entre las observaciones adyacentes. Cuando $p = 1$, existe una

relación entre las observaciones adyacentes, donde ϕ_1 es la magnitud de la correlación [9].

Para determinar el factor autorregresivo, se puede utilizar la función de autocorrelación (ACF), a partir de la comparación teórica de los datos medidos con el comportamiento teórico del diagrama de ACF para un período de tiempo determinado. De esta forma, en el diagrama de ACF para un proceso con factor autorregresivo mayor o igual a la unidad, se observa un comportamiento exponencial decreciente de los datos medidos o un comportamiento decreciente exponencial con amortiguación dada por componentes sinusoidales. Para determinar el orden del factor autorregresivo, se puede utilizar la función de autocorrelación parcial PACF, en cuyo diagrama se puede determinar que el proceso se hace nulo en el retardo $p + 1$. De esta forma, el orden del factor autorregresivo queda determinado por p .

Es importante mencionar que, para determinar correctamente el orden del proceso autorregresivo mediante el uso del correlograma de PACF, es necesario utilizar un intervalo de confianza de la muestra de un 95% [9].

Orden de promedio móvil (q): Los componentes de media móvil representan la memoria del proceso para sucesos aleatorios anteriores [9]. Para determinar el orden de promedio móvil (q), se puede utilizar la función de autocorrelación ACF, donde se debe analizar el retardo $q + 1$ en el cual se vuelve nulo el proceso de promedio móvil. De esta manera, el orden del promedio móvil viene dado por el valor de q .

Al igual que en el caso anterior, se debe utilizar un intervalo de confianza de un 95% de la muestra para determinar correctamente el orden de promedio móvil [9].

En este caso, la función de autocorrelación parcial PACF, no permite determinar el comportamiento del orden de promedio móvil.

A continuación, se muestra una tabla que sirve de apoyo para interpretar las funciones de autocorrelaciones.

Tabla 2: Modelo por aplicar según forma de función ACF y PACF [14].

Forma de función	Modelo	Comentario
Exponencial, tendiendo a cero.	Autorregresivo	Usar autocorrelación parcial para determinar orden.
Sinusoidal amortiguado, tendiendo a cero.	Autorregresivo	Usar autocorrelación parcial para determinar orden.
Algunos picos, los restantes son prácticamente nulos.	Media móvil	El orden corresponde a la posición anterior a que se anulen los picos.
Decreciente, inicia después de algunos retardos.	Mixto (ARMA)	-
Todos los puntos son nulos	-	Ruido blanco
Valores altos en algunos puntos	Agregar estacionalidad autorregresiva	-
No tiende a cero	-	Información no estacionaria

La selección del modelo óptimo viene dada por el que tiene el menor orden, con el error cuadrático medio más bajo (MSE) y el valor mínimo del criterio de información Akaike corregido (AICc). El modelo también se valida comparando los errores cuadráticos medios (RMSE) de los valores pronosticados con las observaciones [13].

Una vez definido el modelo ARIMA, se trabaja con una función de pronóstico, la que utiliza datos anteriores de la serie temporal para mostrar el comportamiento que podría tener a futuro un módulo. Así, por ejemplo, en [15] se realizó un pronóstico de performance ratio de tres tecnologías fotovoltaicas para tres años, a partir de cinco años de datos observados.

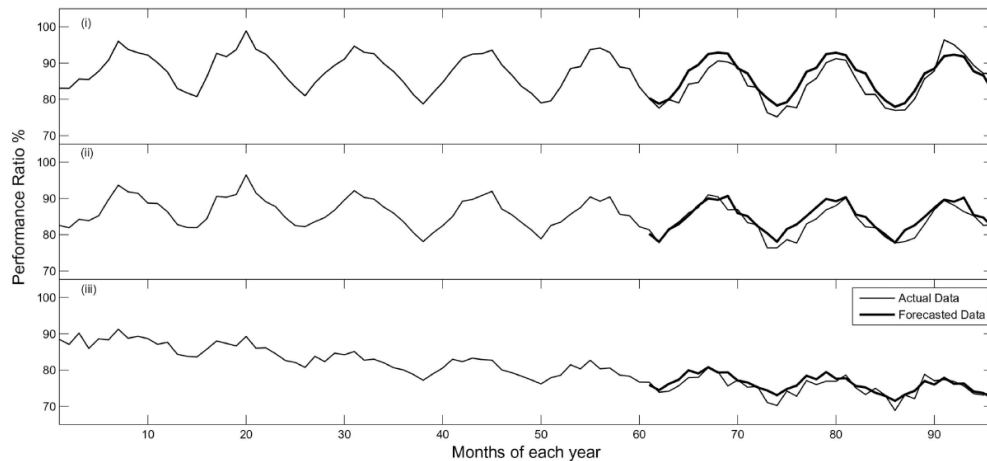


Figura 3-8: Datos reales de cinco años y pronóstico para tres años de performance ratio de un módulo mono cristalino (I), policristalino (II) y de capa delgada (III) mediante modelo ARIMA [15].

También se puede generar un pronóstico mediante el modelo ARIMA con menos datos, por ejemplo, en [9] se realizó un pronóstico para tres semanas a partir de 17 semanas de datos utilizando PR y potencia normalizada en la ciudad de Santiago.

Por otro lado, en [16], se estudió la degradación de módulos fotovoltaicos con el modelo ARIMA, para efectos de pronosticar una tasa de degradación en un período de tiempo más corto, dada las exigencias de la rápida evolución de la industria fotovoltaica en donde un lapso de 3 a 5 años es inaceptable. De esta forma, se encontró que se puede incrementar la cantidad de datos de la serie temporal al tomar datos semanales en lugar de mensuales, donde se vio que el modelo ARIMA es robusto frente a

valores atípicos, y presenta un buen comportamiento cuando disminuye el período de tiempo de datos medidos, con un sesgo aceptable (Figura 3-9).

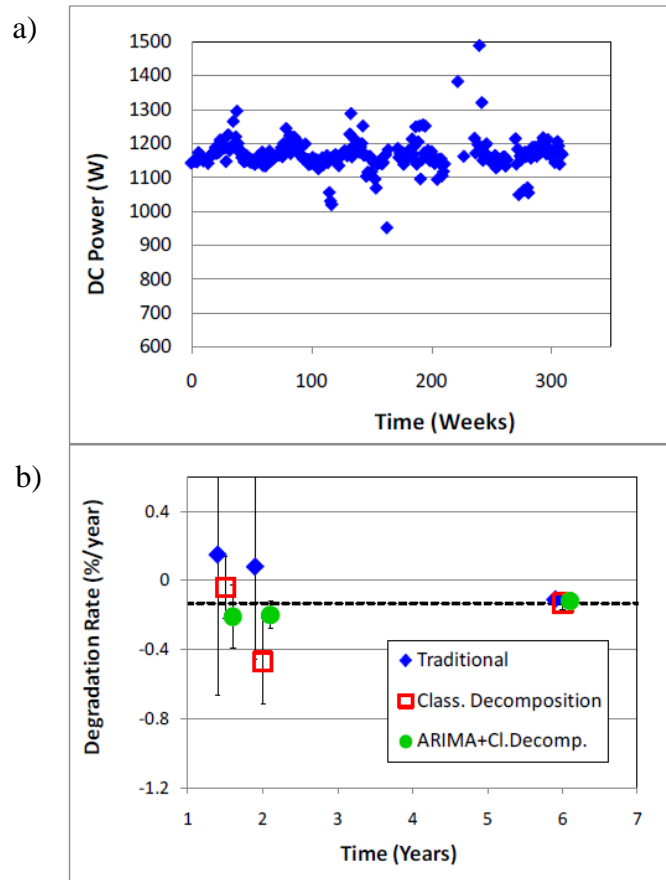


Figura 3-9 Regresión PVUSA de un módulo multicristalino en intervalos semanales (a) y tasas de degradación con tiempo de observación cambiante (b) [16].

Phinikarides, A., et al.[3], ha comparado estos modelos estadísticos por tecnología, y encontró que el modelo ARIMA y el modelo LOESS son los que mejor se comportan para pronosticar degradación en las tecnologías monocristalinas y policristalinas (ver Figura 3-10). No obstante, el modelo ARIMA presenta mayores ventajas comparativas frente a LOESS, pues este último exige continuidad de datos y el modelo ARIMA puede trabajar con datos discretos.

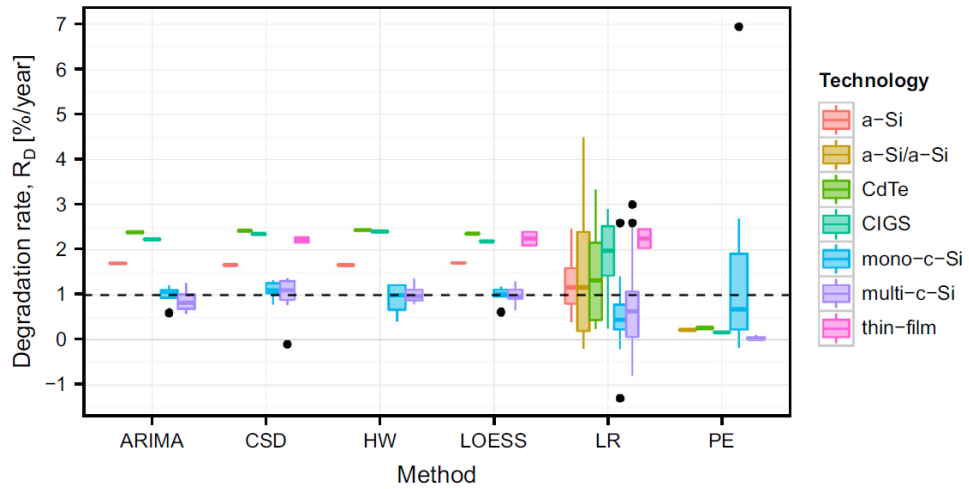


Figura 3-10: Tasas de degradación categorizadas por tecnología y método de análisis estadístico [3].

4. Laboratorio outdoor

Se estudiarán dos módulos monofaciales y dos módulos bifaciales instalados en la terraza del Campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María. Para cada tecnología se va a analizar un módulo nuevo y un módulo con dos años de exposición (ver Tabla 3).

Tabla 3: Módulos fotovoltaicos de estudio de degradación en laboratorio indoor y outdoor.

Módulo	Marca	Exposición [año]	Tecnología	P [W]	η [%]
M_1	Astronergy	2	Monofacial mc-Si	310	15,90
M_2	CSG PVTECH	0	Monofacial mc-Si	330	17,00
B_1	RISEN	2	Bifacial sc-Si	370	18,80
B_2	RISEN	0	Bifacial sc-Si	370	18,80

4.1 Módulos Monofaciales

El módulo monofacial con dos años de exposición a estudiar corresponde al módulo M_1 de la Figura 4-1, en tanto que el módulo sin exposición corresponde al M_2 .



Figura 4-1: Módulos monofaciales policristalinos del estudio.

Cada módulo tiene un sensor de temperatura PV110 de Campbell Scientific [17], ubicado en la parte trasera, como se observa en Figura 4-2.

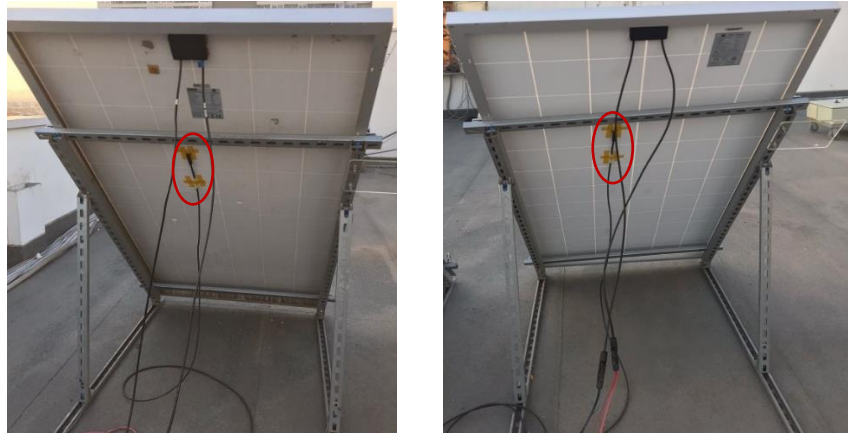


Figura 4-2: Sensores de temperatura PV110 Campbell Scientific [17] de módulos monofaciales policristalinos.

En la Figura 4-3 se muestra un diagrama de interacción de cada módulo monofacial con el sistema de adquisición de datos CR1000X, con los sensores, microinversor y la red.

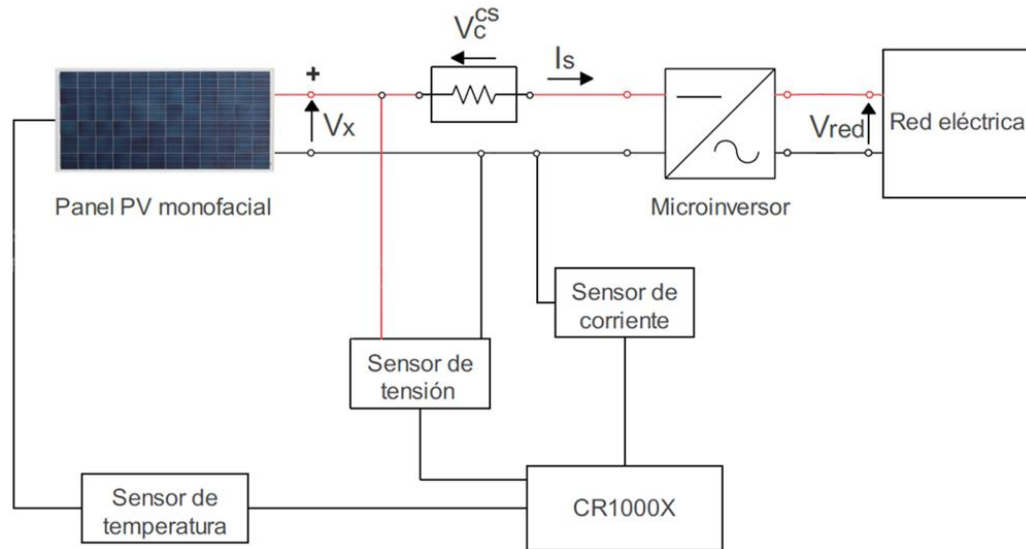


Figura 4-3: Diagrama de conexión de módulo monofacial a microinversor y conexión de sus sensores a CR1000X. El subíndice x corresponde al número de panel, I_s es la corriente del módulo, V_{red} es el voltaje de la red y V_c^{cs} es el control de señal de la corriente actual.

Para la medición de tensión eléctrica, se utiliza un divisor de tensión según la siguiente figura.

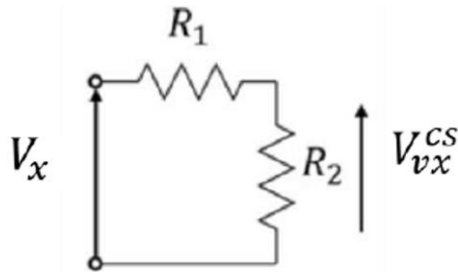


Figura 4-4: Divisor de tensión para medición de voltaje a partir de resistencias eléctricas. V_x corresponde al voltaje del panel, R_1 y R_2 son las resistencias eléctricas del divisor de tensión y V_{vx}^{CS} es el control de señal de voltaje para el panel actual [18].

El valor de control de señal de voltaje V_{vx}^{CS} , viene dado por la siguiente ecuación (14).

$$V_{vx}^{CS} = V_{xn} \cdot \frac{R_2}{R_1 + R_2} \quad (14)$$

De esta forma, se obtiene el valor de corriente V_{vx}^{CS} y de voltaje V_{xn} del módulo [18], que se almacenan y registran en el sistema de adquisición de datos CR1000X, al que además se conectan los sensores de temperatura y radiación. Las entradas y conexiones se detallan en la Figura 4-5.

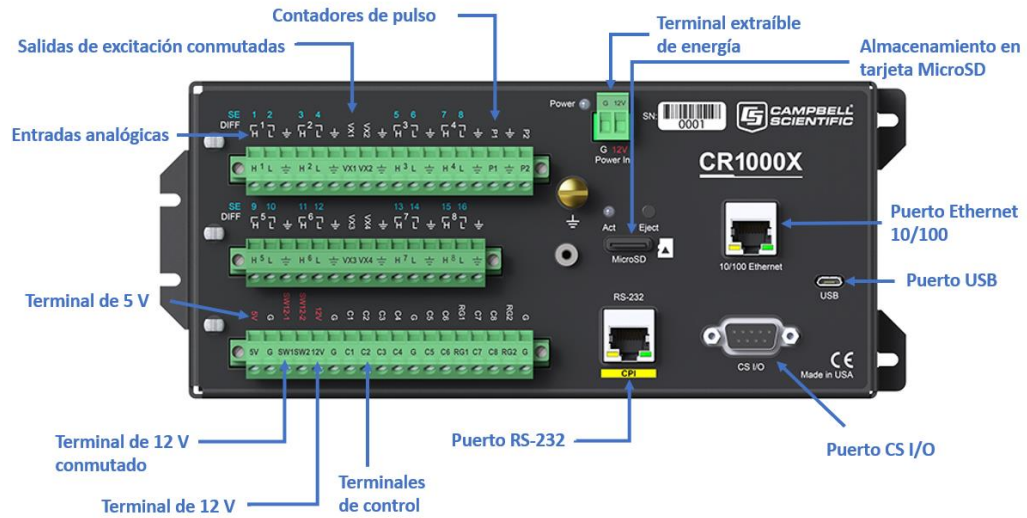


Figura 4-5: Entradas y conexiones de CR1000X de Campbell Scientific, utilizado para monitoreo y registro de datos de los módulos del estudio [19].

4.2 Módulos Bifaciales

El módulo B_1 de la Figura 4-6 es el módulo bifacial con dos años de exposición, en tanto que el B_2 corresponde al módulo bifacial sin exposición.



Figura 4-6: Módulos bifaciales monocristalinos con dos años de exposición (B_1) y sin exposición (B_2).

El módulo bifacial B_2 tiene un piranómetro ML-01 marca EKO instruments en el plano del arreglo en su cara frontal y un piranómetro de las mismas características en su cara posterior. Además, en la estructura de este módulo, se ubica un piranómetro que mide el albedo (Figura 4-7).

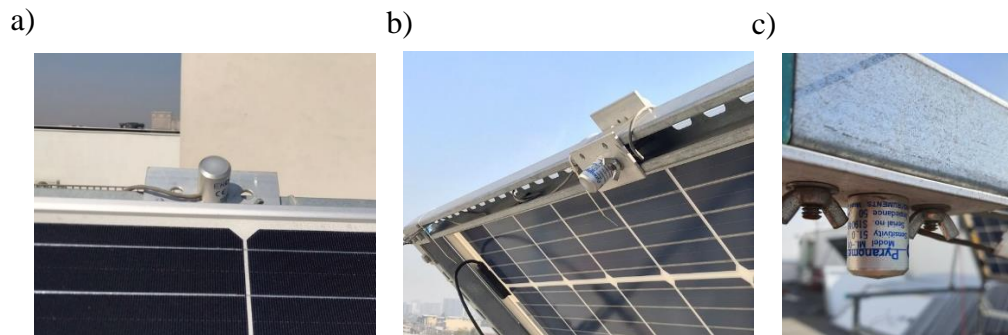


Figura 4-7: Piranómetro ubicado en cara frontal a), en cara posterior b) y en dirección al suelo para medir albedo c) de módulo bifacial B_2 .

En la Figura 4-8, se muestra el diagrama de conexión para cada módulo bifacial, donde además del sistema de adquisición de datos CR1000X, se utiliza una extensión AM 16/32B, dada la mayor cantidad de sensores presentes, pues se incorporan piranómetros en el plano de arreglo en la cara frontal, en la cara posterior y el piranómetro que mide albedo.

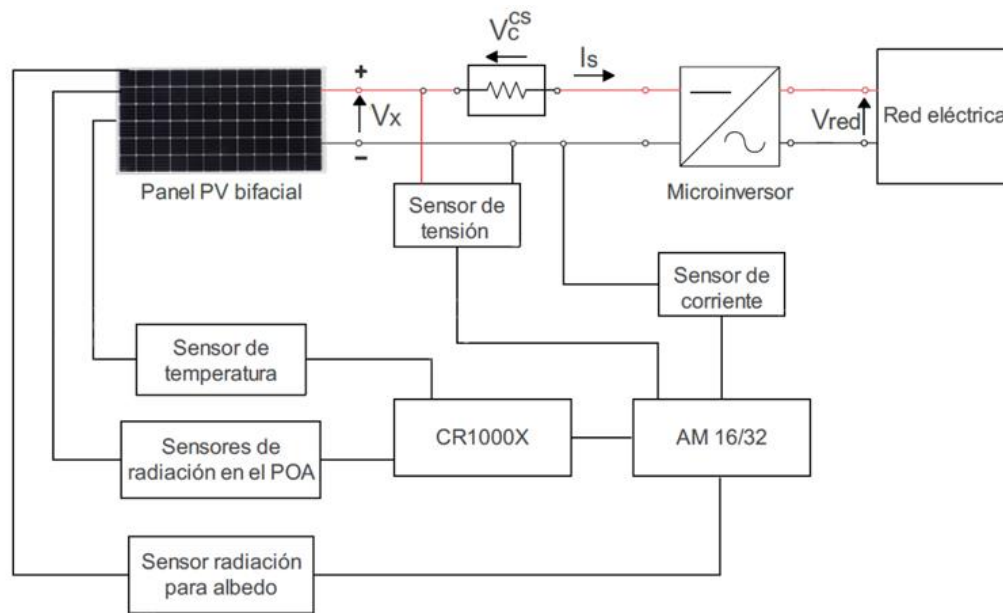


Figura 4-8: Diagrama de conexión de módulo bifacial a microinversor y conexión de sus sensores a CR1000X y AM16/32.

Cada módulo monofacial está conectado a un microinversor marca Enphase M250 con una potencia máxima de entrada de 350 [W]. Mientras que cada módulo bifacial está conectado a un microinversor marca HoyMiles MI350, con una potencia máxima de entrada de 440[W].

En la Figura 4-9 a) se observa la caseta eléctrica de los módulos monofaciales, con los divisores de corriente, divisores de tensión y cuatro microinversores, de los cuales se utilizan dos para este estudio. Además, se tiene un datalogger CR1000X, que realiza la adquisición de datos de corriente, voltaje y temperatura de los dos módulos. En la Figura 4-9 b), también se observan los divisores de tensión y de corriente correspondientes, los dos microinversores de los módulos bifaciales y un datalogger CR1000X, donde se realiza la adquisición de datos de irradiancia en el POA tanto en la parte frontal como en la parte trasera del módulo B_2 y la temperatura de cada módulo (B_1 y B_2). Además, se tiene una extensión AM 16/32 B, a través de la cual se realiza

la adquisición de voltaje y corriente de cada módulo, junto con los datos de albedo del módulo B_2 .

a)



b)



Figura 4-9: Caseta eléctrica de módulos monofaciales a) y caseta eléctrica de módulos bifaciales b).

5. Línea Base

5.1 Curvas I-V indoor iniciales

5.1.1 Simulador solar

Para realizar el trazado de curvas IV en interior, se utiliza un simulador solar de clase A+A+A+ de alta precisión a temperaturas estabilizadas (ver Figura 5-1).

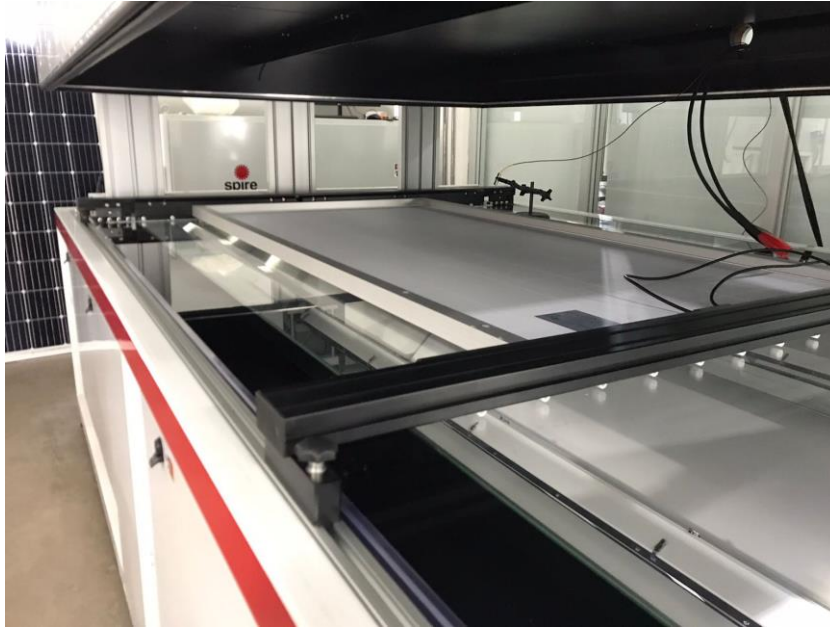


Figura 5-1: Simulador de pulso solar Eternalsun Spire de laboratorio fotovoltaico indoor de la UTFSM.

5.1.2 Resultados IV indoor

Se trazan las curvas de los cuatro módulos del estudio y de un módulo de control en condiciones STC, según el procedimiento que se explica en el apartado 6.5.

En la Figura 5-2, se muestra la curva I-V obtenida en el laboratorio indoor para el módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M_1) a $1000 [W/m^2]$ y $25^\circ C$, donde se observa un escalón, que se puede asociar a defectos en alguna celda de uno de los tres strings del módulo [20]. Además, se observa una pendiente más pronunciada con respecto a la que indica el fabricante, asociada a pérdidas en la resistencia shunt, con lo que se reduce el fill factor, producto de degradación por humedad [9]. En cuanto a la curva P-V, se observa que no existe disminución en la potencia máxima al compararla con las especificaciones técnicas del fabricante, producto de un mayor V_{MPP} medido, que no se debe a un aumento de la resistencia en serie.

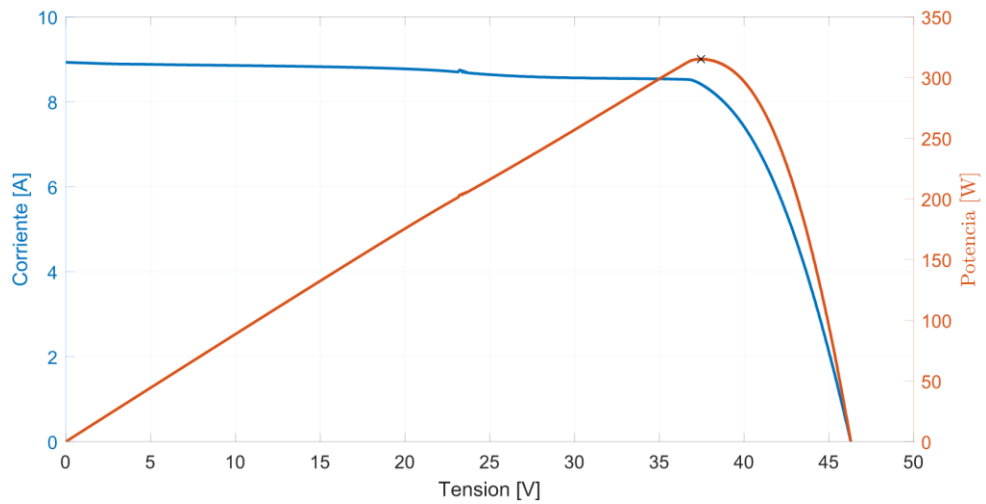


Figura 5-2: Curva I-V y P-V de módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M_1) medidas a STC.

En cuanto al módulo monofacial sin exposición previa (M_2), se observa que el módulo está libre de defectos, ya que muestra una curva I-V sin anomalías. En cuanto a su curva P-V, se observa que la potencia máxima es levemente mayor a la que indica el fabricante, por lo que cumple con las especificaciones técnicas (ver Figura 5-3).

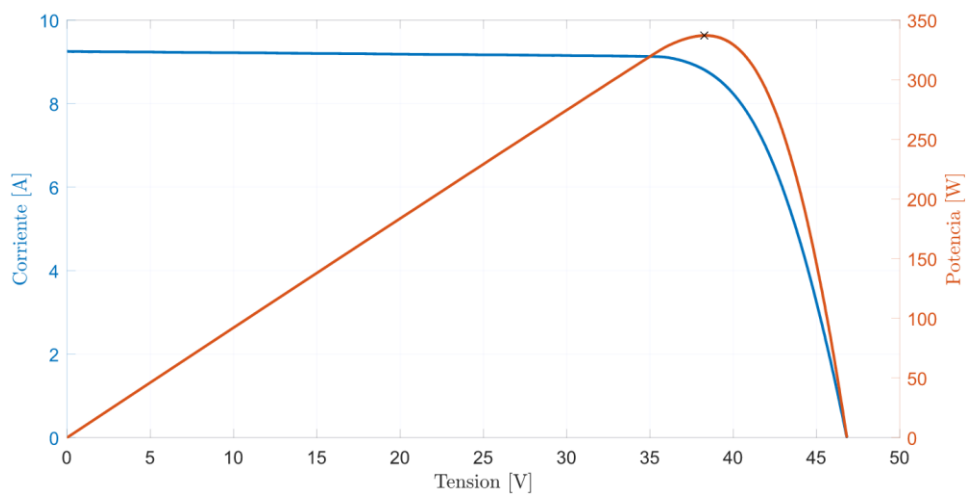


Figura 5-3: Curva I-V y P-V de módulo monofacial policristalino (M_2) sin exposición medidas a STC.

Con respecto a los módulos bifaciales, si se comparan las caras frontales, se observa una disminución en la corriente de cortocircuito del módulo con dos años de exposición (B_1) (ver Figura 5-4). Además, se observa que la potencia máxima medida a STC, es mayor en el módulo bifacial sin exposición (B_2) (ver Figura 5-5).

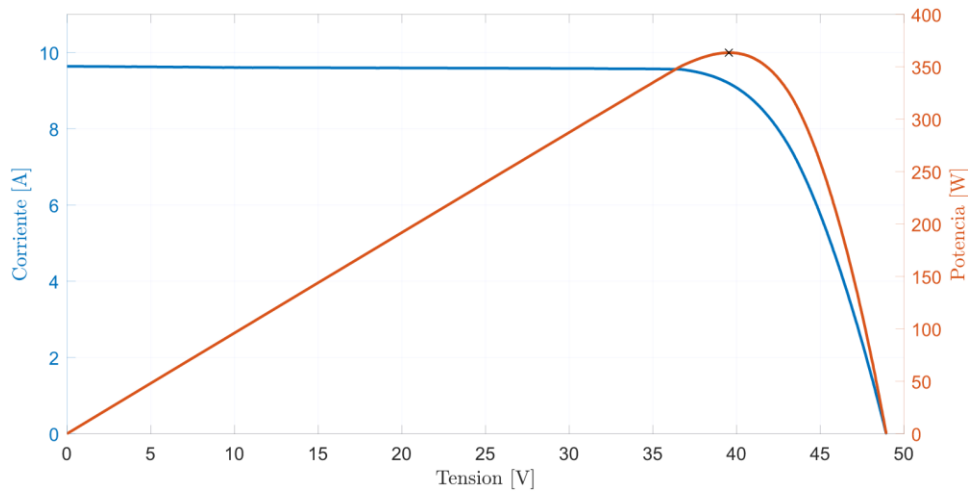


Figura 5-4: Curva I-V y P-V de cara frontal de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (B_1) medidas a STC.

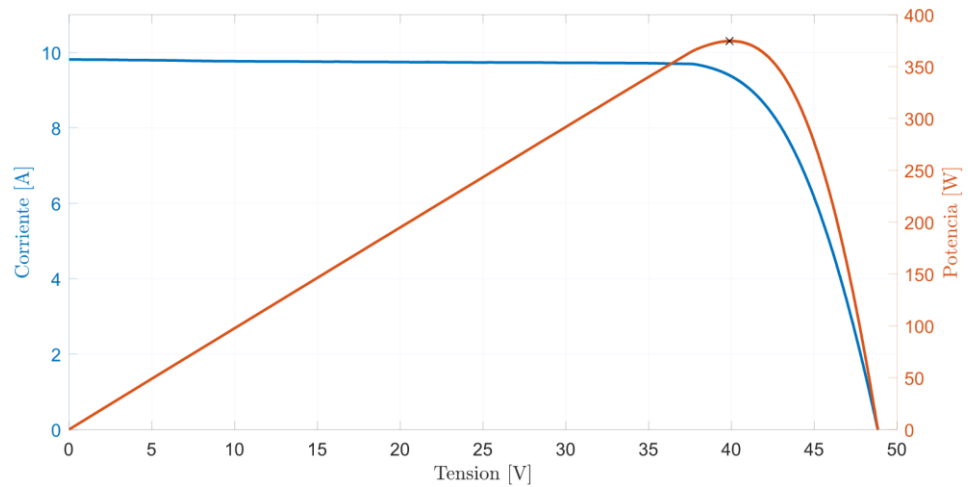


Figura 5-5: Curva I-V y P-V de cara frontal de módulo bifacial monocristalino sin exposición (B_2) medidas a STC.

En cuanto a las caras traseras de los módulos bifaciales, se observa que en ambos casos existen escalones en la curva I-V y P-V, que se deben a sombreadamientos parciales, provocados por el marco del módulo bifacial [21]. Por otro lado, se observa que la potencia máxima es mayor en el módulo bifacial con dos años de exposición producto de una mayor I_{MPP} (ver Figura 5-6 y Figura 5-7).

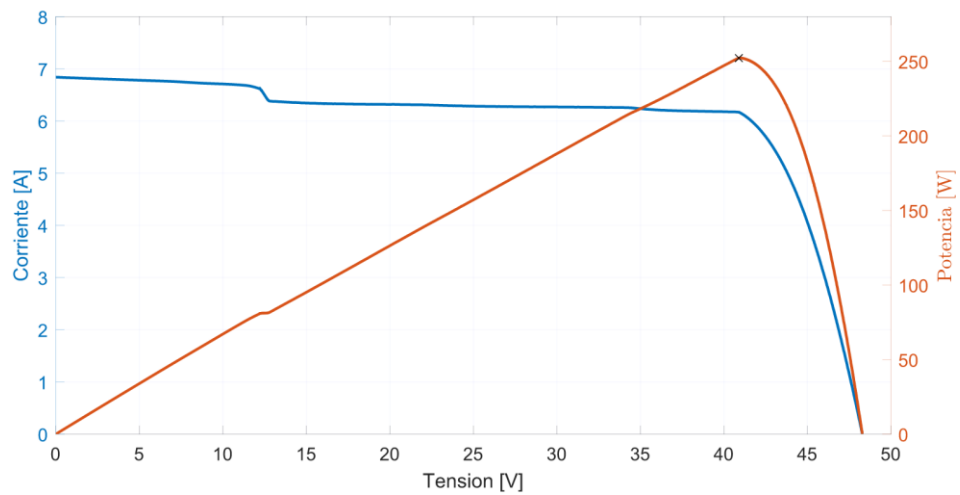


Figura 5-6: Curva I-V y P-V de cara posterior de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (B_1) medidas a STC.

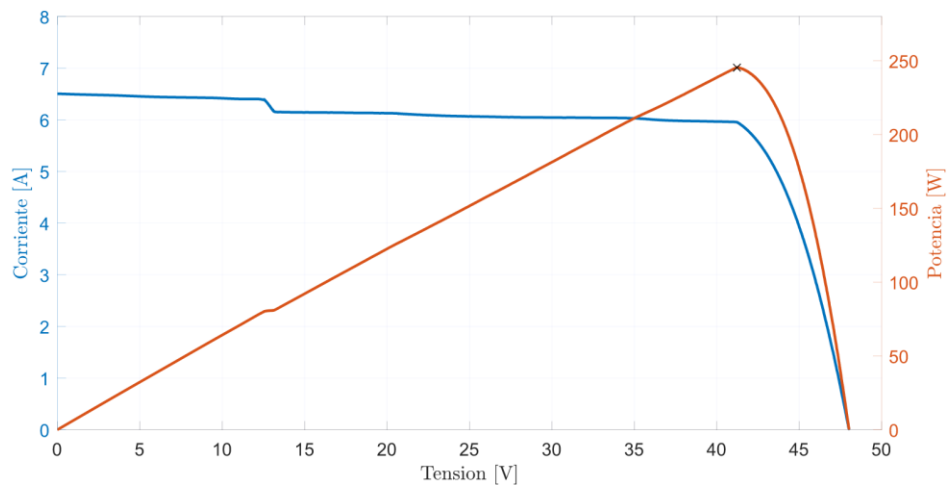


Figura 5-7: Curva I-V y P-V de cara posterior de módulo bifacial monocristalino sin exposición (B_2) medidas a STC.

A continuación, se muestra una tabla resumen con los valores de los parámetros eléctricos principales medidos a STC en los cuatro módulos del estudio y de un módulo de control.

Tabla 4: Resumen de resultados de curvas I-V indoor a STC para línea base de dos módulos monofaciales, dos módulos bifaciales y un módulo de control.

Módulo		I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	I_{MPP} [A]	V_{MPP} [V]	P_{MPP} [W]
B_C		9,8	49,24	9,35	40,54	378,94
M_1		8,93	46,29	8,42	37,45	315,18
M_2		9,25	46,82	8,81	38,26	337,11
B_1	F	9,64	48,94	9,19	363,48	363,48
	P	6,84	48,28	6,17	252,2	252,2
B_2	F	9,81	48,84	9,39	374,6	374,6
	P	6,5	48,04	5,95	245,34	245,34

Nota: F y P corresponden a cara frontal y posterior de módulos bifaciales respectivamente. B_C es un módulo de control bifacial marca RISEN de 370 [W] que permanece en laboratorio indoor sin exposición para calibrar el simulador.

5.1.3 Coeficientes de módulos bifaciales

Según la IEC 60904-1-2:2019, se debe calcular el coeficiente de bifacialidad (φ) y el rendimiento de ganancia de potencia impulsada por la irradiancia trasera (BIFI).

Coeficiente de bifacialidad

El coeficiente de bifacialidad relaciona los parámetros de la cara trasera sobre los de la cara frontal, que considera corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto y potencia máxima a partir de la medición de curvas I-V

a STC de la cara frontal y de la cara trasera de los módulos bifaciales. El cálculo se debe realizar según las ecuaciones (15), (16) y (17).

$$\varphi_{I_{sc}} = \frac{I_{scr}}{I_{scf}} \quad (15)$$

$$\varphi_{V_{oc}} = \frac{I_{voc r}}{I_{voc f}} \quad (16)$$

$$\varphi_{P_{max}} = \frac{I_{pmax r}}{I_{pmax f}} \quad (17)$$

De esta forma, a partir de los valores obtenidos a STC de la Tabla 4 para los módulos bifaciales, se obtienen los coeficientes de bifacialidad.

Tabla 5: Coeficientes de bifacialidad obtenidos en línea base para los dos módulos bifaciales del estudio.

Módulo	$\varphi_{I_{sc}}$	$\varphi_{V_{oc}}$	$\varphi_{P_{max}}$
B₁	0,7097	0,9865	0,6938
B₂	0,6627	0,9836	0,6549

Se observa que, los coeficientes de bifacialidad de corriente de cortocircuito ($\varphi_{I_{sc}}$) y de potencia máxima ($\varphi_{P_{max}}$) son mayores en aproximadamente un 4% para el módulo con dos años de exposición, cuya diferencia se puede atribuir a una disminución de la corriente de cortocircuito y de potencia máxima de la cara frontal del módulo, por lo que según las ecuaciones (15) y (17) aumenta la relación obtenida.

BIFI

La BIFI representa la pendiente del ajuste lineal de la potencia en función de la irradiancia de la cara trasera, donde la potencia máxima del módulo es la intersección de la recta con el eje vertical.

Para el cálculo de la BIFI con iluminación por una cara, es necesario medir al menos dos niveles de irradiancia en la cara trasera de los siguientes tres rangos:

- $0 \leq G_{r_1} \leq 100 \left[\frac{W}{m^2} \right]$
- $100 \left[\frac{W}{m^2} \right] \leq G_{r_2} \leq 200 \left[\frac{W}{m^2} \right]$
- $200 \left[\frac{W}{m^2} \right] \leq G_{r_3}$

En este estudio se midió a 100 y 200 $[W/m^2]$ para obtener los BIFI. Los valores se muestran a continuación.

Tabla 6: Valores de BIFI para módulos bifaciales del estudio.

Módulo	BIFI
B_1	0,2544
B_2	0,2433

5.2 Electroluminiscencia inicial

Las pruebas de electroluminiscencia se realizan según el estándar IEC 60904-13:2018 [22], según el cual debe cumplirse una condición de oscuridad,

se debe suministrar corriente cortocircuito al módulo fotovoltaico y se debe utilizar una cámara sin filtro infrarrojo. A continuación, se detallan los equipos utilizados.

5.2.1 Equipos de EL

- **Cámara profesional modificada**

Se utiliza una cámara Nikon modelo D750 (ver Figura 5-8), sin sensor de filtro infrarrojo, con un lente de filtro pasa largo de 850 – 950 [nm] (ver especificaciones en la Tabla 26 de Anexos) y un trípode para apoyar la cámara.



Figura 5-8: Cámara marca Nikon D750, sin sensor de filtro IR.

- **Fuente de poder**

Para energizar el módulo fotovoltaico durante la prueba de EL, se utiliza una fuente de poder de 50 [V] y 20 [A] marca ele-tech (Figura 5-9), cuyas especificaciones técnicas se detallan en el la Tabla 27 de Anexos. La fuente se conecta al módulo PV a través de cables con polarización positiva y negativa con adaptadores MC4.



Figura 5-9: Fuente de poder ele-tech de 50 [V] y 20 [A].

- **Cortinas black out**

Para realizar la prueba de electroluminiscencia se debe tener una condición de oscuridad, para lo cual se utilizan cortinas blackout que impiden la entrada de luz al sitio de realización de pruebas.



Figura 5-10: Pieza oscura para EL con cortinas blackout.

5.2.2 Resultados EL inicial

La prueba de EL se efectúa a los cuatro módulos del estudio según el procedimiento de la sección 6.7, a partir del estándar IEC 60904-13:2018.

Respecto del módulo monofacial con dos años de exposición (M_1), en la Figura 5-11 se observan defectos asociados a degradación, entre ellos; dedos cortados (celda C4), que se manifiestan como rectángulos oscuros transversales a los busbars; fisuras activas (celda B6), que se observan como manchas oscuras irregulares en una zona de la celda, pero que no está completamente ennegrecida y; también se observan roturas en las orillas en (celdas D7 y D9), que se muestra como una mancha oscura irregular en las esquinas de las celdas, donde se deduce que hay inactividad.

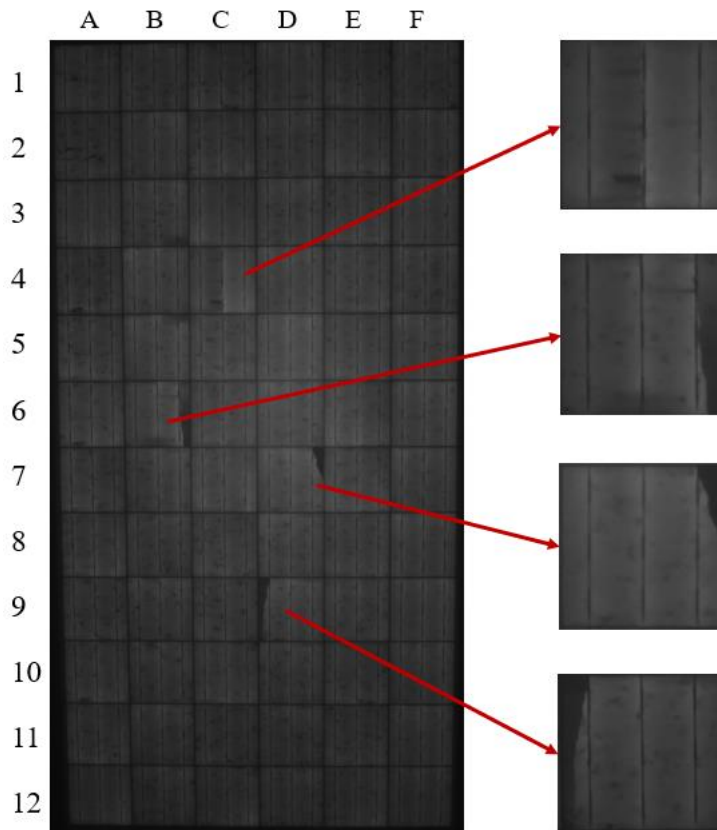


Figura 5-11: EL de módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M_1) con celdas con dedos cortados, fisuras activas y rotura en la orilla.

Para el módulo monofacial sin exposición previa (M_2), se observa en la Figura 5-12 que este no presenta defectos asociados a degradación. No obstante, se observan algunos patrones de manchas oscuras, más conocidas

como dislocaciones, las que están asociadas a la fabricación de los paneles policristalinos y que no constituyen una falla en sí misma, pues no impide que el módulo funcione correctamente (Bodnár et al., 2021) [23].

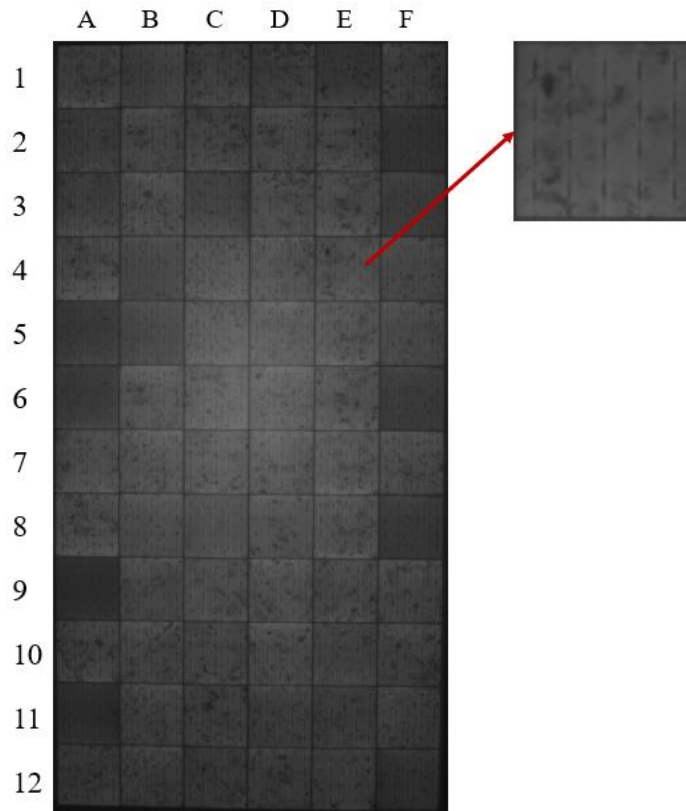


Figura 5-12: EL de módulo monofacial policristalino sin exposición y celda del módulo con patrones asociados a fabricación de policristalino.

Para el módulo bifacial con dos años de exposición (B_1) se observan algunos defectos por degradación, entre los que destacan microfisuras (celdas C3 y D11) y roturas en las orillas (celdas D10 y D12).

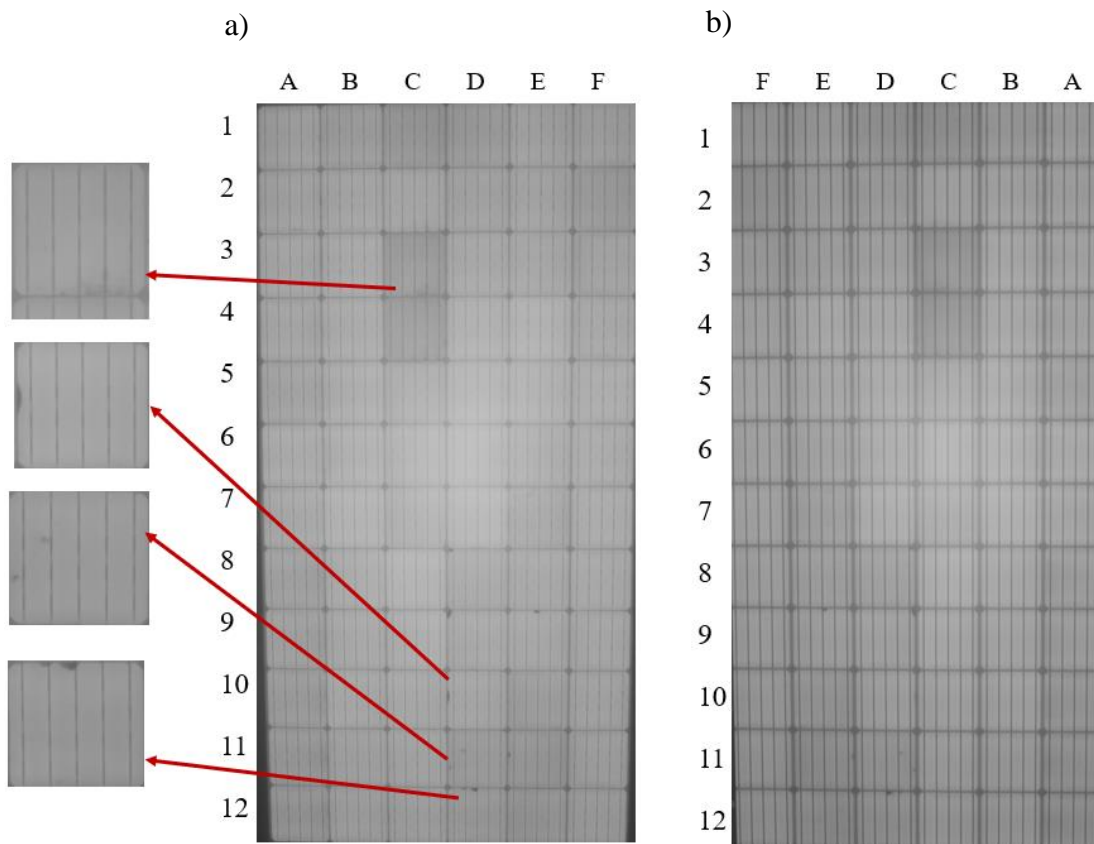


Figura 5-13: EL a módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición de su cara frontal a) y su cara posterior b), donde se observan microfisuras y roturas en las orillas.

Respecto de la electroluminiscencia obtenida para el módulo bifacial sin exposición (B_2), se observa en la Figura 5-14 que el módulo está libre de defectos en su cara frontal y en su cara posterior.

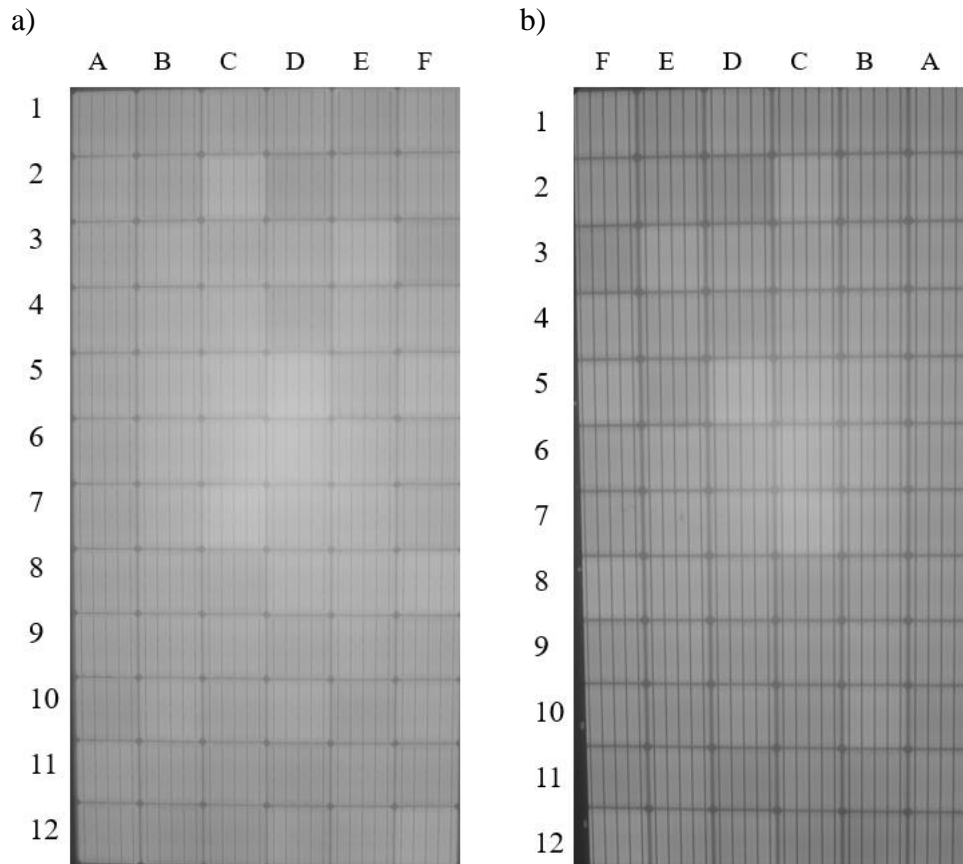


Figura 5-14: EL de módulo bifacial monocristalino sin exposición de su cara frontal a) y de su cara trasera b).

En la Tabla 7, se resumen los resultados de la prueba de electroluminiscencia inicial de los cuatro módulos del estudio.

Tabla 7: Resumen de resultados de electroluminiscencia inicial de dos módulos monofaciales y dos módulos bifaciales.

Módulo		Electroluminiscencia inicial
M_1		-Fisura activa (B6) -Rotura en orillas (D7 y D9) -Dedos cortados (C4)
M_2		-Dislocaciones en material (fabricación)
B_1	F	-Microfisuras (C3 y D11) -Rotura en la orilla (D10 y D12)
	P	-Mismos defectos que cara frontal
B_2	F	-Sin defectos
	P	-Sin defectos

Nota: F y P corresponden a cara frontal y posterior de módulos bifaciales respectivamente.

5.3 Termografía inicial

5.3.1 Cámara termográfica

Para las pruebas de termografía, se utiliza una cámara termográfica manual, marca Fluke modelo TI 400 9HZ, con una resolución térmica de 320x240 píxeles, un rango de temperatura de -20 a 1200°C y una sensibilidad térmica de 50 [mK] a una temperatura de 30 [$^{\circ}\text{C}$] [24].



Figura 5-15: Cámara termográfica marca Fluke TI 400 9HZ.

5.3.2 Resultados termografía inicial

Se realizó termografía a los cuatro módulos del estudio al inicio de este trabajo según el procedimiento de la sección 6.3, bajo los requerimientos de la norma IEC 62446-3:2017.

En la Figura 5-16, se muestra la termografía del módulo monofacial con dos años de exposición (M_1), en la cual se aprecia una celda con un punto caliente, de manera que, al realizar una prueba de termografía de manera focalizada en dicha zona (Figura 5-17), se advierte que existe un

posible defecto en la celda del recuadro con una temperatura máxima de $39,3[^\circ\text{C}]$. Existe una situación de punto caliente cuando una celda solar dentro de un módulo genera menos corriente que la corriente del string del módulo o del generador fotovoltaico. Esto ocurre cuando la celda está total o parcialmente sombreada, dañada o cuando las celdas no coinciden eléctricamente [25]. En este caso, si se relaciona la prueba de termografía obtenida para este módulo con la prueba de electroluminiscencia (Figura 5-11), se puede concluir que la desviación de temperatura encontrada en la termografía corresponde a una zona de la celda que presenta una rotura.

Este defecto es detectable en la termografía, mientras que el resto de los defectos encontrados en la EL no se pueden apreciar en esta prueba posiblemente porque la rotura de la celda se manifiesta como una mancha oscura que declara inactividad de dicha zona, mientras que el resto de los defectos hallados en la electroluminiscencia, presentan zonas activas.

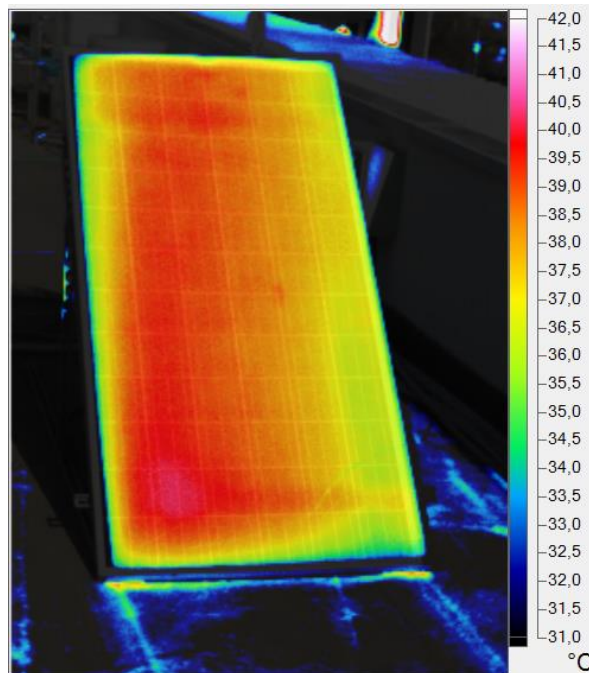


Figura 5-16: Termografía de línea base a módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M_1).

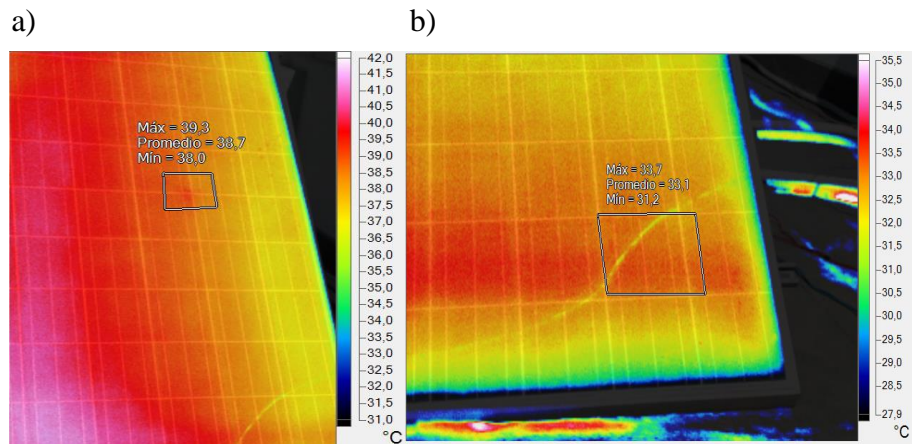


Figura 5-17: Termografía de línea base de módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M_1), focalizada en punto caliente a) y en rayadura superficial b).

Por otra parte, en la termografía del módulo con dos años de exposición, se aprecia una línea irregular con un color más claro, asociado a menor temperatura y que, al relacionarla con la inspección visual del módulo, se ve que corresponde a una rayadura en la superficie de las celdas, la cual tiene una alta reflectividad (Figura 5-17 b)), lo que impide la transmisión de la radiación solar.

En la Figura 5-18, se tiene la imagen de la termografía realizada en el módulo monofacial sin exposición (M_2), en la que se observa un módulo libre de defectos, ya que se ve uniformidad en el rango de temperaturas obtenidas y no se aprecian puntos calientes en las celdas.

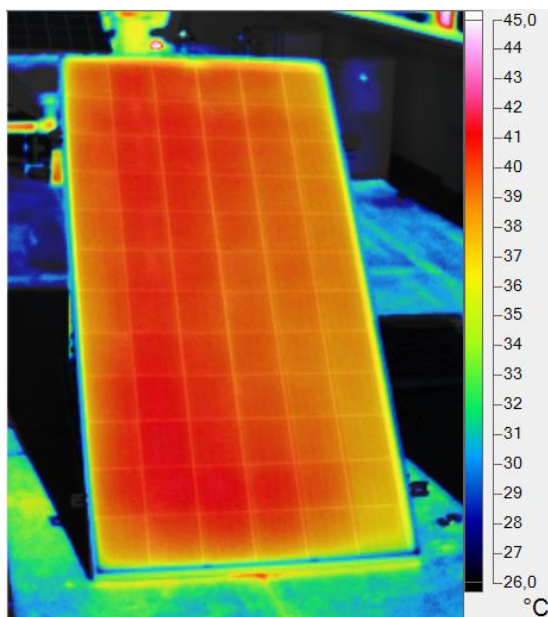


Figura 5-18: Termografía de línea base a módulo monofacial policristalino sin exposición (M_2).

En cuanto a la termografía obtenida para el módulo bifacial con dos años de exposición (B_1), no se encontraron defectos apreciables en su cara frontal (Figura 5-19) ni en su cara posterior (Figura 5-20), con la salvedad de que, en esta última, se tienen líneas de color más claro asociadas a menor temperatura, que corresponden a las sombras generadas por la estructura metálica sobre la cual se apoya el módulo bifacial.

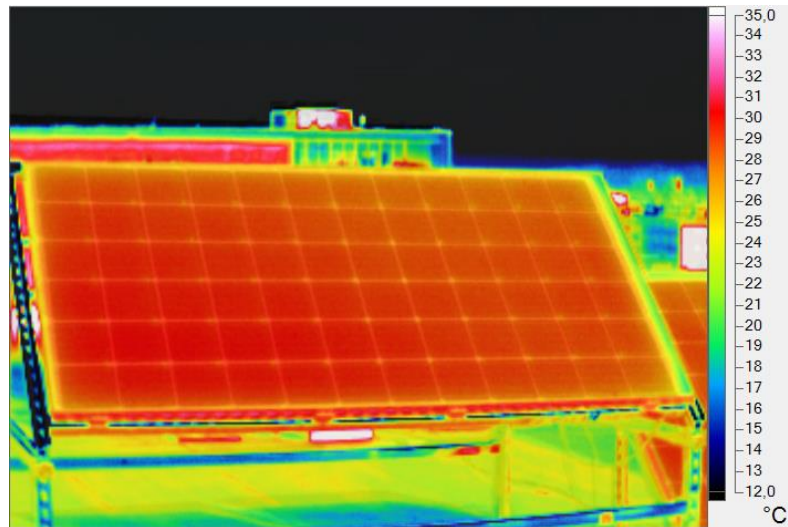


Figura 5-19: Termografía de línea base de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (B_1) en su cara frontal.

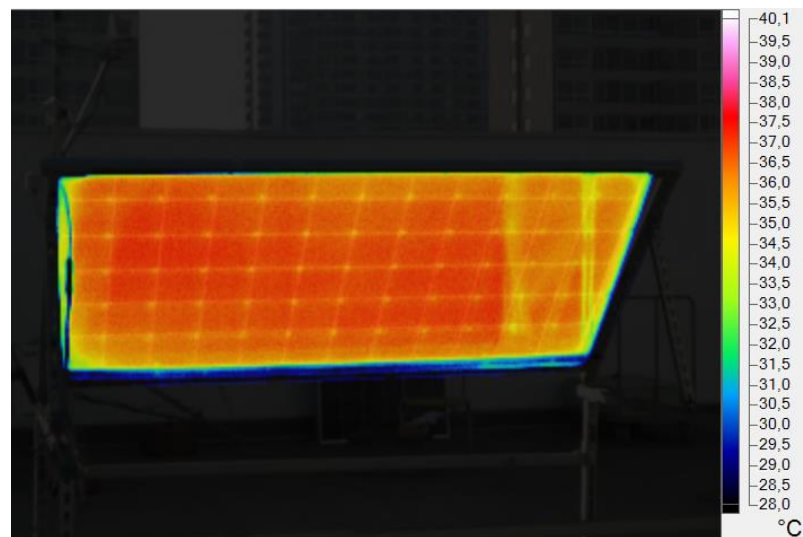


Figura 5-20: Termografía de línea base de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (B_1) en su cara posterior.

Si se analiza la cara frontal del módulo bifacial sin exposición (B_2) de la Figura 5-21, se observa que está libre de defectos, al igual que su cara posterior de la Figura 5-22, de manera que los hallazgos de la electroluminiscencia para este módulo no denotan una diferencia de temperatura en la termografía.

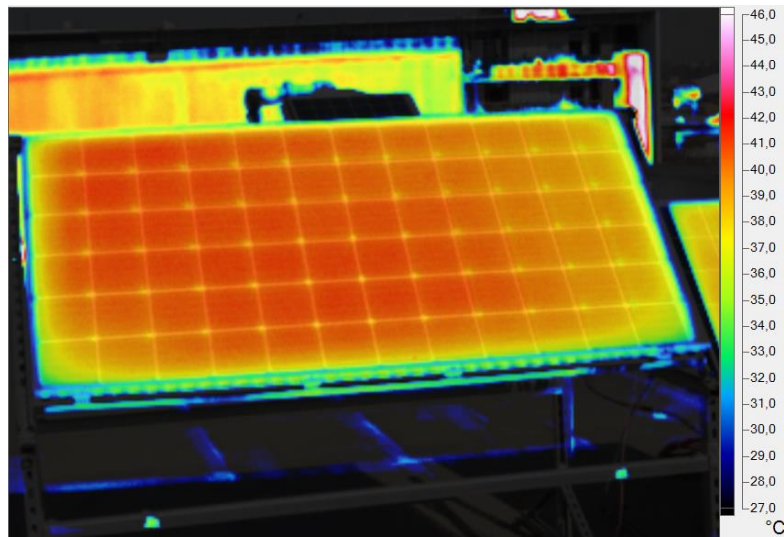


Figura 5-21: Termografía de módulo bifacial monocristalino sin exposición en su cara frontal.

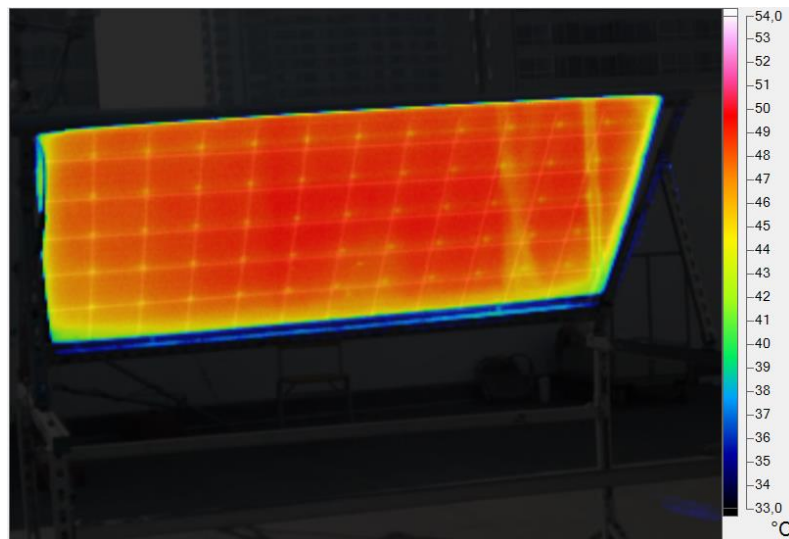


Figura 5-22: Termografía de módulo bifacial monocristalino sin exposición en su cara posterior.

A continuación, se muestra un resumen de la prueba de termografía obtenida para línea base de los cuatro módulos del estudio (ver Tabla 8).

Tabla 8: Resumen de resultados de termografía para línea base.

Módulo		Termografía inicial
M_1		-Punto caliente (D7) -Rayadura (E11)
M_2		-Sin defectos
B_1	F	Sin defectos
	P	Sin defectos
B_2	F	-Sin defectos
	P	-Sin defectos

Nota: F y P corresponden a cara frontal y posterior de módulos bifaciales respectivamente.

5.4 Curvas I-V outdoor inicial

5.4.1 Trazador curvas

Para realizar el trazado de curvas I-V en exterior, se utiliza el equipo cetisPV-Outdoortest marca h.a.l.m (ver Figura 5-23), cuyas especificaciones técnicas se encuentran en la Tabla 28 de Anexos.



Figura 5-23: Trazador de curva marca h.a.l.m.

5.4.2 Resultados IV outdoor inicial

Se caracterizaron los cuatro módulos del estudio a partir del trazado de curvas I-V en exterior, según el procedimiento de la sección 6.2, que se realiza en cumplimiento del estándar IEC 60904-1:2020 [26], para módulos monofaciales y del estándar IEC 60904-1-2:2019 [27], para módulos bifaciales.

Para el módulo monofacial con dos años de exposición (M_1) según la Figura 5-24, se observa que, la curva P-V presenta un valor de potencia máxima inferior al que indica el fabricante, lo cual es esperable, producto de la degradación por exposición. Sin embargo, el fabricante indica que la potencia máxima del módulo a STC se degrada un 3% durante el primer año y un 0,7[%/año] desde el segundo año en adelante, con lo cual se debiese tener una potencia máxima a STC de 298 [W], no obstante, en la curva obtenida en exterior a STC, se tienen 274 [W], de manera que se degradó un total de 11,6%, lo que corresponde a aproximadamente el triple de lo que indica el fabricante. No obstante, debe considerarse que, en la curva obtenida en el simulador solar, se obtuvo una potencia cercana a

310 [W], por lo que la diferencia obtenida en exterior se puede asociar a la corrección de potencia a STC.

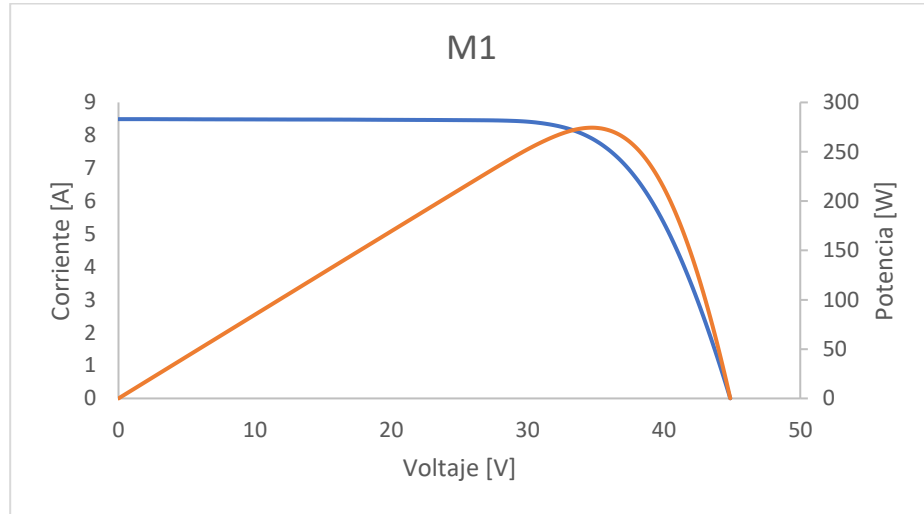


Figura 5-24: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de módulo monofacial policristalino con dos años de exposición (M_1) medida a STC.

Para el módulo monofacial sin exposición (M_2) de la Figura 5-25, se tiene una potencia máxima de 293 [W], la cual es inferior a la que indica el fabricante en un 11,2% y, es menor a la obtenida en la curva I-V interior de línea base. De esta forma, se puede comprobar que el trazador de curvas I-V presenta una menor precisión en las mediciones obtenidas respecto del simulador solar de interior, dado que las condiciones de exterior difieren de STC y se realiza una corrección que no es tan precisa como las condiciones ofrecidas por el simulador solar, en las que sí se tienen 25[°C] y 1000 [W/m²].

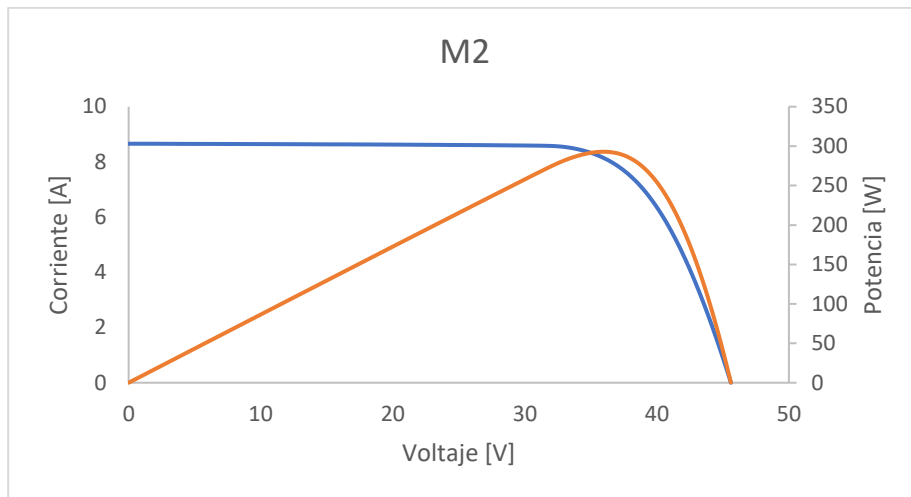


Figura 5-25: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de módulo monofacial policristalino sin exposición (M_2) medida a STC.

Para el módulo bifacial con dos años de exposición (B_1), en su cara frontal según la Figura 5-26, se tiene una potencia máxima de 334 [W], la cual es inferior a la que se obtuvo para el módulo sin exposición (B_2) según la Figura 5-27, en un 2% producto de la degradación.

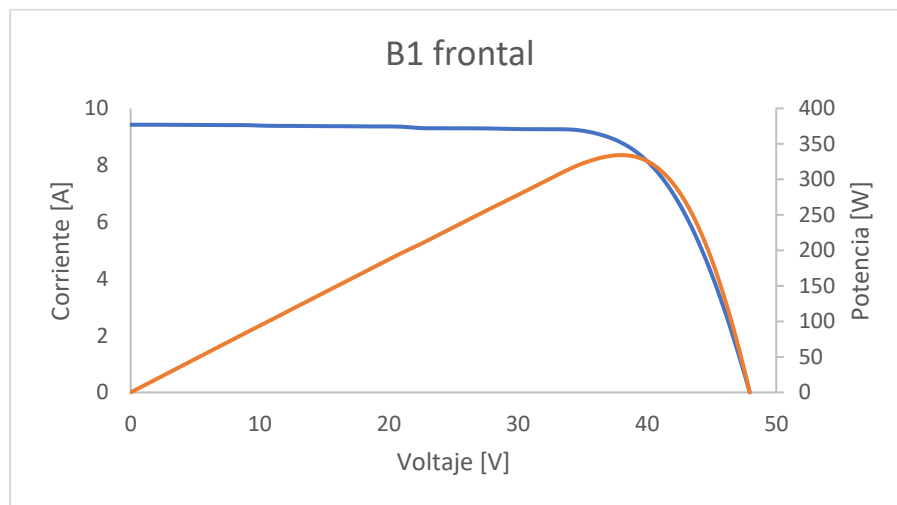


Figura 5-26: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de cara frontal de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (B_1) medida a STC.

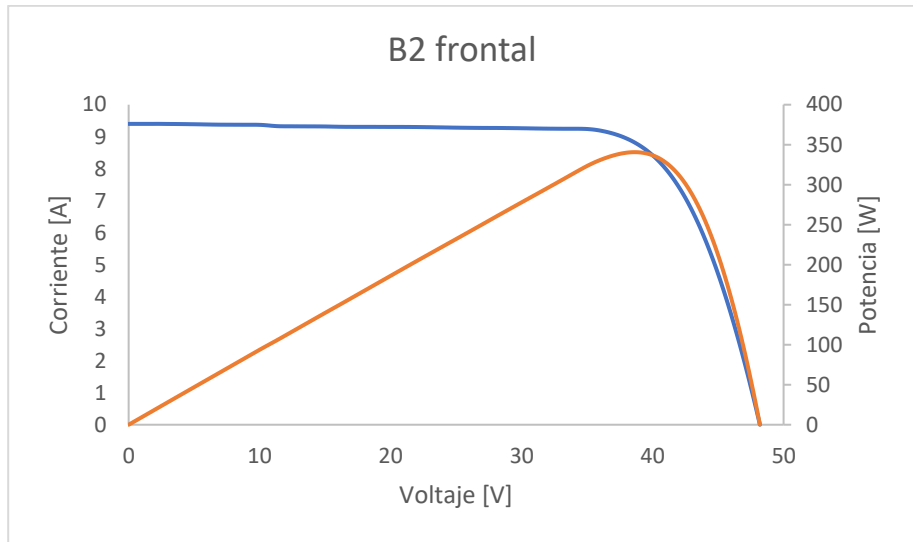


Figura 5-27: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de cara frontal de módulo bifacial monocristalino sin exposición (B_2) medida a STC.

Respecto de la cara posterior del módulo con dos años de exposición (B_1), de la Figura 5-28, se observan dos escalones en su curva I-V y P-V, lo que está asociado a sombreadamientos parciales producto del marco del módulo [21].

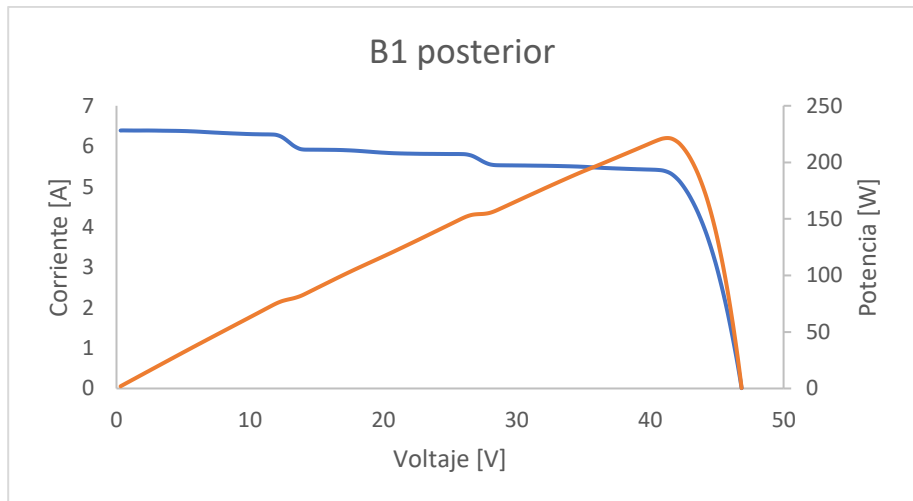


Figura 5-28: Curva I-V y P-V outdoor de cara posterior de módulo bifacial monocristalino con dos años de exposición (B_1) medida a STC.

Para el módulo sin exposición (B_2) de la Figura 5-29, también se observan escalones debido a sombreados parciales. Además, se obtuvo una potencia máxima inferior a la del módulo expuesto en un 25%, lo que puede estar asociado a diferencias respecto del módulo B_1 en el entorno de la cara posterior que reducen la radiación incidente (menor radiación reflejada).

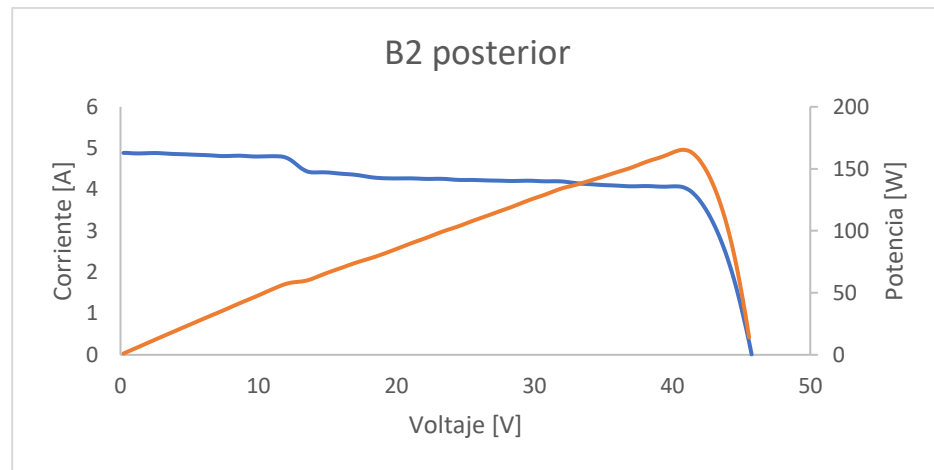


Figura 5-29: Curva I-V y P-V outdoor de línea base de cara posterior de módulo bifacial monocristalino sin exposición (B_2) medida a STC.

A continuación, se muestra una tabla resumen con los valores de curva I-V outdoor obtenidos para los cuatro módulos del estudio de línea base.

Tabla 9: Resumen de resultados de curvas I-V outdoor de línea base para los cuatro módulos del estudio.

Módulo		I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	I_{MPP} [A]	V_{MPP} [V]	P_{MPP} [W]
M_1		8,49	44,87	7,90	34,72	274,39
M_2		8,66	45,61	8,12	36,00	292,89
B_1	F	9,42	47,95	334,16	8,79	334,16
	P	6,39	46,86	221,66	5,37	221,66
B_2	F	9,40	48,19	340,65	8,80	340,65
	P	4,88	45,75	165,43	4,05	165,43

5.5 Resumen línea base

A continuación, se muestra un resumen de los resultados obtenidos en línea base de los cuatros módulos del estudio.

Tabla 10: Resumen de línea base para los cuatro módulos del estudio.

Línea Base						
Módulo	P_{STC} [W] Fabricante	P_{MPP} [W] Indoor*	P_{MPP} [W] Outdoor **	EL	Termografía	
M_1	310	315,2	274,4	-Fisura activa -Roturas -Dedos cortados	-Punto caliente -Rayadura	
M_2	330	337,1	292,9	-Dislocaciones (fabricación)	-Sin defectos	
B_1	370	F	363,5	334,2	-Microfisuras -Rotura en la orilla	-Sin defectos
		P	252,2	221,5	-Ídem cara frontal	-Sin defectos
B_2	370	F	374,6	340,7	-Sin defectos	-Sin defectos
		P	245,3	165,3	-Sin defectos	-Sin defectos
B_C	370	378,9	-	-	-	

Nota: F y P corresponden a cara frontal y posterior de módulos bifaciales respectivamente. B_C es un módulo de control bifacial marca RISEN de 370 [W] que permanece en laboratorio indoor sin exposición para calibrar el simulador.

6. Metodología para evaluar degradación

En este trabajo se propone una metodología para evaluar degradación, que considera mediciones semanales en exterior y mediciones mensuales en interior, como se observa en la Figura 6-1. En exterior, se medirá corriente, voltaje, temperatura e irradiancia de manera continua a través de la adquisición de datos de los sensores instalados en los módulos del estudio que graba el datalogger CR1000X. A partir de estos datos, se obtendrá un valor semanal de potencia normalizada, performance ratio y performance ratio corregido. Además, en exterior se realizarán mediciones de curvas I-V y termografía.

Por otro lado, una vez al mes, se deben desmontar los cuatro módulos de sus estructuras, para trasladarlos al laboratorio indoor y realizar las pruebas de curvas I-V en el simulador de pulso solar.

Una vez que se completa la toma de datos, se debe realizar el análisis estadístico, para lo cual se deben calcular los coeficientes del modelo ARIMA, según procedimientos de la sección 6.6 y generar un pronóstico de degradación a partir de la ayuda del software SPSS STATISTICS.

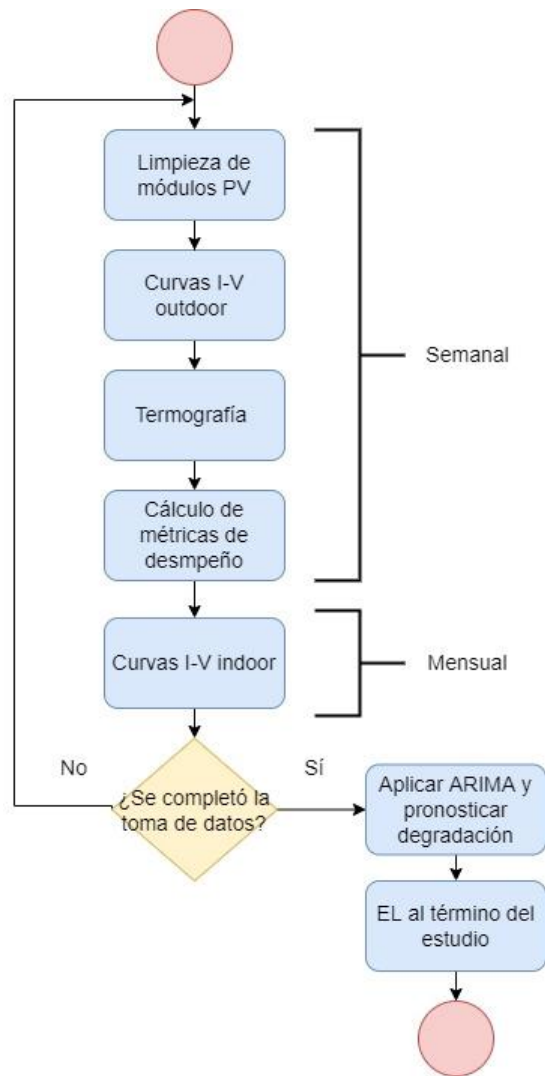


Figura 6-1: Metodología outdoor e indoor para evaluar degradación de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales.

6.1 Limpieza de módulos PV

Los módulos fotovoltaicos deben limpiarse semanalmente, de manera de evitar los efectos del soiling, dados por el polvo, polución o excrementos de aves que puedan generar sombreados en el panel. Para realizar la limpieza se deben desconectar los módulos de la red y el procedimiento se debe realizar con agua desmineralizada para evitar que los minerales se sedimenten sobre la

superficie del módulo. Además, se debe utilizar un paño de microfibra con movimientos suaves, para evitar rayaduras [28].



Figura 6-2: Procedimiento de limpieza de módulos fotovoltaicos.

6.2 Procedimiento para medir curvas I-V outdoor

Según se indica en la Figura 6-1, se deben realizar mediciones semanales de las curvas I-V en exterior, cuyo procedimiento se detalla en la Figura 6-3, de manera que, para comenzar la medición, se debe escoger el día y la hora, bajo la consideración del estándar IEC 60904-1:2020, según el cual se requiere un día soleado y libre de nubes, con una radiación de $1000 [W/m^2] \pm 30\%$ para monofaciales y de $1000 [W/m^2] \pm 10\%$ para bifaciales según la IEC 60904-1-2:2019. Si se cumple esta condición, se deben desconectar los módulos de los microinversores y conectar al trazador de curvas. Posteriormente se deben introducir las características del módulo a estudiar en el software PVCTControl, correspondientes al área del módulo y los coeficientes de temperatura de corriente de cortocircuito y de voltaje de circuito abierto. Estos dos coeficientes, permiten realizar la corrección de la curva a condiciones estándar de prueba (STC) mediante el primer procedimiento de la IEC 60891:2021.

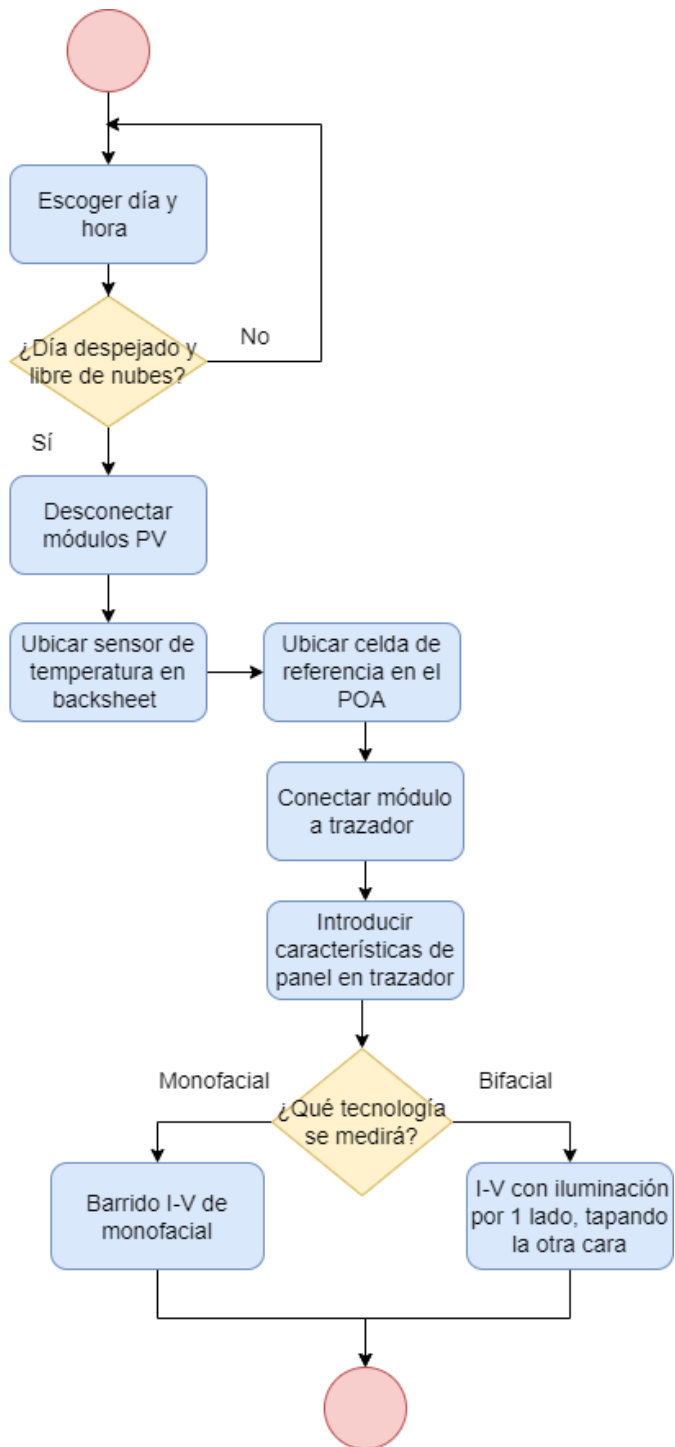


Figura 6-3: Metodología de trazado de curvas I-V en exterior para evaluar degradación de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales.

6.2.1 Curvas I-V outdoor en módulo monofacial

Para las mediciones de curvas I-V outdoor en módulos monofaciales, la prueba se llevará a cabo con el módulo en la misma posición en la que se encuentra en operación, a partir de los procedimientos contenidos en el estándar IEC 60904-1:2020. Para ello se utiliza el trazador de curva de la sección 5.4.1, una celda de referencia, que se debe ubicar en el POA con un sensor de temperatura integrado. Además, se utiliza un sensor de temperatura PT100 en la parte trasera del módulo (ver Figura 6-4).

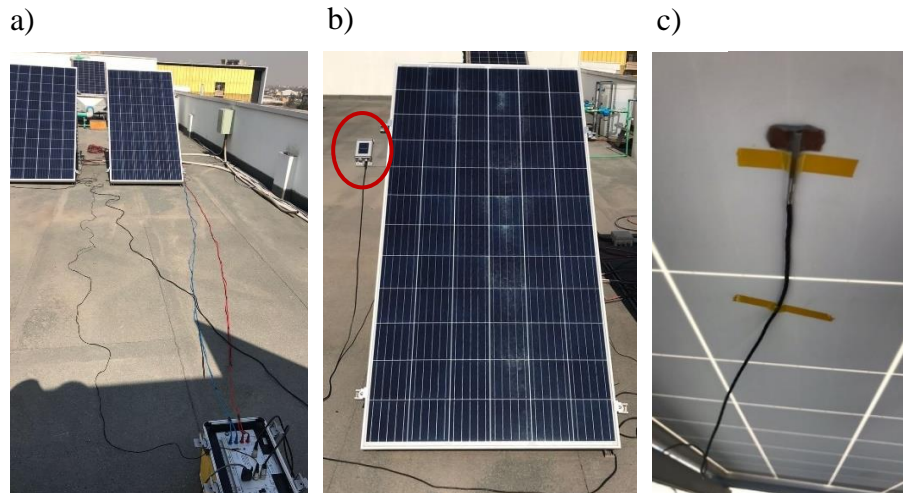


Figura 6-4: Medición de curva I-V de módulo monofacial a), celda de referencia en el POA b) y sensor de temperatura en su parte posterior c).

6.2.2 Curvas I-V outdoor en módulo bifacial

Para las mediciones de curvas I-V outdoor en módulos bifaciales, se realizarán dos pruebas según la Figura 6-3, una que considere la medición del módulo montado en la estructura, con su cara frontal apuntado en dirección al sol (ver Figura 6-5) y su cara trasera cubierta con una cortina blackout (ver Figura 6-6), en tanto que la segunda, considera la medición de la cara trasera con la cara frontal cubierta. Para

ambos casos se posiciona el sensor de temperatura del trazador de curvas en la cara posterior de los paneles y la celda de referencia en el POA de la medición.



Figura 6-5: Medición de curva I-V en la cara frontal de módulo bifacial, con celda de referencia en el plano de medición y su cara posterior cubierta con una cortina blackout.



Figura 6-6: Medición de curva I-V en la cara frontal de módulo bifacial, con cortina blackout para cubrir su cara posterior.



Figura 6-7: Medición de curva I-V en la cara trasera de módulo bifacial con su cara frontal cubierta con cortina blackout.

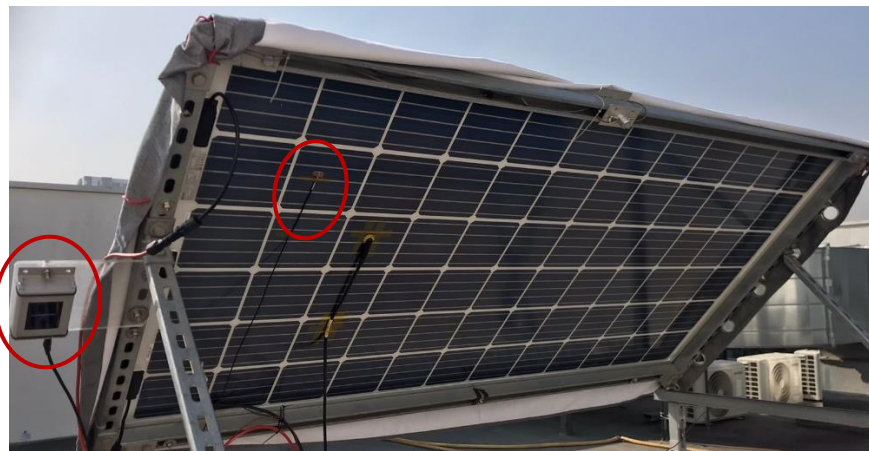


Figura 6-8: Medición de curva I-V en la cara trasera de módulo bifacial con su cara frontal cubierta, la celda de referencia en el POA y sensor de temperatura del trazador en su cara posterior.

6.3 Procedimiento para realizar termografía

El procedimiento en exterior para evaluar degradación de paneles, propuesto en este trabajo, considera la realización de termografía, la que se debe llevar a cabo de manera semanal según lo que se plantea en la Figura 6-1 y se debe realizar a partir del estándar IEC 62446-3:2017, según el cual se debe tener un mínimo de $600 [W/m^2]$ en el plano del módulo fotovoltaico, una velocidad del viento máxima de $28 [km/h]$, condiciones de cielo despejado y limpieza de

los módulos en caso de presencia de excrementos de aves. El detalle de este procedimiento se encuentra en la Figura 6-10, donde se debe evaluar la existencia de condición estacionaria para iniciar la prueba, es decir, los módulos deben estar en operación y sin sombra durante cierto tiempo. Si el módulo sale de su condición estacionaria, por cambio en las condiciones de funcionamiento, se recomienda esperar 15 [min] para recuperar el estado estacionario [29]. De comprobarse condición estacionaria, se realiza la termografía a cada módulo monofacial y a ambas caras de los bifaciales (ver Figura 6-9) y, si se encuentra algún punto con una desviación de temperatura importante, se recomienda realizar termografía de manera focalizada para poder analizar de manera más precisa la zona con alteraciones. Luego se debe guardar el archivo para posteriormente reportar los hallazgos encontrados en esta prueba.



Figura 6-9: Prueba de termografía bajo condiciones estacionarias.

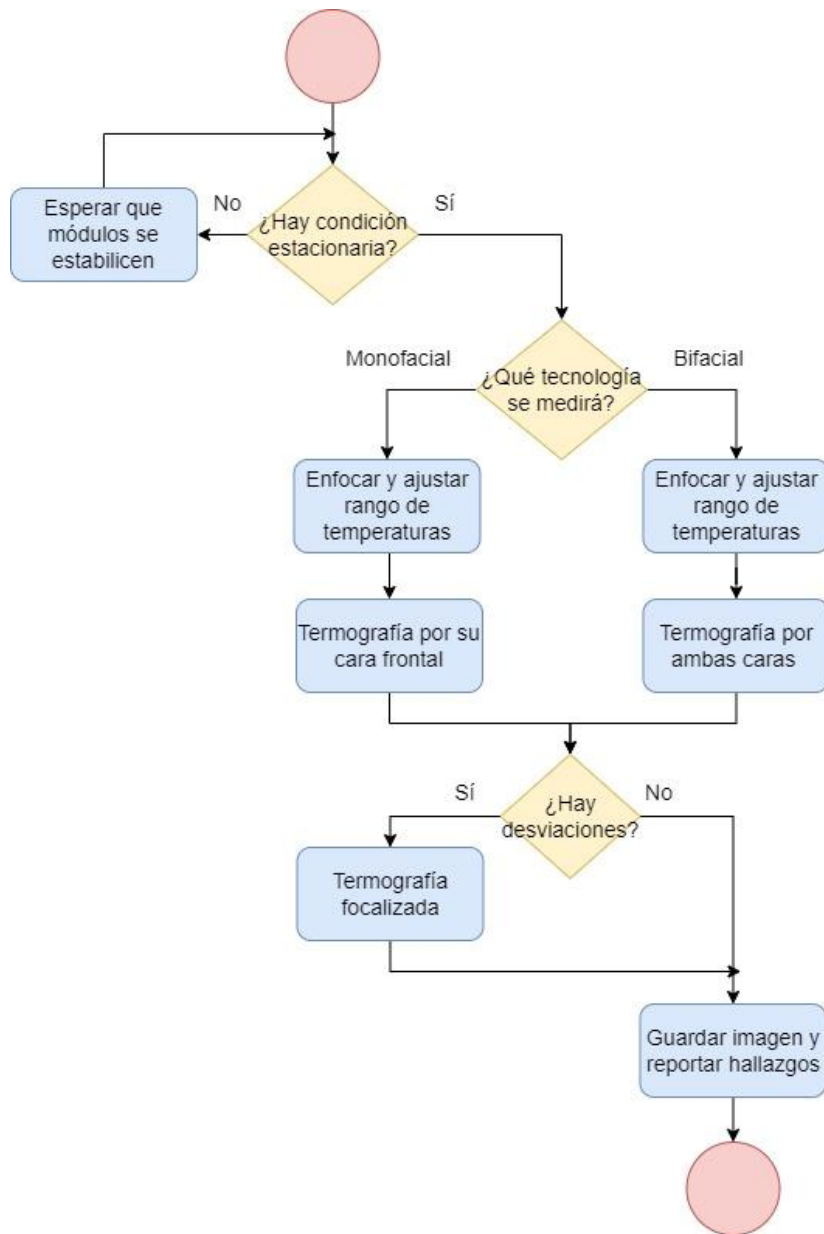


Figura 6-10: Metodología de termografía en exterior para evaluar degradación de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales.

Cabe destacar que, para realizar una prueba de termografía correcta de acuerdo con la norma IEC 62446-3:2017, se debe posicionar la cámara de manera que esta forme un ángulo con la superficie del módulo (α y β de la Figura 6-11) idealmente de 90° , aunque se admite un ángulo de visión no menor a 30° , para minimizar los efectos de fondo reflejado [29].

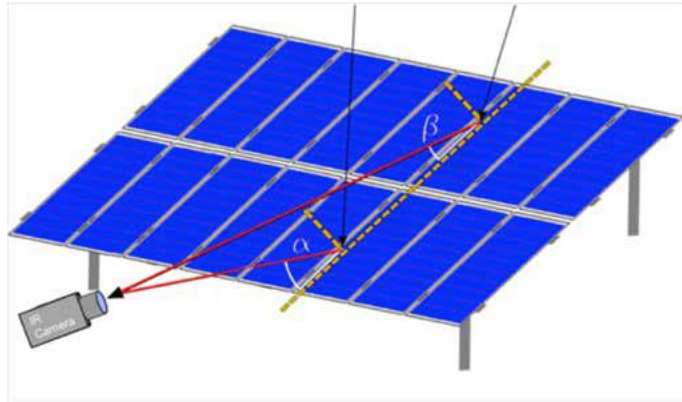


Figura 6-11: Ángulo de visión entre cámara termográfica y superficie del módulo [29].

6.4 Cálculo de métricas de desempeño

Se deben descargar semanalmente los datos de corriente, voltaje, temperatura e irradiancia de los datalogger CR1000X, para módulos monofaciales y bifaciales, con el software PC400. Con esto, es posible calcular las métricas de desempeño de cada módulo. A continuación, se detalla el cálculo de las métricas.

6.4.1 Performance Ratio

Corresponde al cociente entre el rendimiento final del sistema fotovoltaico (Y_f) y el rendimiento de referencia (Y_r). Para módulos monofaciales se calcula según el estándar IEC 61724-1:2021 [30] y su fórmula se detalla a continuación.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

$$= \left(\frac{E_{out}}{P_{STC}} \right) / \left(\frac{H_{POA}}{G_{STC}} \right) \quad (18)$$

Donde E_{out} corresponde a la energía de salida del módulo, P_{STC} es la potencia del módulo a STC, H_{POA} es la irradiación sobre el plano inclinado y G_{STC} es la irradiancia a STC correspondiente a 1000 [W/m^2].

Si se expande la fórmula de la ecuación (18), se tiene:

$$PR = \left(\frac{\sum_k P_{out,k} \cdot \tau_k}{P_{STC}} \right) / \left(\frac{\sum_k G_{POA,k} \cdot \tau_k}{G_{STC}} \right) \quad (19)$$

Donde τ_k es el intervalo de tiempo en el que se medirá y $P_{out,k}$ es la potencia en DC.

Para módulos bifaciales el PR se calcula de la siguiente manera.

$$PR_{bif} = \left(\sum_k P_{out,k} \cdot \tau_k \right) / \left(\frac{\sum_k (BIF_k \cdot P_{STC}) \cdot G_{POA,k} \cdot \tau_k}{G_{STC}} \right) \quad (20)$$

Donde BIF corresponde al factor de irradiancia bifacial y se calcula según la siguiente expresión.

$$BIF = (1 + \varphi_{Pmax} \cdot \rho) \quad (21)$$

Donde φ_{Pmax} corresponde al coeficiente de bifacialidad de potencia máxima y ρ es la razón entre la irradiancia de la cara trasera sobre la de la cara frontal del módulo.

6.4.2 Performance Ratio corregido

En el estándar IEC 61724-1:2021, se describe el procedimiento para corregir el performance ratio por temperatura, con lo que se reduce la variación estacional, mediante el ajuste de la potencia nominal en cada intervalo de registro dado por la compensación de la diferencia de temperatura real del módulo fotovoltaico con la de referencia STC a 25°C [30]. El cálculo se debe realizar según la siguiente expresión.

$$PR'_{25^{\circ}C} = \left(\sum_k P_{out,k} \cdot \tau_k \right) / \left(\frac{\sum_k (c_{k,25^{\circ}C} \cdot P_{STC}) \cdot G_{POA,k} \cdot \tau_k}{G_{STC}} \right) \quad (22)$$

Con:

$$c_{k,25^{\circ}C} = 1 + \gamma \cdot (T_{mod} - 25^{\circ}C) \quad (23)$$

Donde:

γ : Coeficiente de temperatura de potencia máxima [%/°C]

T_{mod} : Temperatura del módulo [°C]

6.4.3 Potencia Normalizada

Para normalizar la potencia en exterior, se debe corregir la corriente y el voltaje medidos, a partir del primer procedimiento de corrección del estándar IEC 60891:2021 [31], según las siguientes expresiones.

$$I_2 = I_1 + I_{sc1} \cdot \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_2 - T_1) \quad (24)$$

$$V_2 = V_1 - R_s \cdot (I_2 - I_1) - \kappa \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) + \beta \cdot (T_2 - T_1) \quad (25)$$

Donde:

I_1, V_1 Son las coordenadas de los puntos de las características medidas.

I_2, V_2 Son las coordenadas de los puntos de las características corregidas.

G_1 Es la irradiancia medida con el dispositivo de referencia, corregido por temperatura y linealidad del dispositivo de referencia y el SMM.

G_2 Es la irradiancia objetivo para el DUT.

T_1 Es la temperatura medida en el DUT.

T_2 Es la temperatura objetivo del DUT.

I_{sc1} Es la corriente de cortocircuito medida en el DUT a G_1 y T_1 .

α y β Son los coeficientes de temperatura de corriente de cortocircuito y de voltaje de circuito abierto, respectivamente, del DUT a la irradiancia objetivo para corrección y dentro del rango de temperatura de interés.

R_s Es la resistencia en serie interna del DUT.

κ Es un factor de corrección de curva.

6.5 Procedimiento para medir curvas I-V indoor

La medición de curvas I-V en interior, se realiza en un simulador de pulso solar con una frecuencia mensual según la Figura 6-1. Para ello, los módulos se deben desconectar de los microinversores y desmontar de sus estructuras, para trasladarlos al laboratorio indoor de la universidad y realizar el trazado de curvas I-V (ver Figura 6-12) de los cuatro módulos en estudio y de un módulo de control que permanece siempre en el interior del laboratorio.

a)



b)

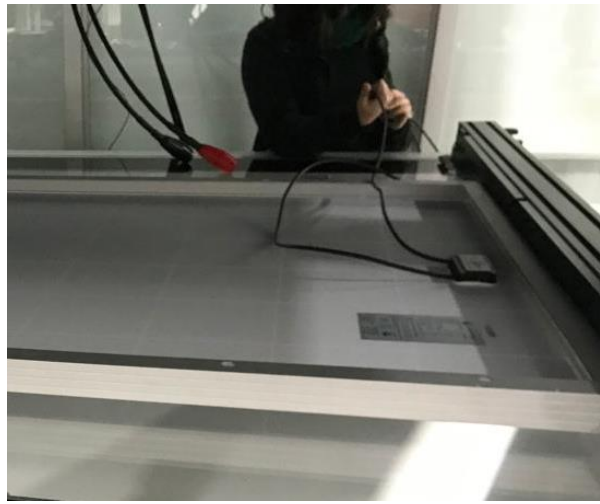


Figura 6-12: Procedimiento de medición de curvas I-V indoor mensual. Desmontaje de paneles a) y conexión a simulador solar b).

El procedimiento de trazado de curvas I-V en interior consiste en:

- Encender el equipo.
- Montar el módulo a estudiar.
- Conectar los MC4 al simulador solar.
- Introducir las características del módulo en el software (área y coeficientes de temperatura).
- Ubicar celda de referencia.
- Ubicar sensor de temperatura.
- Realizar prueba de información.
- Generar curvas I-V a $1000 [W/m^2]$ y $25^{\circ}C$.
- Guardar datos.

6.5.1 Curvas I-V indoor en módulos monofaciales

Para módulos monofaciales la medición se realiza según la norma IEC 60904-1:2020, a partir de la cual se realiza el barrido de curva I-V, posicionando el módulo en el simulador solar, junto con una celda de

referencia, bajo la configuración de temperatura a 25°C . La irradiancia que se utiliza es ajustable en el simulador, y en este caso, se utiliza una irradiancia de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$.

6.5.2 Curvas I-V indoor en módulos bifaciales

Para módulos bifaciales, el procedimiento de medición de curvas I-V en indoor se realiza según la norma IEC 60904-1-2:2019 con iluminación por una cara (ver Figura 6-13).

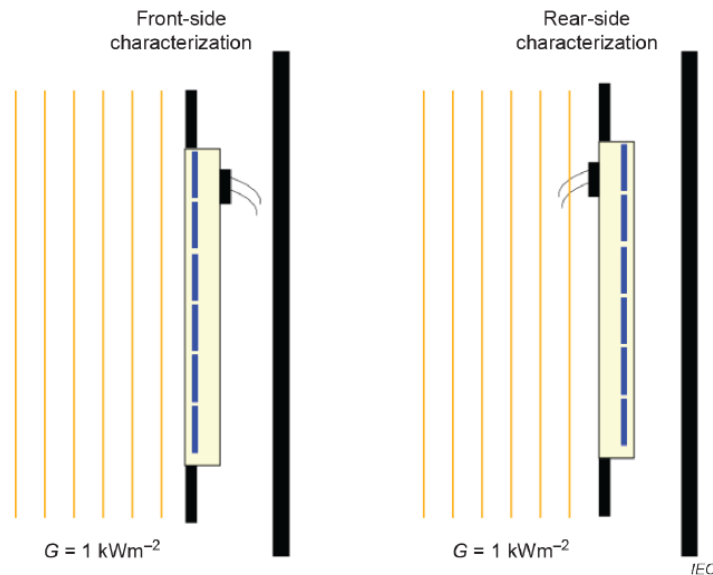


Figura 6-13: Procedimiento de medición de curvas I-V indoor para módulos bifaciales con iluminación por una cara a $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ [27].

6.6 Procedimiento de pronóstico de degradación con modelo ARIMA

Se selecciona el modelo ARIMA para pronosticar la degradación de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales, ya que presenta mejores resultados para tecnologías c-Si [13]. Los coeficientes del modelo ARIMA deben ser distintos por tecnología, ya que pueden existir diferencias en el

comportamiento del desempeño estacional [13], de manera que los módulos monocristalinos tendrán un modelo distinto de los policristalinos.

El procedimiento para generar un pronóstico de los parámetros del estudio (P_{norm} , PR y PR_{corr}) es el que se describe en la Figura 6-14 y que requiere, como datos de entrada, la serie temporal de los parámetros mencionados para cada módulo. De esta forma, se debe analizar si la serie temporal generada para cada parámetro es de variable constante, ya que en caso de que no lo sea se debe aplicar una transformación. Luego se debe verificar que la serie sea estacionaria, para lo cual se utilizan las funciones de autocorrelación simple y autocorrelación parcial, de manera que, si no se cumple esta condición, se debe diferenciar la serie para lograr estacionariedad, de donde se determinará el orden del parámetro “d” del modelo, correspondiente a la cantidad de veces que sea necesario derivar la serie según la sección 3.4.5. Con las funciones de autocorrelación simple y parcial también se determina el orden de los parámetros “p” y “q”, con lo que queda definido el modelo y es posible generar un pronóstico. Finalmente, se debe verificar que no exista correlación entre los parámetros o entre las diferenciaciones, ante lo cual se debe modificar el modelo y volver a generar un pronóstico que se ajuste.

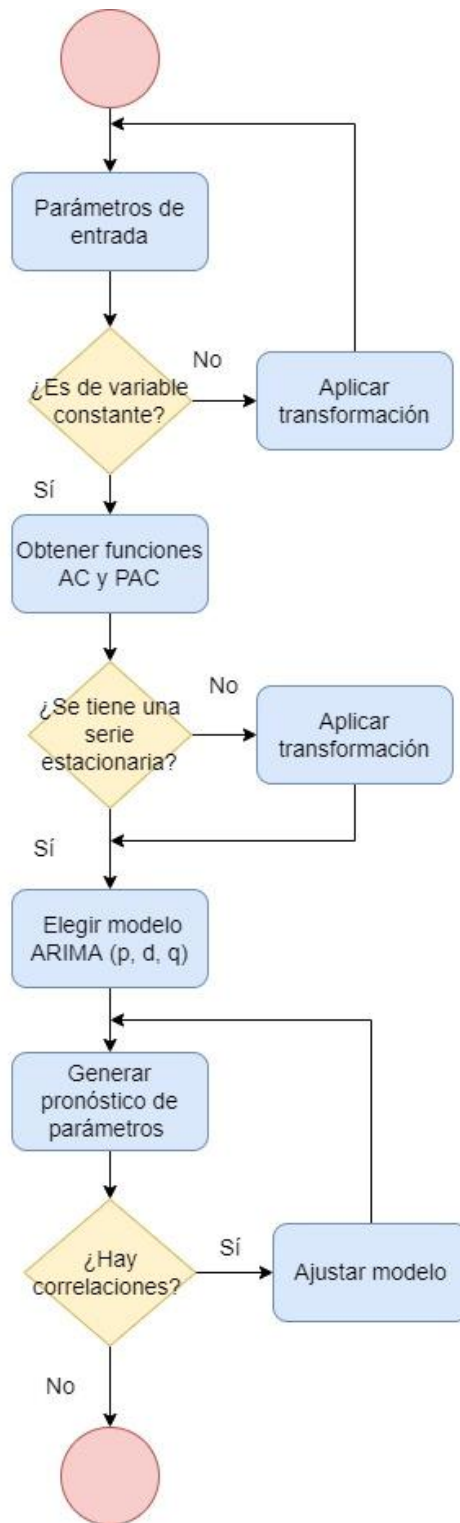


Figura 6-14: Metodología según modelo ARIMA para pronosticar P_{norm} , PR y PR_{corr} de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales [32].

Para efectos de ejemplificar cómo realizar el procedimiento de pronóstico con el modelo ARIMA en el software IBM SPSS STATISTICS, se genera una serie temporal de datos de performance ratio corregido de la Tabla 30 de Anexos.

El procedimiento en el software se debe llevar a cabo según los pasos que se detallan a continuación.

Verificar estacionariedad de la serie temporal: Se debe graficar la serie temporal en la opción “Gráficos de secuencia” del software SPSS. En este caso, se obtiene una gráfica con una clara tendencia decreciente (ver Figura 6-15).

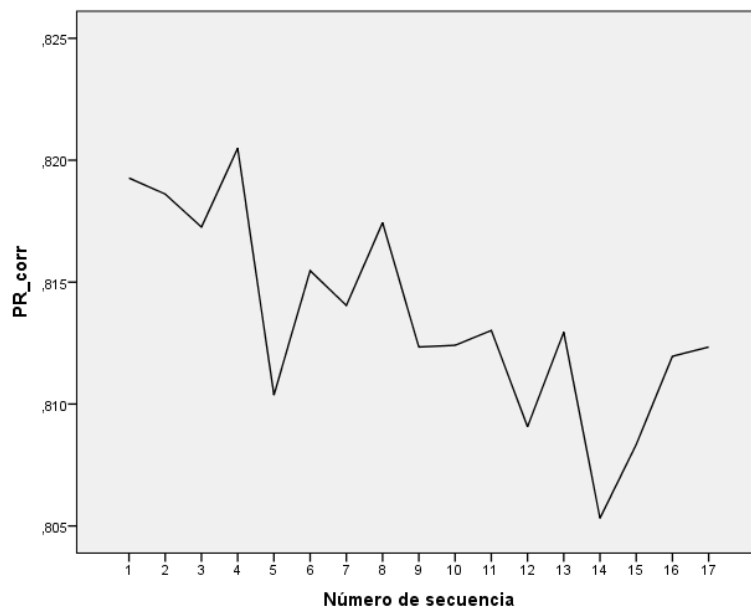


Figura 6-15: Gráfico de secuencia de serie temporal de PR_{corr} para ejemplificar modelo ARIMA.

Además, se puede realizar un análisis del gráfico de función de autocorrelación simple (FAS), para lo cual se debe seleccionar la opción de “Autocorrelaciones” del software SPSS. A partir de lo anterior, se obtiene el gráfico de FAS para este ejemplo, que se observa en la Figura 6-16, en donde

existen varias espigas fuera del intervalo de confianza, por lo que se debe diferenciar la serie y volver a verificar estacionariedad.

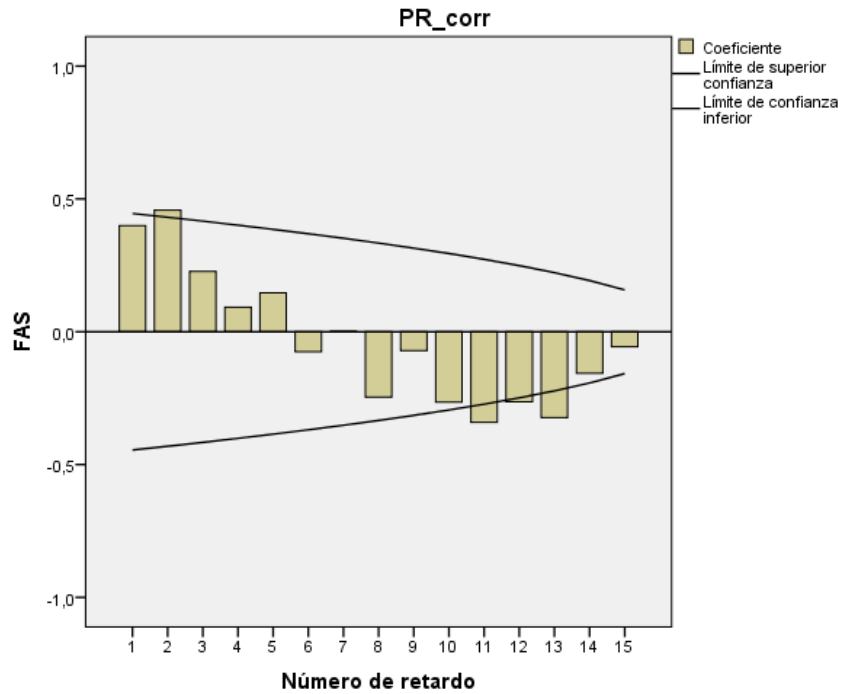


Figura 6-16: Función de autocorrelación simple de serie temporal de PR_{corr} para ejemplificar modelo ARIMA.

En la Figura 6-17, se diferenció una vez la serie temporal de PR_{corr} en “Gráficos de secuencia” seleccionando la opción “Diferenciación” con valor igual a 1, de donde se observa, que se eliminó la tendencia decreciente observada previamente en el conjunto de datos, por lo que a partir de esta operación queda determinado el factor diferencial “d” del modelo ARIMA, con valor igual a la unidad.

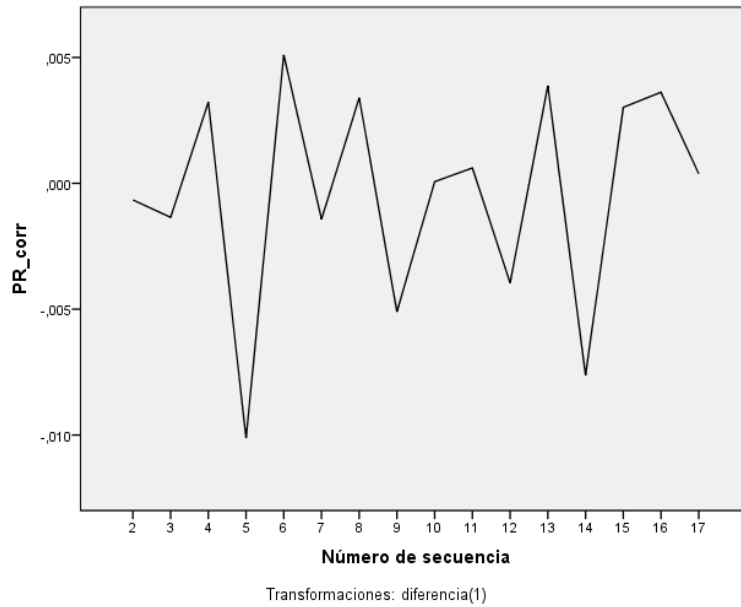


Figura 6-17: Diferenciación de serie temporal de PR_{corr} para ejemplificar modelo ARIMA.

Luego, se deben analizar las funciones de autocorrelación simple y parcial, para determinar los factores “ p ” y “ q ” del modelo en la opción “Autocorrelaciones” del software, de donde se obtienen los gráficos de la Figura 6-18 y de la Figura 6-19. Para este caso, en el gráfico de FAS, se tiene un comportamiento sinusoidal amortiguado tendiendo a cero, lo que según la Tabla 2, implica un modelo autorregresivo y el orden del factor “ p ” se determina en el gráfico de FAP, donde se observa que el primer retardo es significativo, por lo que $p = 1$.

Para determinar el orden del factor de media móvil “ q ”, se utiliza el gráfico de FAS de la Figura 6-19, según la sección 3.4.5, de manera que se observa que en el retardo $q + 1 = 12$ este se hace nulo, por lo que se determina que el orden de media móvil corresponde a $q = 11$.

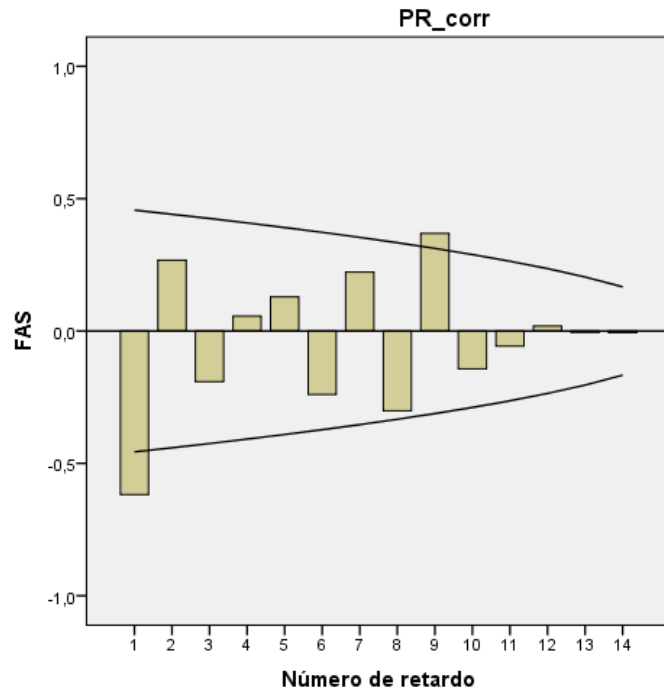


Figura 6-18: Función de autocorrelación simple de serie temporal de PR_{corr} diferenciada una vez.

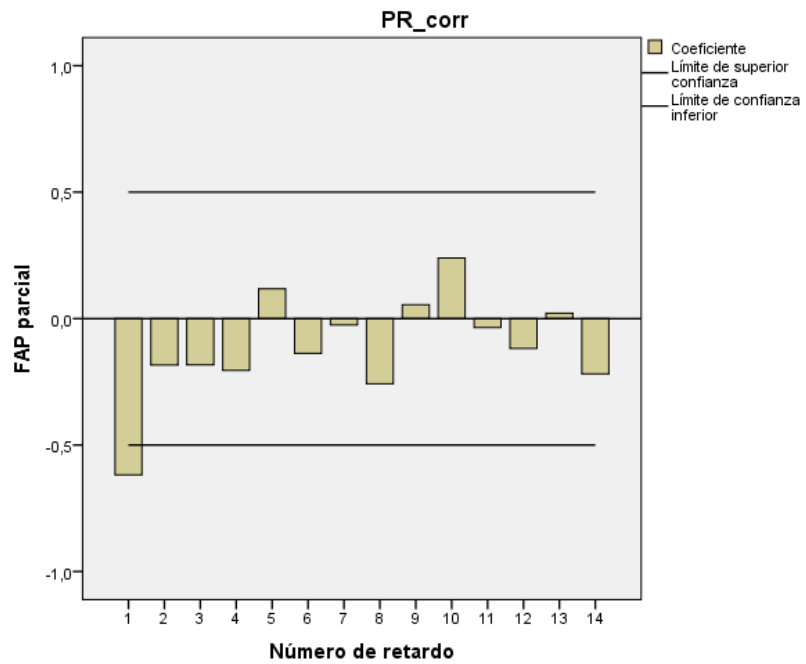


Figura 6-19: Función de autocorrelación parcial de serie temporal de PR_{corr} diferenciada una vez.

De esta forma, se tiene un modelo ARIMA (1, 1, 11), a partir del cual se genera un pronóstico de valores de performance ratio corregido para las seis semanas posteriores a la última medición del ejemplo (ver Figura 6-20).

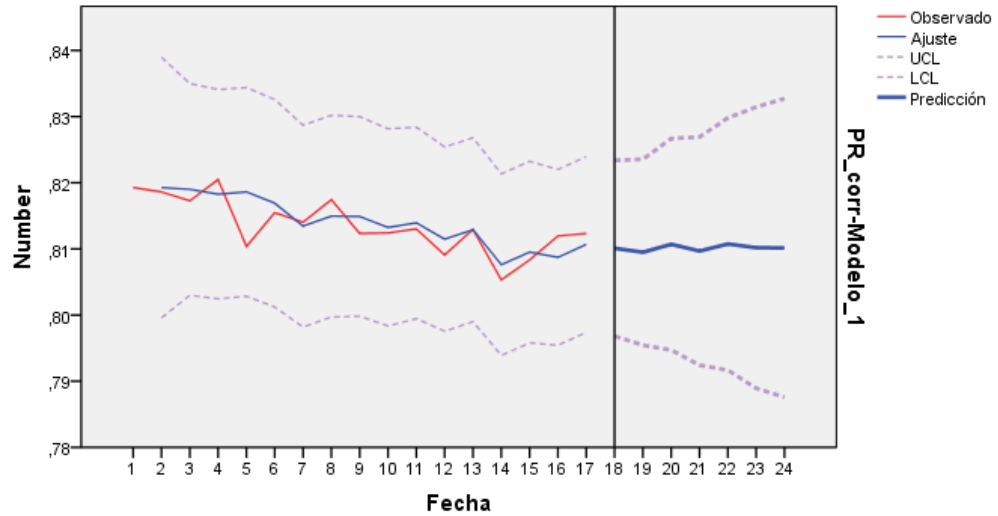


Figura 6-20: Gráfica con valores observados y valores de predicción de ejemplo de PR_{corr} con 17 semanas de observación y 6 semanas de pronóstico.

Para evaluar el grado de bondad del modelo, se deben analizar los estadísticos de la Figura 6-21, donde para este ejemplo se observa que, si se analiza el valor de R cuadrado, se puede concluir que es un buen modelo de predicción para la serie estudiada.

Estadísticos del modelo									
Modelo	Número de predictores	Estadísticos de ajuste del modelo							
		R cuadrado estacionaria	R cuadrado	RMSE	MAPE	MAE	MaxAPE	MaxAE	BIC normalizado
PR_corr-Modelo_1	0	,589	,499	,005	,250	,002	1,017	,008	-8,345

Figura 6-21: Estadísticos de modelo ARIMA (1, 1, 11) para ejemplo de pronóstico de degradación de PR_{corr} .

6.7 Procedimiento de Electroluminiscencia

Una vez finalizado el estudio, se deben realizar pruebas de electroluminiscencia a los cuatro módulos (ver Figura 6-22), según el diagrama de la Figura 6-1, a partir del estándar IEC 60904-13:2018, para lo cual debe cumplirse una condición de oscuridad, se debe suministrar corriente cortocircuito al módulo fotovoltaico y se debe utilizar una cámara sin filtro infrarrojo, para lo cual se utilizan los equipos de la sección 5.2.1. El procedimiento [24] se detalla a continuación.

- Posicionar equipo: Montar módulo limpio dentro de ambiente oscuro, apoyar sobre la pared y ubicar trípode a una distancia mínima de 1 [m], con la cámara apuntando en dirección perpendicular a la superficie del módulo.
- Conectar módulo a fuente de poder: La fuente se debe ubicar fuera del ambiente oscuro y los conectores MC4 se conectan a esta, cuando está apagada.
- Configurar cámara: Se utiliza el modo manual de la cámara para ajustar los parámetros de ISO 1600, apertura $f/4.5$ y tiempo de exposición de 30 [s]. Posteriormente, se debe enfocar utilizando el modo automático, con ayuda de iluminación externa. Luego, se debe dejar la cámara en modo manual y enroscar el filtro pasa-largo al lente.
- Acondicionar ambiente: Se deben cerrar las cortinas y encender fuente de poder, hasta alcanzar la corriente de cortocircuito del módulo $I_{sc} \pm 3\%$.
- Obtención de imágenes: Se realiza la captura de electroluminiscencia a alta corriente, esperando el tiempo de exposición. Luego se revisa la calidad de la imagen obtenida y se procede al módulo siguiente.



Figura 6-22: Procedimiento de electroluminiscencia.

7. Validación de metodología

En este trabajo, se recolectaron cuatro semanas de datos para los módulos del estudio. De esta forma, en el laboratorio outdoor se obtuvieron los valores semanales de métricas de desempeño, curvas I-V en exterior y termografía. En tanto que, en la cuarta semana, se trasladan los módulos al laboratorio indoor, donde se obtienen curvas I-V en interior. Para el cálculo de las métricas de desempeño, se utilizó el código Python de Anexos. A continuación, se muestran los resultados de las primeras cuatro semanas del estudio.

7.1 Curvas I-V outdoor semanales

Se realiza el trazado de curvas I-V para los cuatro módulos del estudio una vez por semana, según lo indicado en el procedimiento 6.2. Los valores de corriente y voltaje obtenidos se corrigen según el primer procedimiento de la

norma IEC 60891:2021 para obtener el valor de potencia normalizada. Para realizar tal corrección, se requieren los coeficientes de temperatura de corriente de cortocircuito y de voltaje de circuito abierto. Los resultados se muestran a continuación.

Tabla 11: Potencia normalizada de los cuatro módulos para las primeras cuatro semanas.

Potencia normalizada semanal outdoor [W]						
Semana\Módulo	M_1	M_2	B_1		B_2	
			F	P	F	P
0	274,39	292,89	334,16	221,66	340,65	165,43
1	284,19	300,86	333,38	221,46	340,85	165,33
2	274,30	293,69	336,77	222,96	334,94	165,28
3	280,22	298,86	340,77	229,14	336,62	151,94
4	287,25	300,82	339,31	228,21	335,32	154,06

De acuerdo con los valores de potencia normalizada obtenidos en exterior (ver Tabla 11), no se aprecia una tendencia clara de degradación, debido a que se tiene un periodo muestral muy acotado, de manera que es recomendable incrementar la cantidad de datos.

7.2 PR y PR_{corr}

Se calcula el performance ratio a partir del procedimiento indicado en la sección 6.4.1. Para tal cálculo, en el caso de los módulos bifaciales, se debe determinar el factor de bifacialidad (BIF), que depende del coeficiente de

bifacialidad ($\varphi_{P_{max}}$) y de la razón de irradiancia en el lado posterior en el plano (ρ), cuyos valores se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12: Factor de bifacialidad de módulos bifaciales.

Módulo	$\varphi_{P_{max}}$	ρ	BIF
B_1	0,7097	0,18	1,1179
B_2	0,6627	0,18	1,1249

Los resultados de performance ratio para los cuatro módulos del estudio de las primeras cuatro semanas de exposición se presentan a continuación (ver Tabla 13).

Tabla 13: Valor semanal de performance ratio de los cuatro módulos del estudio para las primeras cuatro semanas.

Performance Ratio semanal [-]				
Semana\Módulo	M_1	M_2	B_1	B_2
1	0,8348	0,8766	0,8181	0,8236
2	0,7156	0,8073	0,8501	0,8556
3	0,7250	0,8126	0,8508	0,8550
4	0,6772	0,7954	0,9426	0,8977

El performance ratio es una métrica que permite comparar el desempeño de distintas tecnologías de paneles y a distintas condiciones de temperatura, por lo que, si se comparan los módulos monofaciales con los bifaciales, se observa que estos últimos tienen un mejor desempeño semanal promedio dentro de las primeras cuatro semanas, lo que está asociado a la ganancia adicional que tiene un módulo bifacial por su cara trasera, respecto a la que indica el fabricante en su placa de identificación y que se utilizó para el cálculo de *PR* semanal promedio.

Por otro lado, cabe destacar que los valores obtenidos no reflejan el fenómeno de degradación dada la escasa cantidad de datos medidos.

Además, se corrige el valor de performance ratio según el procedimiento de la sección 6.4.2. Los coeficientes de temperatura de potencia máxima de cada módulo, que se utilizan para el cálculo de performance ratio corregido, se encuentran en la Tabla 29 de Anexos.

Tabla 14: Performance ratio corregido semanal de los cuatro módulos del estudio para las primeras cuatro semanas.

Performance Ratio corregido semanal [-]				
Semana\Módulo	M_1	M_2	B_1	B_2
1	0,8369	0,8814	0,8271	0,8418
2	0,7281	0,8218	0,8770	0,8446
3	0,7144	0,8060	0,8562	0,8366
4	0,6754	0,7925	0,8784	0,8320

Con respecto al performance ratio corregido, se observa que el promedio de los valores de esta métrica para las primeras cuatro semanas, disminuyen respecto del valor sin corregir, excepto para el módulo B_1 , debido a que en promedio se midieron temperaturas de los módulos inferiores a 25°C y, en tales condiciones los módulos fotovoltaicos tienen mejor desempeño. El módulo B_1 tiene un comportamiento diferente, debido a la ubicación espacial que tiene en la terraza de la Universidad, en donde existe una menor ventilación respecto del resto de los paneles.

Por otro lado, a partir de la corrección por temperatura, es posible afirmar que esta métrica permite realizar análisis de sistemas fotovoltaicos de gran escala, en los que existen variaciones en las condiciones de temperatura a partir de la distribución espacial de los paneles en el parque.

A partir de los valores de PR y PR_{corr} , se observa que el módulo monofacial con dos años de exposición (M_1) es el que presenta el desempeño más bajo dentro de las primeras cuatro semanas según esta métrica, lo que puede asociarse a los defectos encontrados en sus celdas en las pruebas de línea base, tales como roturas en las orillas, dedos cortados, puntos calientes, rayaduras, entre otros. Mientras que el módulo monofacial sin exposición (M_2) presenta un mejor desempeño, siendo de la misma tecnología, debido a un bajo período de exposición. Para los módulos de tecnología bifacial (B_1 y B_2) por su parte, se observa que a pesar de tener la misma diferencia de tiempo de exposición que tienen los monofaciales entre sí, presentan un desempeño con mayor similitud.

Por otra parte, se grafican los valores de performance ratio centrado en la hora solar, para los cuatro módulos del estudio. Si se analizan los valores de

performance ratio diarios centrados en la hora solar (Figura 7-1), se observa que los monofaciales tienen un mejor desempeño en esas condiciones de irradiancia, que se puede asociar a que los bifaciales no tienen una ganancia adicional notoria cuando el sol está en su punto más alto, debido a la sombra generada en su parte trasera por el mismo módulo, de manera que la mayor ganancia la genera cuando existe más radiación reflejada que incide en su parte posterior.

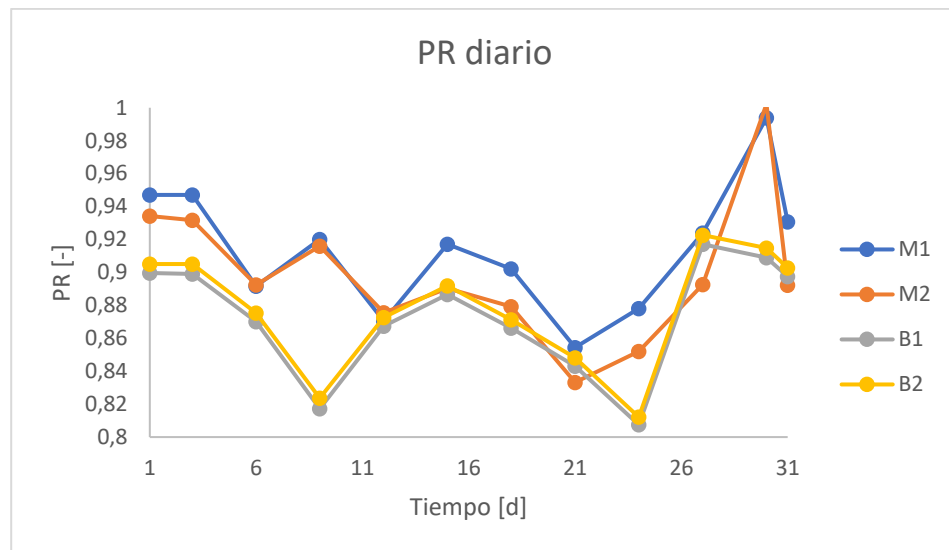


Figura 7-1: Performance ratio diario centrado en la hora solar para los cuatro módulos del estudio.

Si se analizan los valores de performance ratio corregido centrados en la hora solar (Figura 7-2), se observa que, los monofaciales tienen un mejor desempeño en la hora solar que los bifaciales para las primeras cuatro semanas de estudio, al igual que en el caso del performance ratio sin corregir. Por otra parte, se observa que todos los valores de performance ratio corregido, aumentan respecto del valor sin corregir en un 5% aproximadamente, ya que, en la hora solar se tienen temperaturas promedio de los módulos mayores a 25°C, por lo que, al corregir la métrica, se obtiene el desempeño que tendría el módulo a STC, el cual es mejor respecto de las condiciones de operación.

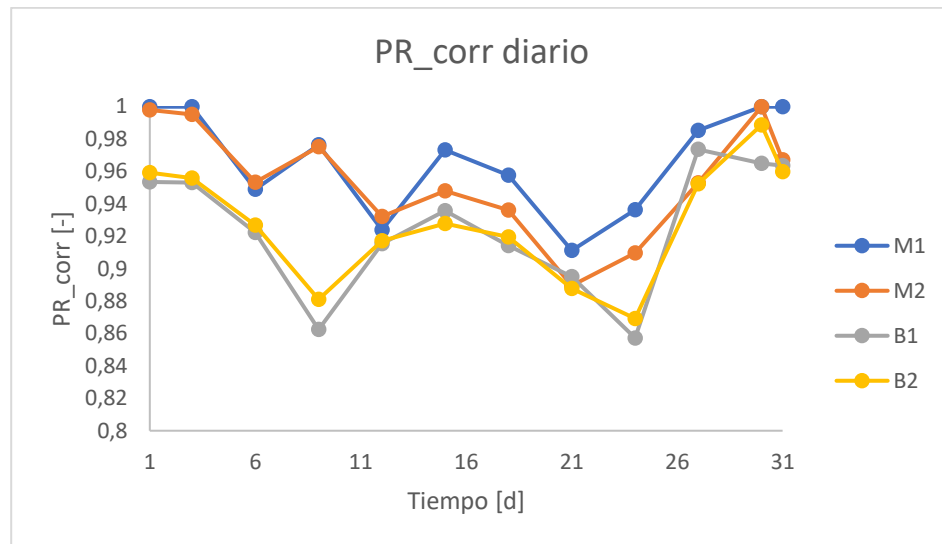


Figura 7-2: Performance Ratio corregido diario centrado en hora solar para los cuatro módulos del estudio.

Cabe destacar, que para los valores de performance ratio centrados en la hora solar con y sin corrección (Figura 7-1 y Figura 7-2), los módulos que pertenecen a las mismas tecnologías (monofaciales y bifaciales) tienen un comportamiento similar para las semanas de estudio.

7.3 Curvas I-V indoor mensual

Se debe realizar medición de curvas I-V indoor con frecuencia mensual a partir del procedimiento de la sección 6.5, con lo que se obtienen los valores de potencia a STC para los cuatro módulos del estudio y un módulo de control para el primer mes de medición.

Tabla 15: Potencia a STC mensual obtenida a partir de simulador solar de laboratorio indoor para el primer mes de estudio.

Potencia a STC mensual indoor [W]							
Mes\Módulo	B_c	M_1	M_2	B_1		B_2	
				F	P	F	P
0	378,94	315,18	337,11	363,48	252,20	374,60	245,34
1	378,90	319,28	335,30	380,20	261,94	378,36	248,42

Nota: F y P corresponden a cara frontal y posterior de módulos bifaciales respectivamente. B_c es un módulo de control bifacial marca RISEN de 370 [W] que permanece en laboratorio indoor sin exposición para calibrar el simulador.

Con los datos de potencia máxima medidos en interior y exterior de la Tabla 11 y de la Tabla 15, se grafican las primeras cuatro semanas de estudio, las que se muestran a continuación.

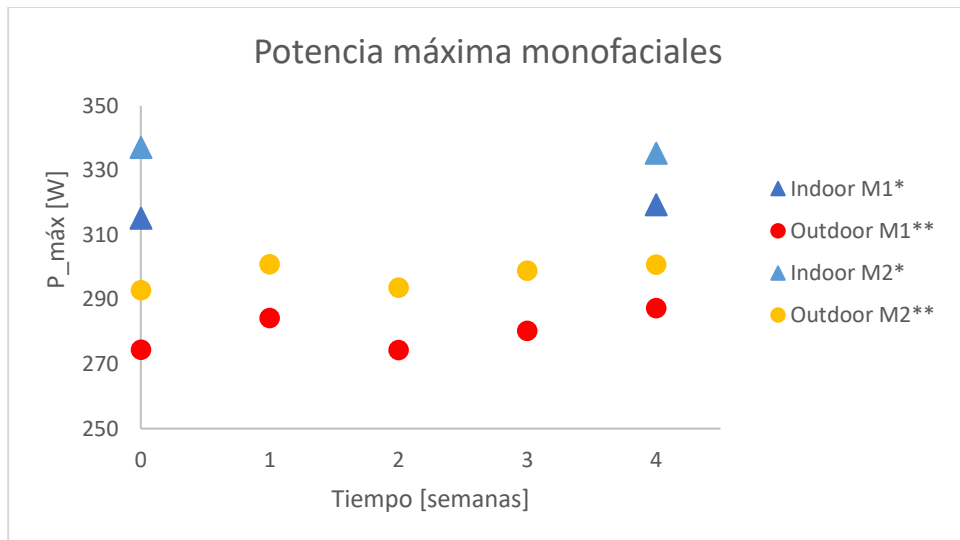


Figura 7-3: Potencia máxima de módulos monofaciales indoor y outdoor para las primeras cuatro semanas del estudio. Las mediciones indoor se realizaron a STC, mientras que las potencias medidas en outdoor se corrigieron a STC según el primer procedimiento de la norma IEC 60891:2021.

Si se analiza la Figura 7-3, se observa que las mediciones realizadas en interior para ambos módulos son mayores respecto de las de exterior y, cercanas a las entregadas por el fabricante, posiblemente por las condiciones controladas que se tienen en interior (STC), mientras que en exterior se corrige la potencia, por lo que el simulador permite obtener datos más precisos.

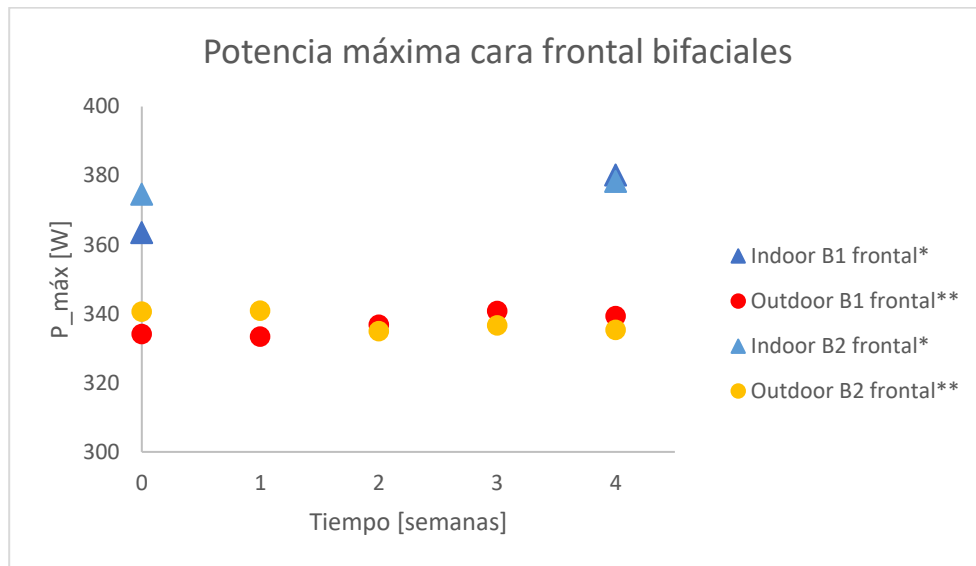


Figura 7-4: Potencia máxima de cara frontal de módulos bifaciales indoor y outdoor para las primeras cuatro semanas del estudio. Las mediciones indoor se realizaron a STC, mientras que las potencias medidas en outdoor se corrigieron a STC según el primer procedimiento de la norma IEC 60891:2021.

Al analizar las potencias de los módulos bifaciales en su cara frontal (Figura 7-4), se observa la misma diferencia entre las mediciones de potencia indoor y outdoor percibidas para los módulos monofaciales. Por otro lado, se aprecia que el módulo previamente expuesto B_1 , inicialmente tiene una menor potencia medida en interior y en exterior respecto del módulo sin exposición previa B_2 . Sin embargo, desde la semana 2 en adelante, se invierte el comportamiento de potencias medidas en exterior e interior.

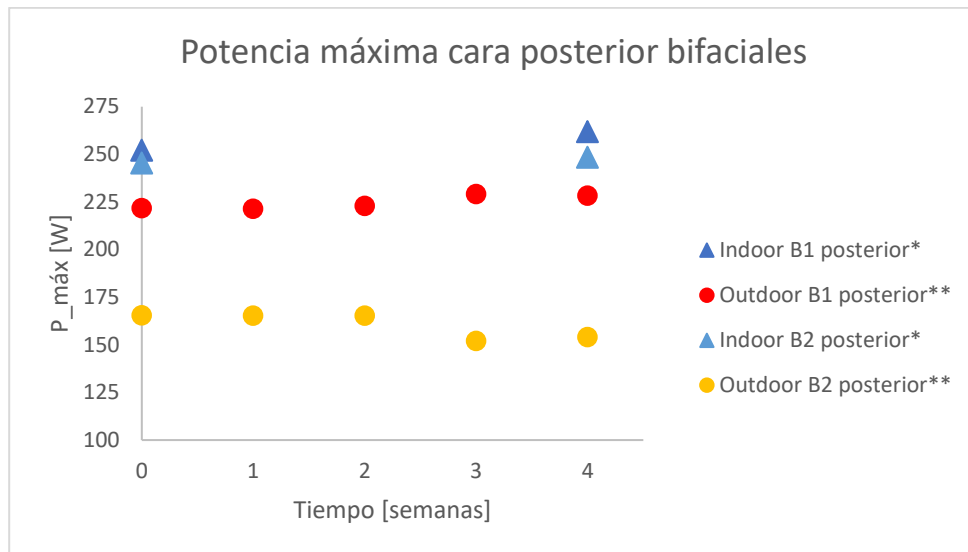


Figura 7-5: Potencia máxima de cara posterior de módulos bifaciales indoor y outdoor para las primeras cuatro semanas del estudio. Las mediciones indoor se realizaron a STC, mientras que las potencias medidas en outdoor se corrigieron a STC según el primer procedimiento de la norma IEC 60891:2021.

Para la cara posterior de los módulos bifaciales, en la Figura 7-5 se observa que el módulo previamente expuesto (B_1) presenta potencias levemente más altas en las mediciones de interior. Sin embargo, en exterior esta diferencia se acrecienta, debido a que el entorno del módulo B_1 favorece la radiación reflejada en su cara posterior, lo que aumenta considerablemente su potencia de salida respecto del módulo sin exposición B_2 .

8. Conclusiones

En este trabajo se estudió el estado del arte de las metodologías existentes para evaluar degradación de módulos fotovoltaicos en condiciones exteriores de operación y bajo condiciones controladas, donde se encontró que el monitoreo continuo y medición de curvas I-V en exterior e interior, son los métodos más utilizados para este fin a partir del estudio de performance ratio, performance ratio corregido y potencia normalizada en estudios de corto y largo plazo. Además, se encontró que las pruebas de electroluminiscencia se utilizan para tener un conocimiento de los defectos en las celdas asociadas a degradación. En cuanto al pronóstico de degradación, se encontró que, dentro de los métodos estadísticos, el modelo ARIMA es el más preciso para las tecnologías de silicio cristalino y el más robusto frente a valores atípicos y cambios de nivel.

Por otra parte, se habilitó un laboratorio de exterior en la Universidad Técnica Federico Santa María, para estudiar la degradación de módulos fotovoltaicos, que cuenta con dos módulos monofaciales policristalinos y dos módulos bifaciales monocristalinos, uno con dos años de exposición y uno sin exposición, para cada tecnología y, se generó una línea base con pruebas de curvas I-V en interior, electroluminiscencia, termografía y curvas I-V de exterior, para conocer el estado de salud inicial de los módulos, a partir de lo cual se encontró que los módulos con exposición previa tienen defectos y un desempeño más bajo.

Además, se caracterizaron tres métricas de desempeño y se encontró que, los módulos bifaciales tienen un mejor desempeño a partir de los valores de performance ratio con y sin corrección. Por otro lado, el módulo monofacial con exposición previa, mostró el desempeño más bajo, debido a la degradación que sufrió previo al inicio del estudio. En cuanto a los valores corregidos de performance ratio, se encontró que los valores obtenidos en promedio disminuyen para todos los módulos respecto de la métrica sin corrección, excepto para el

módulo B_1 , debido a que se registraron temperaturas promedio de los módulos inferiores a 25°C en el tiempo del estudio y, en esas condiciones los paneles fotovoltaicos tienen un mejor desempeño, por lo que, al corregir por temperatura, el desempeño disminuye su valor. Sin embargo, para las métricas centradas en la hora solar, se encontró que los módulos monofaciales tienen un mejor desempeño, debido a que los bifaciales presentan mayor ganancia por su cara trasera en horas de mayor radiación reflejada y, en la hora en la que el sol está en su punto más alto, se producen sombras por su cara posterior que reducen la radiación incidente por esta cara. Además, para el performance ratio corregido centrado en la hora solar, se concluye que todos los valores aumentan en un 5% aproximadamente, respecto de los valores sin corregir, a diferencia de lo obtenido para los valores promedios semanales, ya que, en la hora solar, la temperatura generalmente es mayor a 25°C , por lo que la corrección indica que el módulo tendría un mejor desempeño a una temperatura de STC. Para los valores de potencia máxima por su parte, medidos en interior y exterior, se encontró que en todos los módulos los valores de interior son mayores y más cercanos a la potencia entregada por el fabricante, debido a que se tienen condiciones controladas a STC, mientras que en exterior se corrige la potencia.

Por otro lado, se propuso y se validó una metodología para evaluar degradación en exterior y en interior y, se encontró que la limpieza es esencial para no afectar la superficie de los módulos producto del soiling, ya que podría disminuir el desempeño de los módulos en un estudio de degradación. En cuanto a los procedimientos de medición de curvas I-V, se encontró que las mediciones de interior entregan valores más precisos que las de exterior, dado que en el simulador solar se tienen condiciones controladas. Respecto de las pruebas de termografía propuestas en la metodología, no se encontraron variaciones semanales importantes en este estudio, por lo que, sería una buena práctica realizar termografía solo a aquellos módulos que presenten variaciones en los resultados de sus curvas I-V. En cuanto a los datos obtenidos para las primeras cuatro semanas, se encontró que, en

un tiempo de estudio tan corto, no es posible realizar un análisis de degradación, por lo que se debe incrementar la cantidad de datos de las series temporales para disminuir el peso de los errores aleatorios, de modo de tener una tendencia de degradación. De esta manera, al aplicar un modelo estadístico como el ARIMA, es posible tener un pronóstico más preciso en la medida que se incremente la cantidad de observaciones anteriores.

Finalmente, se espera que en trabajos futuros se aplique la metodología propuesta, con una toma de datos suficiente para aplicar el modelo ARIMA y, generar un pronóstico de degradación a través de las series temporales de las métricas de desempeño sugeridas.

9. Anexos

Tabla 16: Especificaciones eléctricas de módulo monofacial policristalino Astronergy.

Especificaciones eléctricas	
Potencia de salida nominal STC (P_{mpp})	310 [Wp]
Potencia de salida nominal PTC (P_{mpp})	282.5 [Wp]
Potencia de salida garantizada ($P_{nominal}$)	310 [Wp]
Voltaje nominal a STC (V_{mpp})	35.80 [V]
Corriente nominal a STC (I_{mpp})	8.68 [A]
Voltaje de circuito abierto a STC (V_{oc})	45.42 [V]
Corriente de cortocircuito a STC (I_{sc})	8.99 [A]
Eficiencia del módulo	15.9%
Potencia de salida nominal a NOCT (P_{mpp})	216.5 [Wp]
Voltaje nominal a NOCT (V_{mpp})	32.70 [V]
Corriente nominal a NOCT (I_{mpp})	6.62 [A]
Voltaje de circuito abierto a NOCT (V_{oc})	41.68 [V]
Corriente de cortocircuito a NOCT (I_{sc})	6.95 [A]
Coeficiente de temperatura (P_{mpp})	-0,408 [%/K]
Coeficiente de temperatura (I_{sc})	+0,050 [%/K]
Coeficiente de temperatura (V_{mpp})	-0,003 [%/K]
Coeficiente de temperatura (V_{oc})	-0,406 [%/K]
Coeficiente de temperatura	-0,311 [%/K]
Temperatura normal de operación de la celda (NOCT)	46 ± 2°C

Tabla 17: Especificaciones mecánicas de módulo monofacial policristalino Astronergy.

Especificaciones mecánicas	
Dimensiones ($L \times W \times H$)	1956 x 994 x 50 mm
Peso	23.5 kg
Tipo de conector	MC tipo 4 compatible

Tabla 18: Garantía de producto y degradación para módulo monofacial policristalino Astronergy.

Calificación y garantías lineales	
Garantía extendida del producto	10 años
Reducción de potencia de salida al 1° año	3%/año
Reducción de potencia de salida desde 2° año en adelante	0,7[%/año]

Tabla 19: Especificaciones técnicas de módulo fotovoltaico policristalino monofacial PV-TECH.

Características eléctricas típicas	
Celdas solares	Policristalino 156,75 x 156,75 [mm] 72 pcs (6 x 12) - 5 bus bars
Potencia Máxima	330 [W]
Tolerancia de Potencia	0 a +6 [W]
V_{mpp}	37,3 [V]
I_{mpp}	8,84 [A]
V_{oc}	45,6 [V]
I_{sc}	9,55 [V]
V_{DC}	1000 V (IEC), 600 V (UL)
Eficiencia de celda	19,0 %
Eficiencia de módulo	17 %
N° de diodos de bypass	3
Máx. fusibles en serie	15 [A]
Coefficiente de temperatura de $P_{máx}$	-0,43 [%/°C]
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0,32 [%/°C]
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	-0,04[%/°C]
Temperatura de celda nominal de operación	45 + -2 [°C]

Tabla 20: Características mecánicas de módulo fotovoltaico policristalino monofacial PV-TECH.

Características mecánicas	
Tipo de celda, diámetro y largo	$\varnothing = 4$ [mm ²], $L = 1000 \pm 5$ [mm]
Tipo de conector	Compatible tipo MC4
Dimensión $AxBxC$	1956 x 992x 45/40
Peso	21,5/20,8[kg]

Tabla 21: Tasas de degradación de módulo fotovoltaico policristalino monofacial PV-TECH 330 W

Tasas de degradación	
Tasa de degradación módulo 1° año	2,5[%/año]
Tasa de degradación módulo 2° año en adelante	0,7[%/año]

Tabla 22: Especificaciones eléctricas para módulo monocristalino bifacial PERC marca RISEN modelo RSM72-6-370BMDG.

Especificaciones Eléctricas	
Potencia Máxima $P_{m\acute{a}x}$ [W_p] en STC	370,00
Voltaje de circuito abierto- V_{oc} [V] en STC	48,15
Corriente de corto circuito- I_{sc} [A] en STC	9,90
Voltaje de Potencia Máxima- V_{mpp} [V] en STC	39,60
Corriente de Potencia Máxima- I_{mpp} [A] en STC	9,35
Eficiencia del Módulo [%] en STC	18,80
Potencia Máxima $P_{m\acute{a}x}$ [W_p] en NMOT	276,80
Voltaje de circuito abierto- V_{oc} [V] en NMOT	44,30
Corriente de corto circuito- I_{sc} [A] en NMOT	8,12

Voltaje de Potencia Máxima- V_{mpp} [V] en NMOT	36,30
Corriente de Potencia Máxima- I_{mpp} [A] en NMOT	7,63

Tabla 23: Temperatura y tasas máximas de operación para módulo monocristalino bifacial PERC marca RISEN modelo RSM72-6-370BMDG.

Temperatura y Tasas máximas	
Temperatura de operación de módulo nominal (NMOT)	45°C + – 2°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0,29 [%/°C]
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0,05 [%/°C]
Coefficiente de temperatura de $P_{máx}$	-0,39 [%/°C]
Temperatura operacional	-0,40[°C]~ + 85[°C]
Voltaje de sistema máximo	1500 VDC
Tasa de fusible en serie máxima	20 A
Corriente inversa límite	20 A

Tabla 24: Especificaciones mecánicas para módulo monocristalino bifacial PERC marca RISEN modelo RSM72-6-370BMDG.

Especificaciones Mecánicas	
Celdas solares	Monocristalina 156,75 x 156,75 [mm] 5BB
Configuración de Celdas	72 celdas (6x12)
Dimensiones de módulo	1984 x 992 x 25 [mm]
Peso	25 [kg]
Superestrato	2,0 [mm], Alta transmisión, Bajo contenido de hierro, Vidrio templado ARC
Sustrato	2,0 [mm], Vidrio templado
Marco	Aleación de aluminio anodizado tipo 6063T5, Color plata
J-Box	Potencia, IP67, 1500VDC, 3 diodos Schottky de baipás
Cables	4,0 [mm ²] (12AWG), Positivo (+) 270 mm, Negativo (-) 100 [mm]
Conector	Risen Twinsel PV-SY02, IP67

Tabla 25: Garantía de producto y degradación para módulo monocristalino bifacial PERC marca RISEN modelo RSM72-6-370BMDG.

Garantía y degradación	
Garantía del producto	12 años
Tasa de degradación módulo	0,5[%/año]
Garantía potencia lineal	30 años

Tabla 26: Especificaciones técnicas de cámara profesional y lente de cámara utilizada para prueba de EL.

Marca cámara	Nikon
Modelo cámara	D750
Modificación de cámara	Sin sensor de filtro IR
Marca de lente	Tokina
Modelo lente	ATX-PRO 17-35[mm] f/4.
Filtro de lente	Pasa-largo 850-950 [nm]

Tabla 27: Especificaciones técnicas de fuente de poder utilizada para pruebas de electroluminiscencia.

Marca	Ele-tech
Voltaje de entrada	104~127[V] AC (60 [Hz]), o 207~253[V] AC (50 [Hz])
Modelo	HY5020E
Voltaje de salida	0~50[V]
Corriente de salida	0~20[A]
Efecto de carga	$CV \leq 0,1\% + 5mv$
Ondulación y ruido	$CV \leq 3.0 m$ Vr.m.s
Potencia máxima	1000[W]
Protección	Corriente constante o cortocircuito

Precisión de indicación de voltaje	LED \pm 1% +2 dígitos
Precisión de indicación actual	LED \pm 2% +2 dígitos
Condiciones ambientales recomendadas	0 \pm 40°C
Humedad relativa	< 90%
Dimensión	365x265x164 [mm]
Peso	6 [kg]

Tabla 28: Especificaciones técnicas de trazador de curvas CetusPV-Outdoortest h.a.l.m [24].

Marca	h.a.l.m.
Modelo	CetusPV-Outdoortest
Rango de voltaje	12,5 – 1000 [V]
Rango de corriente	2 – 100 [A]
Rango de temperatura	–10 – 100 [°C]
Resolución	< 0,004% (voltaje y corriente)
Tiempo de medición	0,12 [s]
Puntos de datos	512 [–]
Fuente de alimentación	12 – 24 [V _{DC}] Batería de 8 [h]
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.

Tabla 29: Coeficientes de temperatura de potencia máxima de los cuatro módulos del estudio dados por el fabricante.

Coeficientes de temperatura de potencia máxima [%/°C]			
M_1	M_2	B_1	B_2
-0,408	-0,43	-0,39	-0,39

Tabla 30: Valores de PR_{corr} para ejemplificar procedimiento ARIMA.

Semana	PR_{corr}
1	0,8193
2	0,8186
3	0,8173
4	0,8205
5	0,8104
6	0,8155
7	0,8140
8	0,8174
9	0,8123
10	0,8124
11	0,8130
12	0,8091
13	0,8130
14	0,8053
15	0,8083
16	0,8120
17	0,8123

Gráficos de curvas I-V y P-V indoor y outdoor de línea base

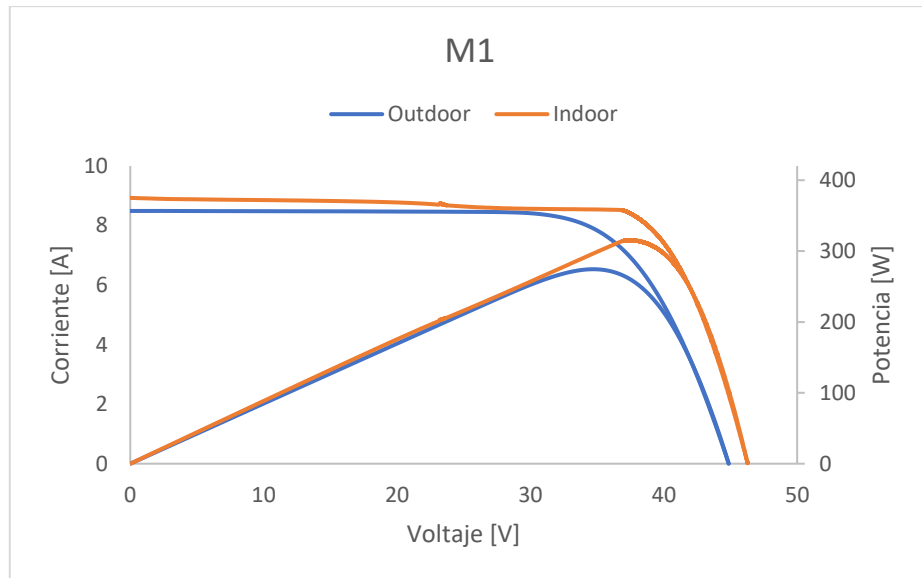


Figura 9-1: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de módulo M_1 .

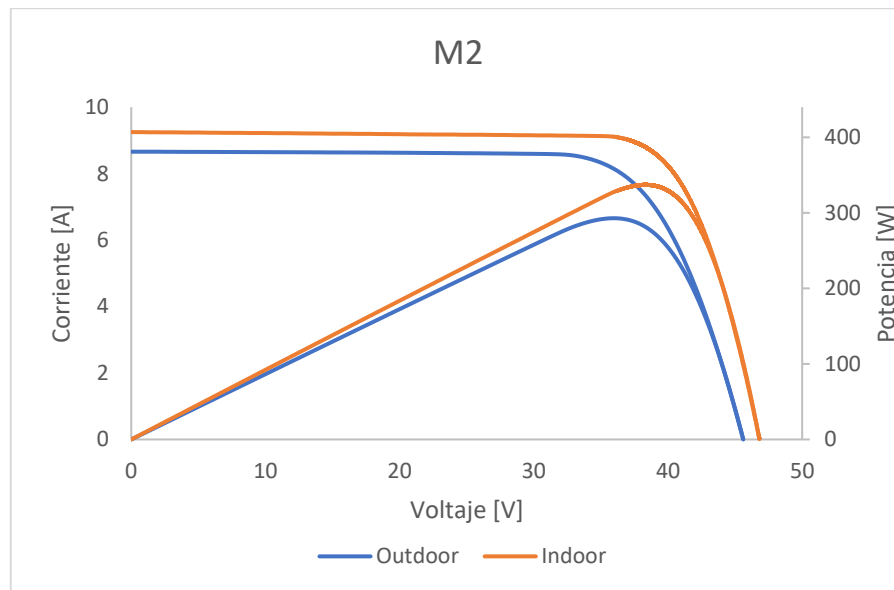


Figura 9-2: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de módulo M_2 .

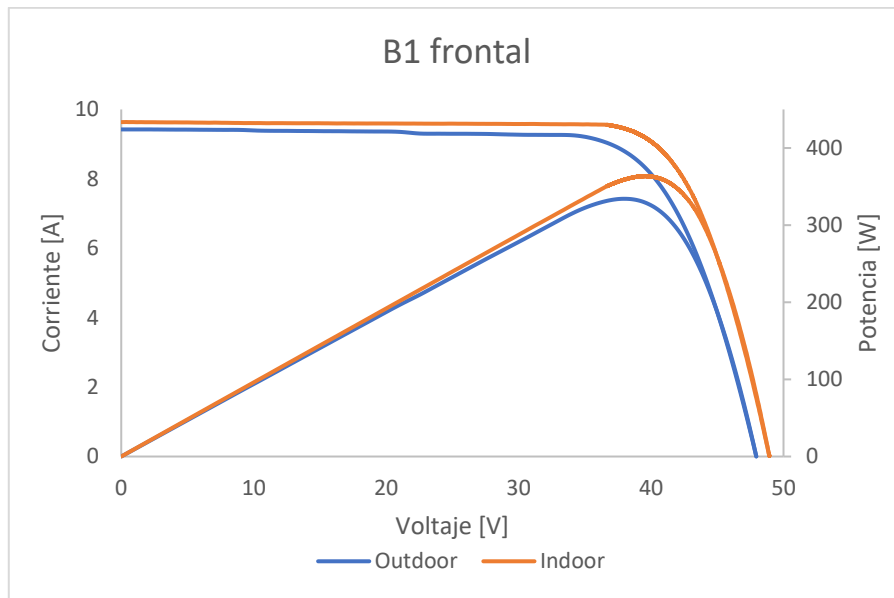


Figura 9-3: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de cara frontal módulo B₁.

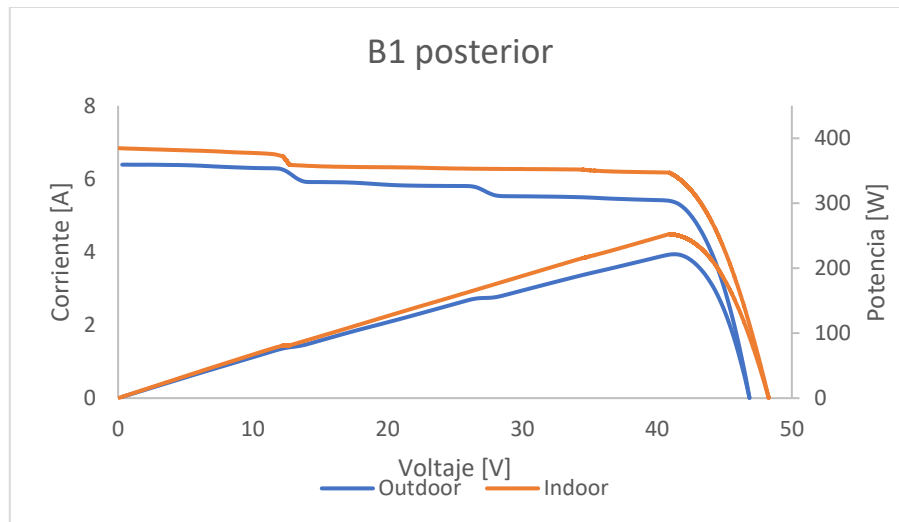


Figura 9-4: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de cara posterior de módulo B₁.

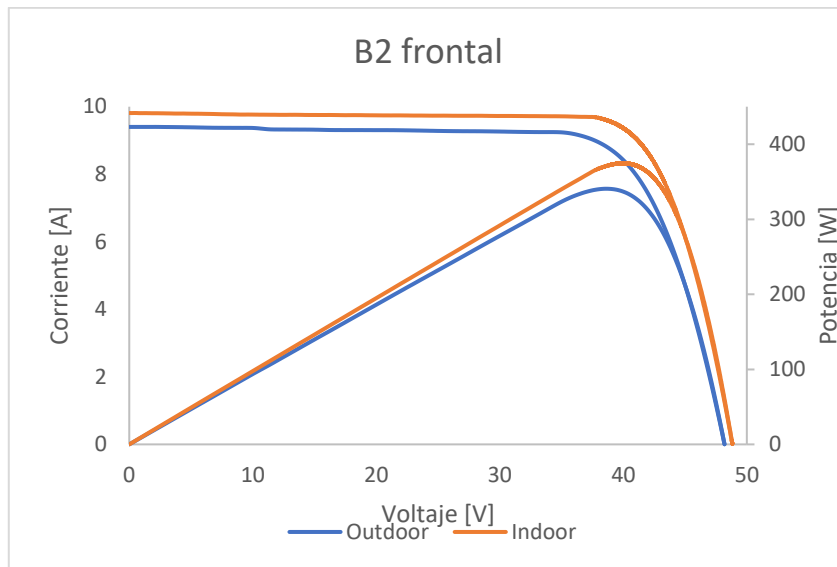


Figura 9-5: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de cara frontal módulo B₂.

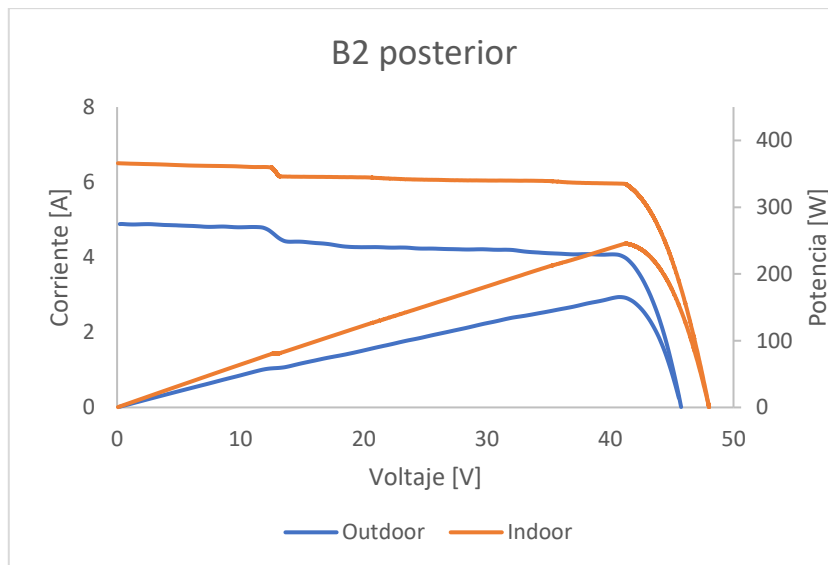


Figura 9-6: Superposición de curvas I-V y P-V de mediciones indoor y outdoor de cara posterior de módulo B₂.

Código Matlab para curvas IV indoor

```
% Curva IV y PV indoor monofaciales

clear all
close all
clc

numero = 1;           % M1 módulo monofacial expuesto
%numero = 2;         % M2 módulo monofacial nuevo
str1='Monofacial expuesto -';
%str1='Monofacial nuevo -';
str2 = ' 1000 Wm-2.csv';
nombre= strcat(str1,str2);

IV=readtable(nombre);

V      = table2array(IV(117:end,1));
I      = table2array(IV(117:end,2));

yyaxis left
plot(V,I,'LineWidth',1.5)
hold on

grid on

legend('1000 Wm-2','Location','BestOutside',...
       'Orientation','Vertical','FontSize',7)

legend('boxoff')
leg = legend('show');
nombreleyenda = strcat('Módulo M',string(numero));
title(leg,nombreleyenda)

xlabel('Tension [V]')
ylabel('Corriente [A]')

axis([0 50 0 10])
set(gcf,'Units','Centimeters');      % Define medidas de la figura a
exportar
set(gcf,'color','w');
set(gcf,'Position',[0 0 25 10]);
set(0,'defaulttextInterpreter','latex') % Define como leer el texto
set(gca,'GridColor',[0.1 0.2 0.9],'LineWidth',0.1,'FontSize',10)

yyaxis right

P = V.*I;
plot(V,P,'LineWidth',1.5)
hold on
```

```

xlabel('Tension [V]')
ylabel('Potencia [W]')

Pm = table2array(IV(23,2));
Vpm = table2array(IV(24,2));
Ipm = table2array(IV(25,2));

plot(Vpm,Pm,'xk')

grid on
legend('1000 Wm^{-2}','P_{max1000}','','Location','BestOutside','FontSize',6)
legend('boxoff')
leg = legend('show');
nombreleyenda = strcat('Módulo M',string(numero));
title(leg,nombreleyenda)

axis([0 50 0 320])
set(gcf,'Units','Centimeters'); % Define medidas de la figura a
exportar
set(gcf,'color','w');
set(gcf,'Position',[0 0 25 10]);
set(0,'defaulttextInterpreter','latex') % Define como leer el texto
set(gca,'GridColor',[0.1 0.2 0.9],'LineWidth',0.1,'FontSize',10)

nombrePV = strcat(str1,' IV-PV', ' Módulo M',string(numero));
saveas(gcf,nombrePV,'svg')

% Curva IV y PV indoor bifaciales

clear all
close all
clc

%numero= 'C'; % BC módulo bifacial de control
%numero = 1; % B1 módulo bifacial expuesto
numero = 2; % B2 módulo bifacial nuevo
str1 = 'Cara frontal -';
%str1 = 'Cara trasera -';
str2 = ' 1000 Wm-2.csv';
nombre = strcat(str1,str2);
IV=readtable(nombre);

V = table2array(IV(117:end,1));
I = table2array(IV(117:end,2));

yyaxis left
plot(V,I,'LineWidth',1.5)
hold on

grid on

```

```

legend('1000 Wm^{-2}','Location','BestOutside',...
       'Orientation','Vertical','FontSize',7)

legend('boxoff')
leg = legend('show');
nombreleyenda = strcat('Módulo B',string(numero));
title(leg,nombreleyenda)

xlabel('Tension [V]')
ylabel('Corriente [A]')

axis([0 50 0 10])
set(gcf,'Units','Centimeters');           % Define medidas de la figura a
exportar
set(gcf,'color','w');
set(gcf,'Position',[0 0 25 10]);
set(0,'defaulttextInterpreter','latex')   % Define como leer el texto
set(gca,'GridColor',[0.1 0.2 0.9],'LineWidth',0.1,'FontSize',10)

yyaxis right

P = V.*I;
plot(V,P,'LineWidth',1.5)
hold on

xlabel('Tension [V]')
ylabel('Potencia [W]')

Pm = table2array(IV(19,2));
Vpm = table2array(IV(20,2));
Ipm = table2array(IV(21,2));

plot(Vpm,Pm,'xk')

grid on
legend('1000 Wm^{-2}','P_{max1000}','','Location','BestOutside','FontSize',6)
legend('boxoff')
leg = legend('show');
nombreleyenda = strcat('Módulo B',string(numero));
title(leg,nombreleyenda)

axis([0 50 0 400])
set(gcf,'Units','Centimeters');           % Define medidas de la figura a
exportar
set(gcf,'color','w');
set(gcf,'Position',[0 0 25 10]);
set(0,'defaulttextInterpreter','latex')   % Define como leer el texto
set(gca,'GridColor',[0.1 0.2 0.9],'LineWidth',0.1,'FontSize',10)

nombrePV = strcat(str1,' IV-PV', ' Módulo B',string(numero));
saveas(gcf,nombrePV,'svg')

```

Código Python para calcular Performance Ratio desde CR1000X

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Sun Aug 14 15:30:16 2022

@author: valen
"""

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()
    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",names=None)

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

#Filtrar datos de horas de sol monofaciales
m["TIMESTAMP"]=pd.to_datetime(m.TIMESTAMP)
filtro_m =(m.TIMESTAMP.dt.time >=time(8, 0)) & (m.TIMESTAMP.dt.time
<=time(18, 0))
sol_m=(m.loc[filtro_m, ])

#Filtrar datos de horas de sol bifaciales
b["TIMESTAMP"]=pd.to_datetime(b.TIMESTAMP)
filtro_b =(b.TIMESTAMP.dt.time >=time(8, 0)) & (b.TIMESTAMP.dt.time
<=time(18, 0))
sol_b=(b.loc[filtro_b, ])

#Potencia de salida
p_m1=(sol_m["v1_Avg"].multiply(sol_m["i1_Avg"], axis="index"))
#Potencia monofacial 1 (con exposición)
p_m2=(sol_m["v2_Avg"].multiply(sol_m["i2_Avg"], axis="index"))
#Potencia monofacial 2 (sin exposición)
```

```

p_B1=(sol_b["Voltage_1_Avg"].multiply(sol_b["Corriente_1_Avg"],
axis="index")) #Potencia bifacial 1 (con exposición)
p_B2=(sol_b["Voltage_2_Avg"].multiply(sol_b["Corriente_2_Avg"],
axis="index")) #Potencia bifacial 2 (sin exposición)

#Dataframes
mono=pd.concat([sol_b["TIMESTAMP"],p_m1,p_m2,sol_b["ML01_POA_Avg"],sol_
m["T1_Avg"],sol_m["T2_Avg"]], axis=1)
mono= mono.rename(columns={0:"P_M1",1:"P_M2","ML01_POA_Avg":"G_POA"})
bif=pd.concat([sol_b["TIMESTAMP"],p_B1,p_B2,sol_b["ML01_POA_Avg"],sol_b
["Temperature_1_Avg"],sol_b["Temperature_2_Avg"]], axis=1)
bif= bif.rename(columns={0:"P_bif1",1:"P_bif2","ML01_POA_Avg":"G_POA"})

#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=sol_b["ML01_POAi_Avg"]/sol_b["ML01_POA_Avg"]
BIF_B1=(1+phi_B1*rho) #Coeficiente de bifacialidad de modulo con 2 años
de exposición
BIF_B2=(1+phi_B2*rho) #Coeficiente de bifacialidad de modulo sin
exposición
rho=sol_b["ML01_POAi_Avg"]/sol_b["ML01_POA_Avg"]

#Cálculo de Yf:
Yf_m1=mono["P_M1"]/310
Yf_m2=mono["P_M2"]/330
Yf_B1=bif["P_bif1"]/370
Yf_B2=bif["P_bif1"]/370

#Cálculo de Yr:
Yr_m1=mono["G_POA"]/1000
Yr_m2=mono["G_POA"]/1000
Yr_B1=(bif["G_POA"]*BIF_B1)/1000
Yr_B2=(bif["G_POA"]*BIF_B2)/1000

#Cálculo de Performance Ratio
pr_m1=Yf_m1/Yr_m1 #PR de monofacial con 2 años de exposición
pr_m2=Yf_m2/Yr_m2 #PR de monofacial
pr_m1=pd.DataFrame(pr_m1)
pr_m1=pr_m1.rename(columns={0:"PR_M1"})
pr_m2=pd.DataFrame(pr_m2)
pr_m2=pr_m2.rename(columns={0:"PR_M2"})
pr_B1=Yf_B1/Yr_B1 #PR de bifacial con 2 años de exposición
pr_B2=Yf_B2/Yr_B2 #PR de bifacial sin exposición
pr_B1=pd.DataFrame(pr_B1)
pr_B1=pr_B1.rename(columns={0:"PR_B1"})
pr_B2=pd.DataFrame(pr_B2)
pr_B2=pr_B2.rename(columns={0:"PR_B2"})

#Borra PR mayores a 0,99 y menores a 0,1
indexNames = pr_m1[ (pr_m1['PR_M1'] >=0.99)].index

```

```

pr_m1.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_m1[ (pr_m1['PR_M1'] <=0)].index
pr_m1.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_m2[ (pr_m2['PR_M2'] >=0.99)].index
pr_m2.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_m2[ (pr_m2['PR_M2'] <=0 )].index
pr_m2.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_B1[ (pr_B1['PR_B1'] >=0.99)].index
pr_B1.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_B1[ (pr_B1['PR_B1'] <=0)].index
pr_B1.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_B2[ (pr_B2['PR_B2'] >=0.99)].index
pr_B2.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_B2[ (pr_B2['PR_B2'] <=0 )].index
pr_B2.drop(indexNames , inplace=True)

#Concatena PR monofaciales y bifaciales
pr=pd.concat([sol_b["TIMESTAMP"],pr_m1,pr_m2,pr_B1,pr_B2], axis=1)

#PR promedio semanal
pr=pr.set_index(["TIMESTAMP"])
pr.index=pd.to_datetime(pr.index)
pr_promedio=pr.resample("7D").PR_M1.head(1).mean
pr_promedio=pr.resample("7D").PR_M2.head(2).mean
pr_promedio=pr.resample("7D").PR_B1.head(3).mean
pr_promedio=pr.resample("7D").PR_B2.head(4).mean
pr_promedio=pr.resample("7D").agg({"PR_M1":"mean", "PR_M2":"mean", "PR_B1
":"mean", "PR_B2":"mean"})
print(pr_promedio)
pr_promedio.to_excel('PR_prom.xlsx', index=True)

#Corregido
gamma_m1=0.408/100
gamma_m2=0.43/100
gamma_b1=0.39/100
gamma_b2=0.39/100
t_m1_prom=mono["T1_Avg"].mean()
t_m2_prom=mono["T2_Avg"].mean()
t_b1_prom2=bif["Temperature_1_Avg"].mean()
t_b2_prom2=bif["Temperature_2_Avg"].mean()
ck_m1=(1-gamma_m1*(t_m1_prom-25))
ck_m2=(1-gamma_m2*(t_m2_prom-25))
ck_b1=(1-gamma_b1*(t_b1_prom2-25))
ck_b2=(1-gamma_b2*(t_b2_prom2-25))

#Cálculo de Yf_corr:
Yf_m1_corr=mono["P_M1"]
Yf_m2_corr=mono["P_M2"]
Yf_b1_corr=bif["P_bif1"]
Yf_b2_corr=bif["P_bif2"]

#Cálculo de Yr_corr:

```

```

Yr_m1_corr=(310*mono["G_POA"]*ck_m1)/1000
Yr_m2_corr=(330*mono["G_POA"]*ck_m2)/1000
Yr_b1_corr=(370*bif["G_POA"]*ck_b1*BIF_B1)/1000
Yr_b2_corr=(370*bif["G_POA"]*ck_b2*BIF_B2)/1000

#Cálculo de PR corregido
pr_m1_corr=Yf_m1_corr/Yr_m1_corr #con 2 años de exposición
pr_m2_corr=Yf_m2_corr/Yr_m2_corr #sin exposición
pr_m1_corr=pd.DataFrame(pr_m1_corr)
pr_m1_corr=pr_m1_corr.rename(columns={0:"PR_M1_corr"})
pr_m2_corr=pd.DataFrame(pr_m2_corr)
pr_m2_corr=pr_m2_corr.rename(columns={0:"PR_M2_corr"})
pr_b1_corr=Yf_b1_corr/Yr_b1_corr #con 2 años de exposición
pr_b2_corr=Yf_b2_corr/Yr_b2_corr #sin exposición
pr_b1_corr=pd.DataFrame(pr_b1_corr)
pr_b1_corr=pr_b1_corr.rename(columns={0:"PR_B1_corr"})
pr_b2_corr=pd.DataFrame(pr_b2_corr)
pr_b2_corr=pr_b2_corr.rename(columns={0:"PR_B2_corr"})

#Borra PR_corr mayores a 0,99 y menores a 0,1
indexNames = pr_m1_corr[ (pr_m1_corr['PR_M1_corr'] >=0.99 )].index
pr_m1_corr.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_m1_corr[ (pr_m1_corr['PR_M1_corr'] <=0)].index
pr_m1_corr.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_m2_corr[ (pr_m2_corr['PR_M2_corr'] >=0.99)].index
pr_m2_corr.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_m2_corr[ (pr_m2_corr['PR_M2_corr'] <=0)].index
pr_m2_corr.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_b1_corr[ (pr_b1_corr['PR_B1_corr'] >=0.99)].index
pr_b1_corr.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_b1_corr[ (pr_b1_corr['PR_B1_corr'] <=0)].index
pr_b1_corr.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_b2_corr[ (pr_b2_corr['PR_B2_corr'] >=0.99)].index
pr_b2_corr.drop(indexNames , inplace=True)
indexNames = pr_b2_corr[ (pr_b2_corr['PR_B2_corr'] <=0)].index
pr_b2_corr.drop(indexNames , inplace=True)

#Concatena PR_corr
pr_corr=pd.concat([sol_b["TIMESTAMP"],pr_m1_corr,pr_m2_corr,pr_b1_corr,
pr_b2_corr], axis=1)

#PR_corr promedio semanal
pr_corr=pr_corr.set_index(["TIMESTAMP"])
pr_corr.index=pd.to_datetime(pr_corr.index)
pr_prom_corr=pr_corr.resample("7D").PR_M1_corr.head(1).mean
pr_prom_corr=pr_corr.resample("7D").PR_M2_corr.head(2).mean
pr_prom_corr=pr_corr.resample("7D").PR_B1_corr.head(3).mean
pr_prom_corr=pr_corr.resample("7D").PR_B2_corr.head(4).mean
pr_prom_corr=pr_corr.resample("7D").agg({"PR_M1_corr":"mean", "PR_M2_corr":"mean", "PR_B1_corr":"mean", "PR_B2_corr":"mean"})
pr_prom_corr.to_excel('PR_prom_corr.xlsx', index=True)

```

10. Referencias

- [1] Bouaichi, A., Alami Merrouni, A., Hajjaj, C., Messaoudi, C., Ghennioui, A., Benlarabi, A., Ikken, B., El Amrani, A. & Zitouni, H. (2019, diciembre). In-situ evaluation of the early PV module degradation of various technologies under harsh climatic conditions: The case of Morocco. *Renewable Energy*, 143, 1500-1518. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.091>
- [2] Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2016, febrero 7). Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7), 978-989. <https://doi.org/10.1002/pip.2744>
- [3] Phinikarides, A., Kindyni, N., Makrides, G., & Georghiou, G. E. (2014). Review of photovoltaic degradation rate methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 143–152. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.155>
- [4] Calcagnotto Mascarello, Marina & Kenny, Robert & Lyubenova, Teodora & Gracia Amillo, Ana & Lopez-Garcia, Juan. (2021). ANALYSIS OF THE IRRADIANCE NON-UNIFORMITY ON THE PERFORMANCE OF VERTICAL AND TILTED BIFACIAL PV MODULE ARRAYS. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20212021-5DO.3.4>

- [5] Albadwawi, O., et al. (2020, 14 junio). *Investigation of Bifacial PV modules degradation under desert climatic conditions*. IEEE Conference Publication |IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9300439>
- [6] 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>
- [7] Ishii, T., & Masuda, A. (2017). Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 25(12), 953–967. <https://doi.org/10.1002/pip.2903>
- [8] Aghaei, M., Fairbrother, A., Gok, A., Ahmad, S., Kazim, S., Lobato, K., Oreski, G., Reinders, A., Schmitz, J., Theelen, M., Yilmaz, P., & Kettle, J. (2022). Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159, 112160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160>
- [9] Carrasco, R. (2020). *Metodología para obtención de la tasa de degradación de paneles fotovoltaicos en terreno*. [Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico, UTFSM]. Repositorio USM. <https://repositorio.usm.cl/handle/11673/50055>
- [10] M. Whitaker et al., “Application and validation of a new PV performance characterization method,” in Proc. Conf. Record 26th IEEE Photovolt. Spec. Conf., Sep. 1997, pp. 1253–1256.

- [11] Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2011). Photovoltaic Degradation Rates- an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12–29. <https://doi.org/10.1002/pip.1182>
- [12] Lindig, S., Kaaya, I., Weiss, K. A., Moser, D. & Topic, M. (2018, noviembre). 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>
- [13] Phinikarides, A., Makrides, G., Kindyni, N., Kyprianou, A., & Georghiou, G. E. (2013). ARIMA modeling of the performance of different photovoltaic technologies. *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. <https://doi.org/10.1109/pvsc.2013.6744268>
- [14] Chatterjee, S. (s. f.). *Time Series Analysis Using ARIMA Model In R / DataScience+*. Recuperado 8 de agosto de 2022, de <https://datascienceplus.com/time-series-analysis-using-arima-model-in-r/>
- [15] Pieri, E., Kyprianou, A., Phinikarides, A., Makrides, G., & Georghiou, G. E. (2017). Forecasting degradation rates of different photovoltaic systems using robust principal component analysis and ARIMA. *IET Renewable Power Generation*, 11(10), 1245–1252. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0090>
- [16] Jordan, D. & Kurtz, S. (2010, junio). Analytical improvements in PV degradation rate determination. *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. <https://doi.org/10.1109/pvsc.2010.5617074>

- [17] *110PV Termistor de contacto para medida temperatura superficie.* (s. f.). Campbell Scientific Spain. <https://www.campbellsci.es/110pv>
- [18] Zelada, W. (2019). *Diseño e implementación de un laboratorio para estudio de fallas en paneles fotovoltaico.* [Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico, UTFSM]. Repositorio USM. <https://repositorio.usm.cl/handle/11673/49407>
- [19] *CR1000X Datalogger para medida y control.* (s. f.). Campbell Scientific Spain. <https://www.campbellsci.es/cr1000x>
- [20] Gallardo-Saavedra, S., Hernández-Callejo, L., Alonso-García, M. D. C., Santos, J. D., Morales-Aragonés, J. I., Alonso-Gómez, V., Moretón-Fernández, N., González-Rebollo, M. N., & Martínez-Sacristán, O. (2020b). Nondestructive characterization of solar PV cells defects by means of electroluminescence, infrared thermography, I–V curves and visual tests: Experimental study and comparison. *Energy*, 205, 117930. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117930>
- [21] Christian, R., Rauer, M., Mittag, M., Schmid, A. & Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (s. f.). From bifacial PV cells to bifacial PV power plants – the chain of characterization and performance prediction. *Photovoltaics International*. https://www.researchgate.net/publication/324941849_From_bifacial_PV_cells_to_bifacial_PV_power_plants_-_the_chain_of_characterization_and_performance_prediction/citations

- [22] International Electrotechnical Commission. (2018) *Photovoltaic devices –Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules*. (IEC 60904-13:2018)
- [23] Bodnár, I., Matusz-Kalász, D., Boros, R. R., & Lipták, R. (2021). Condition Assessment of Solar Modules by Flash Test and Electroluminescence Test. *Coatings*, 11(11), 1361. <https://doi.org/10.3390/coatings11111361>
- [24] D. Guajardo, «Metodologías de caracterización de módulos fotovoltaicos defectuosos e identificación de sus modos de fallas». Agosto de 2022.
- [25] Herrmann, W., Wiesner, W., & Vaassen, W. (1997). Hot spot investigations on PV modules-new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes. *Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1997*. <https://doi.org/10.1109/pvsc.1997.654287>
- [26] International Electrotechnical Commission. (2020) *Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*. (IEC 60904-1:2020).
- [27] International Electrotechnical Commission. (2019) *Photovoltaic devices –Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic(PV) devices*. (IEC 60904-1-2:2019)
- [28] Pinto, A. (2019). *Estado del arte de estrategias de mantenimiento en grandes parques fotovoltaicos*. (Proyecto de título de Ingeniero civil eléctrico) PUCV, Valparaíso, Chile.

- [29] International Electrotechnical Commission. (2017) *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance –Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography*. (IEC 62446-3:2017)
- [30] International Electrotechnical Commission. (2021) *Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring* (IEC 61724-1:2021)
- [31] International Electrotechnical Commission. (2021) *Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics* (IEC 60891:2021)
- [32] Demir, U. & Ergen, S. C. (2016, 2 agosto). ARIMA-based time variation model for beneath the chassis UWB channel. *EURASIP Journal on Wireless Communications and Networking*, 2016(1). <https://doi.org/10.1186/s13638-016-0676-3>