

Propuesta y evaluación de un método experimental para el análisis de la respuesta eléctrica de módulos bifaciales sometidos a estrés térmico mediante ciclado térmico

Fernando Gabriel Espinoza Gamboa

2025

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesores Guía:
Antonio Sánchez (UTFSM)
Carlos Cárdenas (UTFSM)

Profesor Correferente:
Rodrigo Barraza (UAI)

Santiago, 2025.



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Propuesta y evaluación de un método experimental para el análisis de la respuesta eléctrica de módulos bifaciales sometidos a estrés térmico (Ciclado Térmico).

Nombre del candidato(a): Fernando Gabriel Espinoza Gamboa.

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica.

Campus: San Joaquín. Departamento: Eléctrica.

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Antonio Sánchez, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente

DEJO CONSTANCIA que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

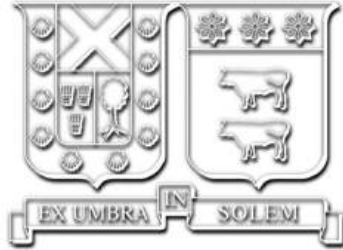
Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis: Antonio Sánchez

Fecha: 09 de Marzo del 2026. Firma: _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 09 de marzo del 2026. Firma: _____

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.



Propuesta y evaluación de un método experimental para el análisis de la respuesta eléctrica de módulos bifaciales sometidos a estrés térmico mediante ciclado térmico

Fernando Gabriel Espinoza Gamboa

2025

“El trabajo duro es inútil para aquellos que no creen en sí mismos.”
— *Naruto Uzumaki ...*

Agradecimientos

... Este camino ha sido un proceso largo, lleno de altos y bajos. Me vi impulsado a escoger este camino gracias a las creencias de mi madre, al ver las ganas con las que estudiaba las matemáticas y la física. Más tarde, junto con mi abuela, me apoyaron en todas mis ideas extraprogramáticas durante el transcurso de mis estudios, las cuales hoy, más que un hobby, ya son un trabajo que me ha permitido crecer personalmente y prepararme para trabajar y emprender; una combinación complicada, pero no imposible, gracias a la capacidad de lograr lo que quiero cuando me lo propongo. También quiero agradecer a cada persona y amigo con quien estudié, por compartir sus conocimientos conmigo y ayudarme a entender lo que no veía. Ha sido un camino largo, pero lleno de experiencias que me llevaré para empezar mi vida como profesional. Estoy agradecido de todo.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas	VIII
Resumen	1
1. Introducción	2
1.1. Contexto	2
1.2. Estado del Arte	4
1.3. Objetivos	6
2. Conversión Fotovoltaica	7
2.1. Fundamentos de la Conversión Fotovoltaica	7
2.2. Semiconductores y la Unión p-n	10
2.3. La celda solar	11
2.3.1. Celdas monofaciales	12
2.3.2. Celdas bifaciales	13
2.3.3. Parámetros eléctricos de la celda solar	15
2.4. Del dispositivo a la unidad: del semiconductor al módulo fotovoltaico	16
2.4.1. De la celda al módulo	16
2.4.2. Construcción y materiales	16
2.4.3. Aspectos eléctricos prácticos	17
2.4.4. Estructura típica de un módulo	17
3. Caracterización de módulos fotovoltaicos bifaciales	18
3.1. Características eléctricas de módulos fotovoltaicos	20
3.1.1. Curva Corriente-Voltaje	20
3.1.2. Anomalías en curvas Corriente-Voltaje	21
3.1.3. Normas internacionales	23
3.1.3.a. Norma IEC TS 60904-1-2	23
3.1.3.b. Norma IEC 60904-9:2020	24
3.1.4. Impacto de las variables ambientales	25
3.2. Caracterización mediante electroluminiscencia	28
3.2.1. Fundamento físico de la electroluminiscencia	28
3.2.2. Relevancia en el diagnóstico de fallas	28
3.2.3. Normas internacionales	29

3.2.4. Descripción de defectos observables con electroluminiscencia	29
3.3. Ensayo de Ciclado Térmico	32
3.3.1. Normas Internacionales	32
3.3.2. Procedimiento MQT 11 y condiciones de ensayo	32
3.3.3. Relación entre degradación térmica y respuesta eléctrica	34
3.3.4. Protocolo de referencia: Secuencia D de la norma IEC 61215	34
4. Montaje Experimental	39
4.1. Módulos bifaciales a ensayar	39
4.2. Equipamiento para medición de curvas I-V	40
4.3. Equipamiento para electroluminiscencia	41
4.3.1. Fuente de corriente	41
4.3.2. Cámara digital	41
4.3.3. Instrumentación auxiliar	42
4.3.4. Ilustración general del sistema	42
4.4. Cámara climática para ensayos de ciclado térmico	42
4.4.1. Resumen de características principales	43
4.4.2. Vista general	43
4.4.3. Panel de control principal	44
4.4.4. Sistema de alimentación eléctrica	45
4.4.5. Conexiones de agua	45
4.4.6. Sistema de humidificación	46
4.4.7. Sensores de temperatura	47
4.4.8. Entradas herméticas para cableado	47
4.4.9. Sistema de montaje de los módulos	48
5. Metodología Experimental	49
5.1. Estado inicial	50
5.1.1. Inspección visual	51
5.1.2. Medición de curvas I-V	51
5.1.3. Electroluminiscencia	51
5.2. Ensayo principal	52
5.2.1. Ciclado Térmico	52
5.3. Estado final	53
5.3.1. Electroluminiscencia	53
5.3.2. Medición de curvas I-V	53
5.4. Análisis de datos	54
5.4.1. Datos de ciclado térmico	54
5.4.2. Comparación de curvas I-V	54
5.4.3. Comparación de imágenes EL	55
6. Resultados y Discusión	56
6.1. Validación del Ensayo de Ciclado Térmico	57
6.1.1. Vista global: 200 ciclos	57
6.1.2. Zoom del 1 % del ensayo	57
6.1.3. Derivada programada	58
6.1.4. Derivada real	59
6.2. Inspección visual	60

6.3. Curvas I-V y P-V	62
6.3.1. Curvas I-V y P-V del módulo T08H1001-2127	62
6.3.1.a. Condición previa al ensayo de ciclado térmico (cara frontal)	62
6.3.1.b. Condición posterior al ensayo de ciclado térmico (cara frontal)	64
6.3.1.c. Comparación entre condición previa y posterior al ciclado térmico	66
6.3.1.d. Condición posterior al ensayo de ciclado térmico (cara posterior)	68
6.3.1.e. Comparación entre condición previa y posterior al ciclado térmico	70
6.3.1.f. Discusión comparativa entre cara frontal y posterior	72
6.3.2. Curvas IV y PV del Módulo T08H1001-2124	73
6.3.2.a. Condición previa al ensayo de ciclado térmico (cara frontal)	73
6.3.2.b. Condición posterior al ensayo de ciclado térmico (cara frontal)	75
6.3.2.c. Comparación entre condición previa y posterior al ciclado térmico	77
6.3.2.d. Condición previa al ensayo de ciclado térmico (cara posterior)	80
6.3.2.e. Condición posterior al ensayo de ciclado térmico (cara posterior)	82
6.3.2.f. Comparación entre condición previa y posterior al ciclado térmico	84
6.3.2.g. Discusión Comparativa entre Cara Frontal y Posterior	87
6.3.3. Discusión comparativa entre los módulos 2177 y 2124	88
6.4. Electroluminiscencia	93
6.4.1. Módulo T08H1001-2177 - Pre vs Post TCT - Cara frontal	93
6.4.2. Módulo T08H1001-2177 - Pre vs Post TCT - Cara posterior	94
6.4.3. Módulo T08H1001-2124 - Pre vs Post TCT - Cara frontal	95
6.4.4. Módulo T08H10012124 - Pre vs Post TCT - cara posterior	96
6.4.5. Comparaciones Pre-Post y correlación con I-V/P-V	97
6.4.6. Discusión crítica	97
6.4.7. Conclusión parcial de EL	98
7. Conclusiones	99

Índice de Figuras

1.1.	Evolución de la capacidad instalada de energía solar en Chile [5].	3
1.2.	Participación de la energía solar en la matriz energética de Chile [6].	3
2.1.	Espectro solar de referencia AM1.5G según IEC 60904-3 [19], comparado con la radiación extraterrestre (AM0). Este espectro se utiliza como base para la caracterización estandarizada de dispositivos fotovoltaicos [20]. . .	9
2.2.	Esquema de una unión p-n mostrando la difusión de portadores: los electrones se desplazan hacia la región p y los huecos hacia la región n , generando una región de agotamiento y un campo eléctrico interno [21].	11
2.3.	Estructura general de una celda fotovoltaica monofacial vista en corte lateral: contactos frontales, capa antirreflejos, oblea tipo p y contacto posterior [22].	12
2.4.	Vista frontal de una celda solar monofacial con contactos metálicos en forma de rejilla y conexiones en serie [22].	12
2.5.	Diseño esquemático de una celda PERC monofacial: emisor tipo n^+ , oblea tipo p , capa pasivada posterior y rejilla metálica frontal [22].	13
2.6.	Estructura de una celda bifacial tipo PERC+: emisor n^+ , oblea de silicio tipo p , rejilla metálica frontal y aperturas posteriores para el paso de irradiancia [22].	14
2.7.	Estructura de una celda bifacial tipo n-PERT: oblea de silicio tipo n , emisor frontal p^+ , capa posterior n^+ y pasivación posterior [22].	14
2.8.	Estructura de una celda bifacial tipo HJT: base de silicio tipo n , capas delgadas de silicio amorfo (a -Si:H) en ambas caras y contactos TCO transparentes [22].	15
2.9.	Estructura comparativa de módulos fotovoltaicos: (a) monofacial con backsheet opaco y (b) bifacial con vidrio en ambas caras [22].	17
3.1.	Defectos visuales comúnmente observados en módulos fotovoltaicos: (a) ruptura de vidrio, (b) decoloración de celdas, (c) delaminación con soporte infrarrojo y (d) corrosión en interconexiones [13].	19
3.2.	Curva I-V de un módulo fotovoltaico en condición sana.	20
3.3.	Curva P-V de un módulo fotovoltaico en condición sana.	21
3.4.	Variaciones típicas en curvas I-V según la IEC 62446-1 [25].	22
3.5.	Influencia de la temperatura en la curva I-V de un módulo fotovoltaico.	25
3.6.	Variación porcentual de I_{sc} , V_{oc} y P_{max} en función de la temperatura. Adaptado de [21].	26
3.7.	Posición sugerida de los sensores de temperatura en un módulo fotovoltaico. Fuente: adaptado de IEC 60891:2021 [28].	27

3.8.	Defectos observables mediante electroluminiscencia: (a) modos de grieta A-C; (d) uniones mal formadas durante el procesamiento; (f) degradación inducida por potencial; (b) defectos en contactos metálicos; (c) reducción del tiempo de vida de portadores; (e) contaminación de obleas o celdas; (g) soldaduras de interconexión deficientes; (h) interacción del fundente de soldadura con la metalización de los dedos y la interfaz silicio-metal; (i) grietas con aislamiento de regiones activas [11].	31
3.9.	Perfil de temperatura y corriente aplicada para el ensayo de ciclado térmico (MQT 11) [10].	33
3.10.	Resumen gráfico de las secuencias de ensayo definidas en la norma IEC 61215-1:2021. [9].	36
3.11.	Opciones de montaje del peso de 5 N en el módulo, según IEC 61215-2:2021. [10].	37
4.1.	Simulador solar TCLF de Eternalsun Spire empleado para curvas I-V [35].	41
4.2.	Montaje de electroluminiscencia (módulo, fuente de poder, cámara y auxiliares). Generado con IA.	42
4.3.	Vista general de la cámara climática utilizada para los ensayos de ciclado térmico.	43
4.4.	Panel de control de la cámara climática. Se observan el indicador de alimentación (Power indicator), el indicador de operación (Run) y el de fallo (Error); el pulsador de emergencia; el interruptor con llave de encendido (Power); el selector de luz interna (Light); e interfaces de comunicación Ethernet y USB (Com interface) para registro de datos.	44
4.5.	Interruptor principal Mitsubishi NF250-SW para alimentación de la cámara.	45
4.6.	Conexiones externas de agua de la cámara climática.	46
4.7.	Humidificador de la cámara climática conectado al estanque de agua purificada.	46
4.8.	Sensor de temperatura (Pt100) integrado en la cámara climática.	47
4.9.	Entradas herméticas para cableado y conexión de módulos desde el exterior.	47
4.10.	Módulo fotovoltaico montado sobre el riel de soporte dentro de la cámara climática.	48
5.1.	Esquema de la metodología experimental propuesta (elaboración propia).	50
5.2.	Circuito de conexión para el ensayo de electroluminiscencia [35].	52
5.3.	Sensor térmico fijado con cinta térmica sobre la parte frontal del módulo.	53
6.1.	Registro completo de temperatura durante los 200 ciclos térmicos (MQT 11).	57
6.2.	Detalle del 1 % del total del ensayo, mostrando el desacople entre TSV y TPV.	58
6.3.	Perfil programado y derivada esperada del ciclo térmico según IEC 61215-2:2021.	58
6.4.	Perfil real y derivada de temperatura medida en un ciclo típico.	59
6.5.	Inspección visual del módulo bifacial T08H1001-2127: (a) cara frontal, (b) cara posterior y (c) detalle del defecto observado en la cara posterior. . .	60
6.6.	Inspección visual del módulo bifacial T08H1001-2124: (a) cara frontal, (b) cara posterior y (c) detalle del defecto observado en la cara frontal. . . .	61
6.7.	Curvas I-V del módulo T08H1001-2127 (cara frontal) previo al ciclado térmico, a 25°C con irradiancia variable.	62

6.8.	Curvas P-V del módulo T08H1001-2127 (cara frontal) previo al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.	63
6.9.	Curvas I-V del módulo T08H1001-2127 (cara frontal) posterior al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.	64
6.10.	Curvas P-V del módulo T08H1001-2127 (cara frontal) posterior al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.	65
6.11.	Comparación de curvas I-V previas y posteriores al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.	66
6.12.	Comparación de curvas P-V previas y posteriores al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.	67
6.13.	Curvas I-V del módulo T08H1001-2127 (cara posterior) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	68
6.14.	Curvas P-V del módulo T08H1001-2127 (cara posterior) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	69
6.15.	Comparación de curvas I-V de la cara posterior antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	70
6.16.	Comparación de curvas P-V de la cara posterior antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	71
6.17.	Curvas I-V del módulo T08H1001-2124 (cara frontal) antes del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	74
6.18.	Curvas P-V del módulo 2124 (cara frontal) antes del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	74
6.19.	Curvas I-V del módulo 2124 (cara frontal) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	76
6.20.	Curvas P-V del módulo 2124 (cara frontal) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	77
6.21.	Comparación de curvas I-V del módulo 2124 (cara frontal) antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	78
6.22.	Comparación de curvas P-V del módulo 2124 (cara frontal) antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	79
6.23.	Curvas I-V del módulo 2124 (cara posterior) antes del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	81
6.24.	Curvas P-V del módulo 2124 (cara posterior) antes del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	82
6.25.	Curvas I-V del módulo 2124 (cara posterior) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	83
6.26.	Curvas P-V del módulo 2124 (cara posterior) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	84
6.27.	Comparación de curvas I-V del módulo 2124 (cara posterior) antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	85
6.28.	Comparación de curvas P-V del módulo 2124 (cara posterior) antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.	86
6.29.	$\Delta P_{\max}$ vs G para la cara frontal de los módulos 2177 y 2124 tras TCT.	88
6.30.	$\Delta P_{\max}$ vs T para la cara frontal de los módulos 2177 y 2124 tras TCT.	89
6.31.	$\Delta P_{\max}$ vs G para la cara posterior de los módulos 2177 y 2124 tras TCT.	90
6.32.	$\Delta P_{\max}$ vs T para la cara posterior de los módulos 2177 y 2124 tras TCT.	91
6.33.	Electroluminiscencia comparativa antes y después del TCT: (a) EL previa al TCT y (b) EL posterior al TCT.	93

6.34.	Electroluminiscencia comparativa antes y después del TCT: (a) EL previa al TCT y (b) EL posterior al TCT.	94
6.35.	Electroluminiscencia comparativa antes y después del TCT: (a) EL previa al TCT y (b) EL posterior al TCT.	95
6.36.	Electroluminiscencia comparativa antes y después del TCT: (a) EL previa al TCT y (b) EL posterior al TCT.	96

Índice de Tablas

3.1.	Criterios de aceptación del ciclado térmico (IEC 61215-2:2021) [10].	38
4.1.	Especificaciones generales del módulo SunPower SPR-P6-500-COM-S-BF [33].	40
4.2.	Características principales de la cámara climática utilizada.	43
6.1.	Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2177 cara frontal previo al TCT.	63
6.2.	Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2177 cara frontal tras TCT.	65
6.3.	Variaciones absolutas – Módulo T08H1001-2177 cara frontal tras TCT.	67
6.4.	Variaciones % – Módulo T08H1001-2177 cara frontal tras TCT.	68
6.5.	Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2177 cara posterior tras TCT.	69
6.6.	Variaciones absolutas – Módulo T08H1001-2177 cara posterior tras TCT.	71
6.7.	Variaciones % – Módulo T08H1001-2177 cara posterior tras TCT.	72
6.8.	Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2124 cara frontal previo al TCT.	75
6.9.	Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2124 cara frontal tras TCT.	77
6.10.	Variaciones absolutas – Módulo T08H1001-2124 cara frontal tras TCT.	79
6.11.	Variaciones % – Módulo T08H1001-2124 cara frontal tras TCT.	80
6.12.	Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2124 cara posterior previo al TCT.	82
6.13.	Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2124 cara posterior tras TCT.	84
6.14.	Variaciones absolutas – Módulo T08H1001-2124 cara posterior tras TCT.	86
6.15.	Variaciones % – Módulo T08H1001-2124 cara posterior tras TCT.	87

Nomenclatura

TCT	: <i>Thermal Cycling Test</i> (Ensayo de ciclado térmico).
MQT	: <i>Module Quality Test</i> .
C-AST	: <i>Combined Accelerated Stress Testing</i> .
IEC	: <i>International Electrotechnical Commission</i> .
STC	: <i>Standard Test Conditions</i> .
NOCT	: <i>Nominal Operating Cell Temperature</i> .
EL	: Electroluminiscencia.
IV	: Curva corriente–voltaje.
PV	: Curva potencia–voltaje.
BiFi	: Índice de bifacialidad.
PID	: <i>Potential Induced Degradation</i> .
LID	: <i>Light Induced Degradation</i> .
FF	: <i>Fill Factor</i> .
I_{sc}	: Corriente de cortocircuito.
V_{oc}	: Tensión de circuito abierto.
P_{max}	: Potencia máxima del módulo.
I_{mp}	: Corriente en el punto de máxima potencia.
V_{mp}	: Tensión en el punto de máxima potencia.
R_s	: Resistencia serie.
R_{sh}	: Resistencia shunt o paralela.
α	: Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito.
β	: Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto.
δ	: Coeficiente de temperatura de la potencia máxima.
η	: Eficiencia.
G	: Irradiancia solar incidente (W/m^2).
T	: Temperatura.

Resumen

El presente trabajo propone y evalúa un método experimental para analizar la respuesta eléctrica de módulos fotovoltaicos bifaciales sometidos a estrés térmico, en conformidad con la secuencia MQT 11 de la norma IEC 61215-2:2021. El estudio se llevó a cabo sobre dos módulos bifaciales vidrio-vidrio de la marca Sunpower, caracterizados mediante curvas I-V y P-V, así como imágenes de electroluminiscencia (EL) obtenidas antes y después de 200 ciclos térmicos entre -40°C y $+85^{\circ}\text{C}$. La metodología implementada consideró la utilización de un simulador solar clase A+ y de una cámara climática ASLi, cuya validación térmica demostró un cumplimiento integral de los criterios de pendiente, permanencia y extremos de temperatura establecidos por la norma. Los resultados eléctricos mostraron variaciones menores al 0.5% en la potencia máxima (P_{max}) y un factor de forma (FF) estable, confirmando que el ciclado térmico no produjo degradaciones apreciables en los módulos evaluados. El análisis de EL evidenció defectos leves, principalmente zonas de oscurecimiento parcial y trazos blancos asociados a microgrietas tipo A, sin impacto significativo en el desempeño eléctrico. Se concluye que la metodología desarrollada permite evaluar de forma confiable el efecto del estrés térmico en módulos bifaciales, constituyendo una base experimental para incorporar futuras variables de estrés mecánico y eléctrico, conforme a la secuencia completa de la IEC 61215-1:2021.

Capítulo 1

Introducción

El presente capítulo presenta el contexto general del estudio, abordando la evolución reciente de la energía solar fotovoltaica a nivel mundial y nacional. Luego, se revisa el estado del arte sobre los mecanismos de degradación y los ensayos normalizados aplicados a módulos bifaciales, que constituyen las bases conceptuales de la investigación. Finalmente, se exponen los objetivos orientados al diseño y validación de un procedimiento experimental para evaluar el efecto del estrés térmico en módulos bifaciales según la normativa IEC 61215-2:2021.

1.1. Contexto

En las últimas décadas, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento notable a nivel mundial, impulsado por avances tecnológicos, políticas de fomento y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la capacidad fotovoltaica global superó los 1.6 TW en 2023 [1]. Este crecimiento sostenido se mantendrá durante la próxima década, a medida que disminuyan los costos de inversión y aumente la eficiencia de los módulos [2].

En Latinoamérica, Chile se ha posicionado como referente solar gracias a su excelente recurso y marco regulatorio favorable. En 2023 superó los 9.000 MW de capacidad solar instalada y se estima que alcanzará 21,61 GW para 2029 [3]. En algunos momentos del año, la generación renovable ha cubierto más del 94 % de la demanda eléctrica nacional [4].

La Figura 1.1 muestra la evolución de la capacidad instalada de energías renovables en Chile entre marzo de 2007 y enero de 2025, con proyección a abril de 2025. Se observa un incremento sostenido en la participación renovable dentro de la matriz eléctrica, pasando de un 50.8 % en 2007 a un 67.1 % en 2024, con proyección de 68.4 % para 2025. Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por la energía solar fotovoltaica (área amarilla) y, en menor medida, por la eólica (área verde). En particular, la tecnología solar muestra un aumento exponencial desde 2015, superando los 9 GW en 2023 y consolidándose como la principal fuente renovable del país, reflejando el alto potencial del norte de Chile y la creciente competitividad de la energía fotovoltaica.



Figura 1.1: Evolución de la capacidad instalada de energía solar en Chile [5].

La Figura 1.2 presenta la distribución actual de generación eléctrica en Chile. Se observa que la energía solar fotovoltaica representa un 25.8 % de la producción total, seguida por la generación hidroeléctrica con un 33.4 % y la eólica con un 12.2 %. Las fuentes térmicas como gas natural, carbón, diésel y otros térmicos concentran en conjunto aproximadamente un 31 % del total. Este escenario evidencia una matriz energética dominada por fuentes renovables, que en su conjunto aportan más de dos tercios de la generación eléctrica nacional. En particular, la expansión de la energía solar ha sido clave para desplazar gradualmente las fuentes fósiles, consolidando el liderazgo de Chile en la transición energética dentro de la región.

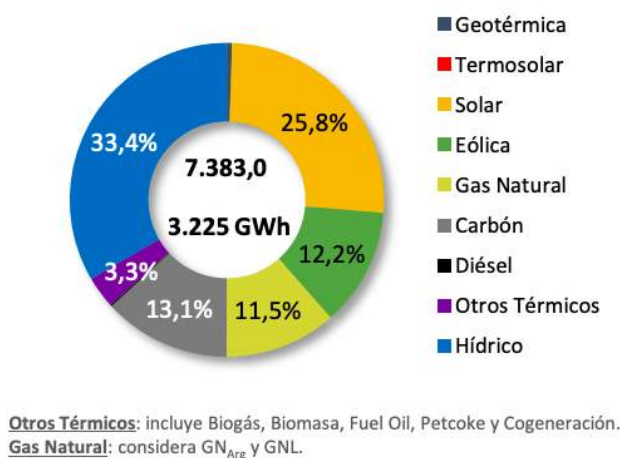


Figura 1.2: Participación de la energía solar en la matriz energética de Chile [6].

A nivel global, Chile se encuentra entre los países con mayor penetración fotovoltaica. De acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), ya son más de nueve los países que superan el 10 % de participación solar, destacando España, Grecia y Chile con cifras por encima del 17 % [7].

Este contexto ha impulsado el desarrollo de tecnologías más eficientes, como los módulos fotovoltaicos bifaciales. A diferencia de los tradicionales, esta tecnología puede captar irradiancia por ambas caras, logrando hasta un 30 % más de energía bajo ciertas condiciones [8]. Esta ganancia permite mejorar el rendimiento de las plantas solares y reducir el costo nivelado de energía, haciéndolos muy atractivos para aplicaciones a gran escala.

Sin embargo, el rendimiento energético por sí solo no basta. Para asegurar que un módulo mantenga su eficiencia a lo largo de los años, es esencial evaluar su resistencia frente a condiciones climáticas exigentes. Factores como la radiación ultravioleta, la humedad, los cambios térmicos o las cargas mecánicas pueden degradar gradualmente los materiales del módulo, afectando su capacidad de generación en el tiempo.

1.2. Estado del Arte

La fiabilidad de los módulos fotovoltaicos depende en gran medida de su capacidad para resistir las condiciones ambientales a lo largo de décadas de operación. Dentro de los factores de envejecimiento más críticos se encuentra el estrés térmico, generado por los ciclos de calentamiento y enfriamiento diarios, así como por variaciones extremas de temperatura estacional.

Para abordar esta problemática, se han desarrollado normas técnicas internacionales que definen ensayos estandarizados de durabilidad. Entre ellas destaca la IEC 61215 [9], la cual establece protocolos reproducibles y validados para someter módulos fotovoltaicos a condiciones extremas de temperatura, humedad y radiación, permitiendo proyectar su comportamiento en terreno y comparar su fiabilidad entre tecnologías.

En este marco, uno de los ensayos más relevantes es el Ensayo de Ciclado Térmico (MQT 11), definido en la norma IEC 61215-2:2021 [10]. Este ensayo somete los módulos a 200 ciclos térmicos entre -40°C y $+85^{\circ}\text{C}$, simulando los efectos de los cambios térmicos diarios y estacionales en ambientes con alta radiación, como los del norte de Chile. Su objetivo es detectar fallas como microfisuras, delaminaciones o daños en interconexiones que pueden surgir tras la exposición prolongada a esfuerzos térmicos.

Estudios recientes indican que mejorar la resistencia térmica de los módulos puede extender su vida útil y reducir el costo nivelado de energía hasta en un 15 %. Sin embargo, para evaluar correctamente estos efectos no basta con una inspección visual: es fundamental analizar cómo evoluciona el comportamiento eléctrico del módulo.

En este sentido, la curva corriente-voltaje (I-V) constituye la herramienta principal para caracterizar el rendimiento eléctrico, permitiendo obtener parámetros como la potencia máxima (P_{max}), la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión de circuito abierto (V_{oc}), el punto de máxima potencia (V_{mpp} , I_{mpp}) y el factor de llenado (FF). Su comparación antes y después del ensayo térmico permite identificar pérdidas funcionales asociadas al estrés térmico.

Complementariamente, la técnica de electroluminiscencia (EL), establecida en la norma IEC TS 60904-13 [11], se ha consolidado como una técnica no destructiva de alta sensibilidad para detectar microfisuras, delaminaciones y defectos internos. Integrar EL en conjunto con mediciones I-V proporciona una visión más completa de la degradación estructural y eléctrica de los módulos, fortaleciendo el diagnóstico experimental.

En el caso particular de los módulos bifaciales vidrio-vidrio (G/G), las tensiones termomecánicas pueden ser más severas debido al mayor desajuste de coeficientes de expansión térmica entre los materiales y la rigidez estructural del sándwich de vidrio. Para abordar estas limitaciones, Hacke et al. (2022) [8] desarrollaron el protocolo C-AST (Combined Accelerated Stress Test), un método que busca reproducir de manera combinada los ciclos estacionales y climas extremos a los que se exponen los módulos en operación real.

El protocolo integra de forma secuencial cuatro ambientes climáticos representativos: Invierno Profundo, con temperaturas de -40°C , 1 % RH e irradiancia intermitente; Primavera, que alterna ciclos de $-40^{\circ}\text{C} \leftrightarrow 15^{\circ}\text{C}$ con aspersión de agua cada 0,5 h; Ambiente Tropical, caracterizado por $40\text{--}90^{\circ}\text{C}$, 95 % RH, 1,9suns y rociado de agua; y Desierto Árido, con transiciones entre -20°C y 90°C a 5 % RH y 1,9suns. Cada bloque presenta duraciones entre 18 h y 35 días, e incluye fases de *light soak*, *damp heat* y *freeze*, representando simultáneamente la exposición solar intensa, la humedad elevada y los choques térmicos reales.

Este enfoque combinó miles de horas equivalentes de sollicitación térmica, radiativa y de humedad, generando un envejecimiento más representativo que los ensayos normativos individuales. Los resultados demostraron que los módulos bifaciales G/G exhiben una mayor susceptibilidad a la fragmentación de las celdas y a la pérdida de adherencia del encapsulante frente a las variaciones térmicas extremas, resaltando la necesidad de protocolos combinados para evaluar con mayor realismo la durabilidad de esta tecnología emergente.

De forma complementaria, Braid et al. (2018) [12] propusieron un diseño experimental centrado en el análisis cuantitativo de imágenes EL y su correlación con parámetros eléctricos. En su metodología, módulos de tipo Al-BSF, PERC Gen 1 y PERC Gen 2 bifaciales fueron sometidos de manera independiente a ciclado térmico (secuencias de $-40^{\circ}\text{C} \leftrightarrow +85^{\circ}\text{C}$, hasta 800 ciclos) y a humedad-calor ($85^{\circ}\text{C}/85\%$ RH, hasta 3000 h). Tras intervalos definidos de exposición, se realizaron curvas I-V, análisis EL y correlaciones cuantitativas entre defectos ópticos y parámetros eléctricos. Los resultados evidenciaron que los módulos PERC bifaciales (Gen 2) fueron los más susceptibles a grietas bajo ciclado térmico y a corrosión bajo humedad-calor, confirmando que el ciclado térmico activa mecanismos mecánicos, mientras que el *damp heat* acelera procesos químicos de degradación.

La importancia de considerar las condiciones reales de operación ha sido demostrada en estudios de campo. Chattopadhyay et al. (2014) [13] analizaron módulos cristalinos envejecidos en distintos climas de la India, observando que la discoloración del encapsulante y la corrosión de metalizaciones eran los defectos más frecuentes en ambientes cálidos y húmedos. Estos defectos mostraron correlación con una reducción en la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y la potencia máxima (P_{max}), validando que los mecanismos inducidos en cámara climática (ciclado térmico y humedad) son representativos de la degradación real en servicio.

En el contexto chileno, González (2022) [14] aplicó ensayos normativos y caracterización eléctrica a módulos bifaciales en ambientes de alta radiación, confirmando que la combinación de técnicas de caracterización como curvas I-V y electroluminiscencia permite aportar evidencia experimental a escala local sobre la fiabilidad de módulos bifaciales.

Finalmente, reportes internacionales como el elaborado por el IEA-PVPS Task 13 (2025) [15] ofrecen una visión global de los modos de degradación en módulos fotovoltaicos, destacando la fragilidad de configuraciones vidrio-vidrio con espesores reducidos y la necesidad de protocolos más severos para capturar fallas asociadas al estrés térmico y mecánico.

En conjunto, estos antecedentes sustentan que el ciclado térmico (MQT 11) no solo es un requisito normativo, sino una herramienta esencial para evaluar la durabilidad de módulos bifaciales, justificando plenamente su aplicación en esta memoria y fortaleciendo la interpretación de resultados mediante paralelos con estudios previos.

El presente trabajo busca cubrir la brecha identificada en la literatura. A diferencia del enfoque integral propuesto por Hacke et al. en el protocolo C-AST, la metodología desarrollada en esta memoria se centra directamente en el ensayo MQT 11 de la IEC 61215-2:2021, aplicando condiciones controladas y reproducibles de ciclado térmico a módulos bifaciales de arquitectura vidrio-vidrio a escala real.

La propuesta combina mediciones eléctricas mediante curvas I-V y análisis por electroluminiscencia (EL), lo que permite evaluar objetivamente la evolución de parámetros clave como la potencia máxima (P_{max}), la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión de circuito abierto (V_{oc}) y el fill factor (FF), además de identificar defectos asociados a microgrietas o zonas inactivas.

Así, el estudio no solo valida la aplicabilidad del protocolo normativo a esta tecnología, sino que también aporta evidencia experimental que puede contribuir a futuras actualizaciones del estándar IEC sobre módulos bifaciales. En conjunto, esta memoria se presenta como un aporte empírico a la comprensión de la fiabilidad térmica de los módulos bifaciales, con relevancia práctica tanto para la industria como para la investigación aplicada.

1.3. Objetivos

Bajo esta motivación, el presente trabajo propone una metodología experimental basada en la norma IEC 61215-2:2021 [10] para estudiar el efecto del estrés térmico en módulos bifaciales. Esta metodología considera la aplicación del Ensayo de Ciclado Térmico en una cámara climática controlada, junto con análisis de electroluminiscencia y mediciones de curvas I-V en etapas previas y posteriores al ensayo. Para alcanzar este propósito, se plantea el objetivo general y los específicos:

Objetivo general:

- Desarrollar un método experimental conforme a la normativa IEC 61215-2:2021 para analizar la respuesta eléctrica y los efectos en los parámetros de modelo eléctrico de módulos bifaciales sometidos a estrés térmico.

Objetivos específicos:

- Revisar el estado del arte de las metodologías experimentales relacionadas con el ensayo de módulos fotovoltaicos bajo estrés térmico.
- Diseñar un procedimiento experimental para operar el Horno de Ciclado Térmico conforme a la normativa IEC 61215-2:2021, asegurando condiciones reproducibles y controladas para módulos bifaciales.
- Evaluar el desempeño eléctrico de módulos bifaciales mediante mediciones de curvas I-V en las etapas preliminar y final del ensayo, analizando parámetros como P_{max} , V_{oc} e I_{sc} .
- Comparar la evolución de los parámetros eléctricos obtenidos durante las diferentes etapas del ensayo térmico con los criterios de aceptación establecidos en la normativa IEC 61215-2:2021.

Capítulo 2

Conversión Fotovoltaica

2.1. Fundamentos de la Conversión Fotovoltaica

La base de la conversión fotovoltaica se encuentra en la naturaleza de la luz. La radiación electromagnética posee un carácter dual: puede describirse como una onda, caracterizada por su frecuencia f y longitud de onda λ , o bien como un conjunto de partículas denominadas fotones. Este principio de dualidad onda-partícula, desarrollado a comienzos del siglo XX, es fundamental para comprender los procesos de absorción y generación en los semiconductores [16].

Desde el punto de vista cuántico, la energía de cada fotón se expresa como:

$$E = hf = \frac{hc}{\lambda}$$

donde h es la constante de Planck y c la velocidad de la luz en el vacío. Esta relación implica que los fotones de menor longitud de onda (radiación en la región ultravioleta) poseen mayor energía, mientras que los de mayor longitud de onda (región infrarroja) transportan menos energía. En un material semiconductor, solo los fotones cuya energía sea mayor o igual a la energía de banda prohibida (E_g) pueden promover un electrón desde la banda de valencia a la de conducción, originando un par electrón-hueco. Los fotones con energía inferior a E_g se transmiten sin interactuar, mientras que aquellos con energía muy superior generan un exceso de energía que se disipa rápidamente como calor por relajación térmica, constituyendo una pérdida inherente al proceso fotovoltaico [17, 18].

Propiedades radiométricas de la radiación

Para poder caracterizar de manera cuantitativa la radiación solar que incide sobre un dispositivo fotovoltaico, es necesario definir ciertas magnitudes radiométricas fundamentales. Estas permiten describir la energía transportada por la radiación electromagnética en función del tiempo, el área y la dirección de propagación.

La potencia radiante o flujo radiante (Φ_e) se define como la energía electromagnética emitida, transferida o recibida por unidad de tiempo, expresada en vatios (W). A partir de esta magnitud se derivan otras variables de uso frecuente en fotovoltaica:

- Irradiancia (E_e): potencia radiante incidente por unidad de superficie, medida en W/m^2 . Es la magnitud de referencia para la caracterización de módulos solares, pues describe la cantidad de energía disponible sobre la superficie activa del dispositivo.
- Radiancia (L_e): flujo radiante emitido o recibido por unidad de área proyectada y por unidad de ángulo sólido, expresado en $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{sr})$. Permite describir la distribución angular de la radiación y es clave en estudios de propagación y reflexión.
- Densidad espectral ($E_{e,\lambda}$): distribución de la irradiancia en función de la longitud de onda, con unidades de $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{nm})$. Es utilizada para representar espectros solares y comparar la respuesta espectral de las celdas.

En el ámbito fotovoltaico, la irradiancia (E_e) es la magnitud central, ya que la potencia eléctrica generada por un módulo es directamente proporcional a esta variable bajo condiciones de operación dadas. Sin embargo, la descripción espectral resulta igualmente importante, pues determina qué fracción del flujo radiante corresponde a fotones con energía suficiente para superar la banda prohibida del semiconductor [18, 17].

Radiación de cuerpo negro

La radiación electromagnética emitida por un objeto depende de su temperatura y de sus propiedades ópticas. El caso ideal corresponde al cuerpo negro, un emisor perfecto que absorbe toda la radiación incidente sin reflejar ni transmitir energía, y cuya emisión depende únicamente de la temperatura. Aunque ningún objeto físico cumple exactamente con esta condición, el concepto de cuerpo negro constituye la base para describir espectros de radiación de forma teórica.

La distribución espectral de potencia de un cuerpo negro se describe mediante la ley de Planck:

$$E_{e,\lambda}(T) = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5} \cdot \frac{1}{\exp\left(\frac{hc}{\lambda k_B T}\right) - 1}$$

donde $E_{e,\lambda}(T)$ es la densidad espectral de irradiancia en función de la longitud de onda λ , T es la temperatura absoluta, h es la constante de Planck, c la velocidad de la luz y k_B la constante de Boltzmann.

De esta expresión se derivan dos leyes fundamentales:

- Ley de Wien: la longitud de onda en la que se alcanza el máximo de emisión está dada por

$$\lambda_{max} = \frac{b}{T}$$

con $b = 2,897 \times 10^{-3} \text{ m} \cdot \text{K}$. Para el Sol, con $T \approx 5778 \text{ K}$, el máximo se ubica en torno a 500 nm, dentro de la región visible del espectro.

- Ley de Stefan–Boltzmann: la potencia total emitida por unidad de superficie de un cuerpo negro es

$$M = \sigma T^4$$

donde $\sigma = 5,67 \times 10^{-8} \text{ W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}^4$ es la constante de Stefan–Boltzmann.

El Sol puede aproximarse como un cuerpo negro a 5778 K, lo que explica que su espectro de emisión se concentre principalmente en el rango visible. Esta aproximación permite modelar de manera confiable la radiación extraterrestre (AM0), que constituye la base para definir posteriormente el espectro solar a nivel del suelo (AM1.5) y las condiciones estándar de prueba en fotovoltaica.

Luz solar y condiciones estándar

En aplicaciones de energía fotovoltaica terrestre se emplea, como estándar de referencia para la caracterización de módulos y celdas solares, el espectro AM1.5 Global (AM1.5G), definido en la norma IEC 60904-3 [19]. El término *AM* (Air Mass) indica la cantidad relativa de atmósfera que atraviesa la radiación solar antes de llegar a la superficie terrestre, y se define como:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z}$$

donde θ_z es el ángulo cenital solar. Un valor de $AM = 1$ corresponde al sol en el cenit (incidencia normal, atmósfera mínima), mientras que $AM = 1,5$ representa al sol a una altura de $48,2^\circ$ sobre el horizonte. Este espectro se adopta como estándar internacional por aproximar de manera realista las condiciones de irradiación en latitudes medias.

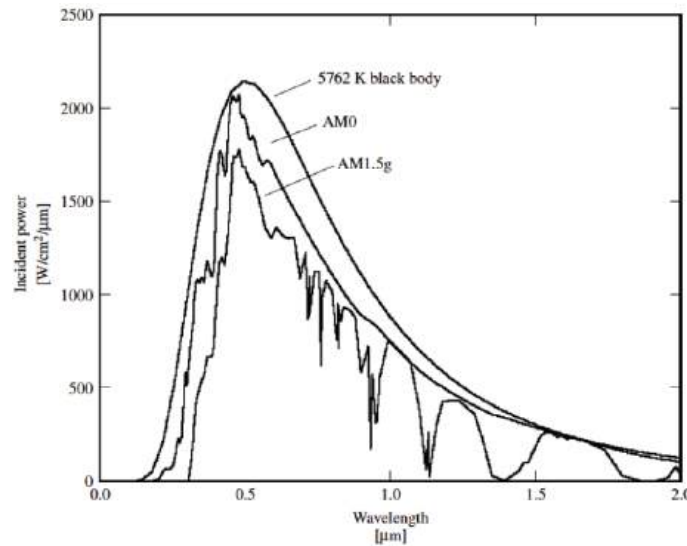


Figura 2.1: Espectro solar de referencia AM1.5G según IEC 60904-3 [19], comparado con la radiación extraterrestre (AM0). Este espectro se utiliza como base para la caracterización estandarizada de dispositivos fotovoltaicos [20].

A partir de este espectro, la norma IEC 60904-3 define las condiciones estándar de prueba (STC, por sus siglas en inglés), que establecen una irradiancia de 1000 W/m^2 , espectro AM1.5G y una temperatura de célula de 25°C . Estas condiciones proporcionan un marco reproducible para la caracterización y comparación de dispositivos fotovoltaicos a nivel internacional [20].

2.2. Semiconductores y la Unión p–n

Los semiconductores constituyen la base de los dispositivos fotovoltaicos. A diferencia de los conductores metálicos, los semiconductores presentan una conductividad intermedia, que puede ser modulada mediante la introducción de impurezas controladas. El silicio cristalino, material dominante en la industria fotovoltaica, se organiza en una red tetraédrica de enlaces covalentes, donde cada átomo comparte electrones con sus vecinos. En estado intrínseco, la concentración de portadores libres es baja, lo que limita la conductividad eléctrica del material [16].

Dopado de semiconductores

Para aumentar la concentración de portadores se recurre al dopado. La incorporación de átomos trivalentes, como el boro, genera un déficit de electrones, originando huecos móviles en la red: este es el material tipo p. En cambio, la introducción de átomos pentavalentes, como el fósforo, aporta electrones adicionales, formando el material tipo n. El control preciso del dopado permite diseñar regiones con diferentes propiedades de conducción, fundamentales para la operación de una celda solar [17, 18].

Difusión y tiempo de vida de portadores

Los portadores generados por la absorción de fotones pueden desplazarse en el semiconductor mediante dos procesos principales: difusión, impulsada por gradientes de concentración, y deriva, provocada por la acción de un campo eléctrico. La efectividad de la separación de cargas depende en gran medida del tiempo de vida de los portadores, definido como el intervalo promedio entre su generación y recombinación. Un mayor tiempo de vida implica una probabilidad más alta de que los portadores alcancen la unión p–n y contribuyan a la corriente útil del dispositivo [18].

Procesos de recombinación

La eficiencia de conversión está limitada por los mecanismos de recombinación. La recombinación radiativa (banda a banda) ocurre cuando un electrón de la banda de conducción se recombina directamente con un hueco de la banda de valencia, emitiendo un fotón. La recombinación Shockley–Read–Hall (SRH) se produce a través de defectos o impurezas en la red, que introducen niveles intermedios en la banda prohibida y actúan como trampas para portadores. Finalmente, la recombinación Auger es un proceso no radiativo donde la energía liberada se transfiere a un tercer portador, que se excita a un nivel superior. Mientras que la recombinación radiativa es inevitable, los procesos SRH y Auger dependen de la calidad cristalina, el nivel de dopado y la densidad de portadores [16, 17].

Formación de la unión p–n

Al poner en contacto regiones tipo p y tipo n, los electrones de la zona n difunden hacia la p, y los huecos de la zona p difunden hacia la n. Este proceso genera una región de agotamiento, libre de portadores, en la cual aparece un campo eléctrico interno. Dicho campo actúa como una barrera de potencial que separa los portadores fotogenerados: los

electrones son impulsados hacia la región n y los huecos hacia la región p , permitiendo así la recolección de corriente en los contactos externos. Esta propiedad convierte a la unión p - n en el corazón funcional de una celda solar [16].

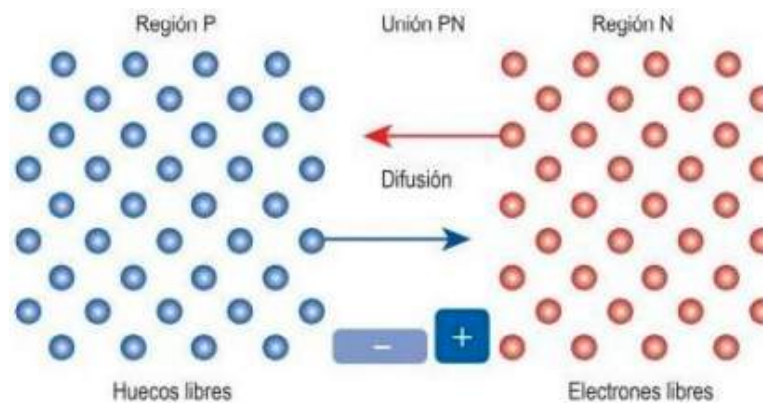


Figura 2.2: Esquema de una unión p - n mostrando la difusión de portadores: los electrones se desplazan hacia la región p y los huecos hacia la región n , generando una región de agotamiento y un campo eléctrico interno [21].

Heterouniones y pérdidas asociadas

Además de la unión p - n convencional, existen las heterouniones, formadas al combinar materiales con diferentes energías de banda prohibida. Estas permiten mejorar la recolección de portadores y reducir pérdidas por recombinación superficial, como en la tecnología HJT (Heterojunction Technology).

Por otra parte, en un dispositivo real también se presentan pérdidas ópticas asociadas a la reflexión de la luz en la superficie, a la absorción en capas no activas (como encapsulantes o contactos) y a la transmisión de fotones con energía inferior a E_g . La reducción de estas pérdidas es un factor clave en el diseño de celdas de alta eficiencia [18].

2.3. La celda solar

La celda solar constituye la implementación práctica de los principios de los semiconductores y la unión p - n descritos en la sección anterior. Su función es transformar de manera eficiente la radiación solar en energía eléctrica utilizable, integrando capas y elementos adicionales que permiten mejorar la recolección de portadores y reducir pérdidas ópticas y resistivas [16, 17].

Una celda solar típica se compone de una oblea de silicio tipo p , sobre la cual se deposita una capa emisora delgada de silicio tipo n^+ . Esta disposición forma la unión p - n que, bajo iluminación, separa los portadores fotogenerados. Sobre la cara frontal se agregan contactos metálicos en forma de rejilla fina, que deben ser lo suficientemente estrechos para no generar pérdidas significativas por sombreado, pero capaces de conducir la corriente hacia el circuito externo. Adicionalmente, se aplica una capa antirreflejos (generalmente de nitruro de silicio, SiN_x), que incrementa la absorción de luz y contribuye a la pasivación superficial. En la parte posterior, el contacto metálico se complementa con capas de pasivación o campos de retroceso, dependiendo de la tecnología implementada [18].

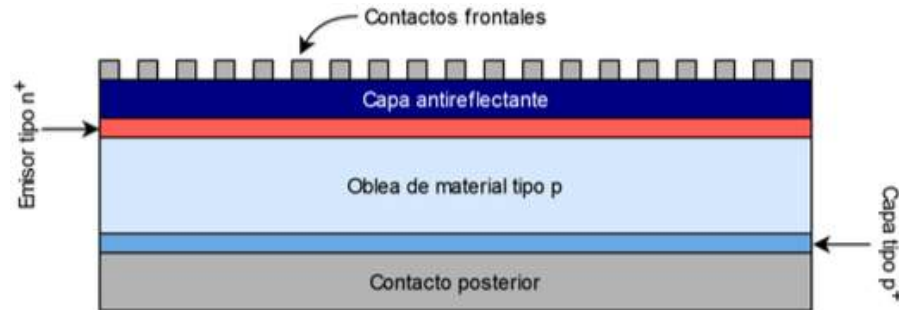


Figura 2.3: Estructura general de una celda fotovoltaica monofacial vista en corte lateral: contactos frontales, capa antirreflejos, oblea tipo p y contacto posterior [22].

La Figura 2.4 muestra una vista frontal de la celda, donde se aprecian las líneas de contacto metálico y la interconexión en serie entre celdas, disposición que permite aumentar la tensión de salida en un módulo completo.

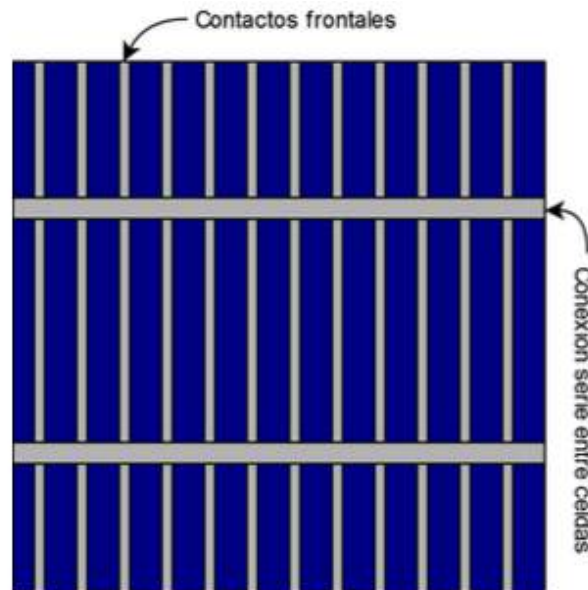


Figura 2.4: Vista frontal de una celda solar monofacial con contactos metálicos en forma de rejilla y conexiones en serie [22].

2.3.1. Celdas monofaciales

Las primeras generaciones de celdas fotovoltaicas se desarrollaron con estructuras monofaciales, es decir, optimizadas para captar irradiancia únicamente por la cara frontal. Dentro de estas destacan dos configuraciones principales:

- Al-BSF (Aluminum Back Surface Field): consiste en una oblea de silicio tipo p , con un emisor tipo n^+ en la cara frontal, una capa antirreflectante y un contacto metálico posterior continuo de aluminio. Esta estructura presentó limitaciones como

recombinación elevada en la cara posterior, absorción parcial de la radiación infrarroja y tiempos de vida reducidos del silicio tipo p [18].

- PERC (Passivated Emitter and Rear Cell): surgió como mejora frente a Al-BSF, incorporando pasivación dieléctrica y contactos localizados en la cara posterior. Esta innovación redujo las pérdidas por recombinación, mejoró la reflectividad interna y permitió alcanzar eficiencias superiores al 22 %, consolidándose como la tecnología dominante en el mercado durante la última década [22].

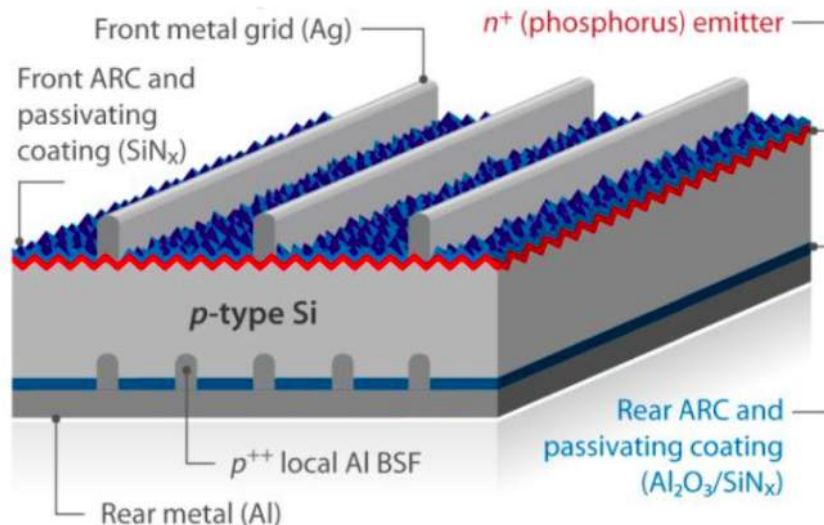


Figura 2.5: Diseño esquemático de una celda PERC monofacial: emisor tipo n^+ , oblea tipo p , capa pasivada posterior y rejilla metálica frontal [22].

Este diseño representa la base de las celdas monofaciales modernas. Sin embargo, con el objetivo de aprovechar la irradiancia reflejada por el entorno, la evolución tecnológica ha llevado a modificar esta estructura hacia las celdas bifaciales, que permiten la captación de luz tanto por la cara frontal como por la posterior. Estas serán analizadas en la sección siguiente.

2.3.2. Celdas bifaciales

La evolución tecnológica de las celdas solares condujo al desarrollo de estructuras bifaciales, capaces de captar irradiancia tanto por la cara frontal como por la posterior. Esto permite un mayor aprovechamiento energético en condiciones donde el albedo del entorno es significativo, alcanzando ganancias de entre un 5 % y un 30 % en generación eléctrica adicional respecto a celdas monofaciales [22, 8].

Entre las configuraciones más representativas se encuentran:

- PERC+: derivada directamente de la celda PERC, sustituye el contacto metálico posterior continuo por aperturas o rejillas metálicas que permiten la entrada de luz a través de la cara posterior. Esta modificación eleva la eficiencia de conversión, que puede superar el 24 %, y alcanza coeficientes de bifacialidad del orden del 90 %.

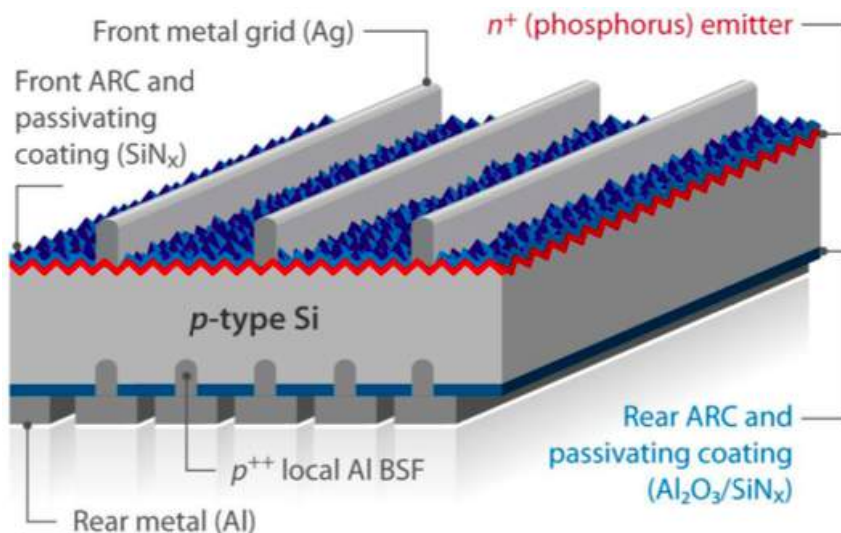


Figura 2.6: Estructura de una celda bifacial tipo PERC+: emisor n^+ , oblea de silicio tipo p , rejilla metálica frontal y aperturas posteriores para el paso de irradiancia [22].

- n-PERT (Passivated Emitter Rear Totally diffused): utiliza un sustrato de silicio tipo n , con un emisor p^+ en la parte frontal y una capa posterior n^+ . Esta configuración proporciona alta resistencia a la degradación inducida por luz (LID) y coeficientes de bifacialidad cercanos al 95 %, siendo además compatible con los procesos de fabricación industriales ya existentes.

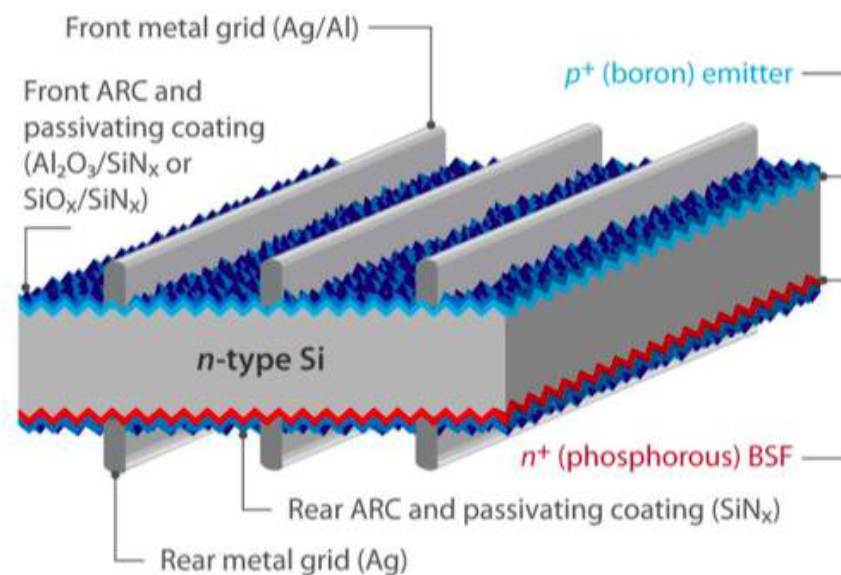


Figura 2.7: Estructura de una celda bifacial tipo n-PERT: oblea de silicio tipo n , emisor frontal p^+ , capa posterior n^+ y pasivación posterior [22].

- HJT (Heterojunction Technology): combina una base de silicio cristalino tipo n con capas delgadas de silicio amorfo hidrogenado ($a\text{-Si:H}$), que forman heterouniones en ambas caras. Esta arquitectura logra bajos niveles de recombinación superficial,

bifacialidad superior al 90 % y una excelente respuesta térmica, aunque con mayores costos de fabricación y desafíos ópticos asociados a las capas TCO.

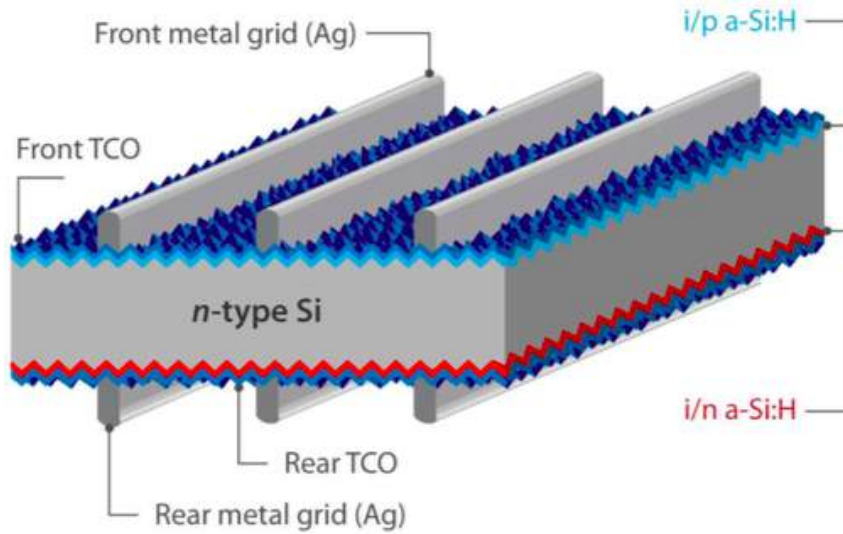


Figura 2.8: Estructura de una celda bifacial tipo HJT: base de silicio tipo n , capas delgadas de silicio amorfo (a -Si:H) en ambas caras y contactos TCO transparentes [22].

De este modo, la evolución desde las celdas monofaciales Al-BSF hasta las bifaciales de última generación refleja el esfuerzo continuo por reducir pérdidas y maximizar la captación de irradiancia, estableciendo la base tecnológica de los módulos fotovoltaicos actuales.

2.3.3. Parámetros eléctricos de la celda solar

El desempeño de una celda solar se caracteriza mediante un conjunto de parámetros eléctricos fundamentales:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): es la corriente que circula cuando los terminales de la celda se encuentran en cortocircuito. Su valor depende directamente de la irradiancia, del área de la celda y de la eficiencia cuántica externa.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): es la máxima tensión que puede entregar la celda cuando no circula corriente. Depende logarítmicamente de la irradiancia y decrece con la temperatura, lo que la convierte en un indicador sensible al comportamiento térmico del dispositivo.
- Punto de máxima potencia (MPP): corresponde al punto de la curva I - V donde el producto $I \cdot V$ es máximo. Los valores asociados son la corriente I_{mpp} y la tensión V_{mpp} .
- Factor de llenado (FF): se define como la relación entre la potencia máxima y el producto $I_{sc}V_{oc}$:

$$FF = \frac{I_{mpp}V_{mpp}}{I_{sc}V_{oc}}$$

Un FF elevado (superior al 80 %) refleja bajas pérdidas resistivas y una buena calidad de la unión p-n.

- Eficiencia de conversión (η): expresa la fracción de la potencia radiante incidente que se convierte en potencia eléctrica útil:

$$\eta = \frac{P_{max}}{G_{in}A}$$

donde G_{in} es la irradiancia incidente y A el área de la celda. Este parámetro integra el efecto combinado de I_{sc} , V_{oc} , FF y las condiciones de prueba estandarizadas.

2.4. Del dispositivo a la unidad: del semiconductor al módulo fotovoltaico

La celda solar, como dispositivo elemental, constituye la base de toda tecnología fotovoltaica. Sin embargo, para generar potencias útiles en aplicaciones prácticas, es necesario interconectar eléctricamente un conjunto de celdas y protegerlas frente a factores ambientales. De este modo surge el módulo fotovoltaico, que representa la unidad comercial básica de la generación solar [16, 18].

2.4.1. De la celda al módulo

Las celdas solares se conectan en serie para incrementar la tensión de salida y en paralelo para aumentar la corriente disponible. En la práctica, la mayoría de los módulos comerciales conectan entre 60 y 144 celdas en serie, alcanzando tensiones de circuito abierto (V_{oc}) de 30–50 V por módulo, lo cual permite su integración en arreglos de cientos de voltios en sistemas de potencia [22].

A nivel de parámetros eléctricos, las magnitudes del módulo se relacionan directamente con las de la celda:

- La tensión del módulo es aproximadamente la suma de las tensiones de cada celda.
- La corriente del módulo corresponde a la de una celda individual en la cadena.
- La potencia total se obtiene del producto de ambos factores, descontando pérdidas resistivas y de interconexión.

2.4.2. Construcción y materiales

Para garantizar su durabilidad, las celdas se encapsulan en una estructura multicapa:

- Vidrio frontal: vidrio templado de bajo contenido férrico, que ofrece protección mecánica y alta transmitancia óptica.
- Encapsulante: habitualmente etilvinilacetato (EVA) o poliolefina (POE), que asegura el acoplamiento óptico y protege frente a humedad y choques térmicos.
- Celdas solares: interconectadas mediante cintas metálicas conductoras.

- Lámina posterior (backsheet): en módulos monofaciales, generalmente polímero multicapa (PVF/PET), opaca y protectora frente a la radiación ultravioleta y la humedad.
- Vidrio posterior: en módulos bifaciales, se sustituye la lámina posterior por vidrio transparente, permitiendo la captación de irradiancia en la cara trasera.
- Marco de aluminio: otorga rigidez estructural y facilita la instalación.
- Caja de conexiones: integra los diodos de bypass que protegen frente a condiciones de sombreado parcial.

2.4.3. Aspectos eléctricos prácticos

La interconexión de celdas introduce pérdidas adicionales, tales como:

- Resistivas: por las cintas metálicas y contactos.
- Mismatch: diferencias entre celdas debidas a variaciones de fabricación, suciedad o degradación no uniforme.
- Sombreado parcial: que puede limitar la corriente de toda la serie de celdas; se mitiga mediante diodos de bypass.

2.4.4. Estructura típica de un módulo

La Figura 2.9 muestra la estructura clásica de un módulo tanto en su versión monofacial como bifacial. En el primero, la cara posterior está cubierta por un backsheet opaco; en el segundo, ambas caras están constituidas por vidrio, lo que posibilita la captación de irradiancia por la parte trasera.

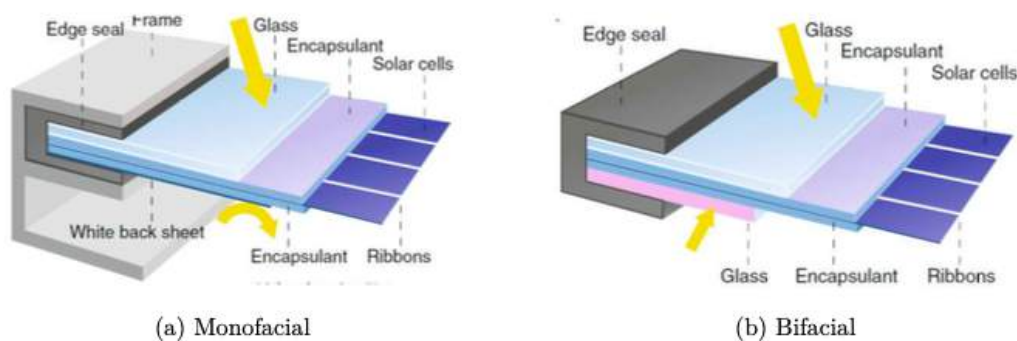


Figura 2.9: Estructura comparativa de módulos fotovoltaicos: (a) monofacial con backsheet opaco y (b) bifacial con vidrio en ambas caras [22].

Capítulo 3

Caracterización de módulos fotovoltaicos bifaciales

La degradación de los módulos fotovoltaicos es un fenómeno ampliamente reconocido en la industria, cuyo entendimiento permite optimizar materiales y procesos de fabricación para mejorar la fiabilidad y el rendimiento a largo plazo [13]. En operación, los módulos están expuestos a sollicitaciones ambientales y mecánicas que activan mecanismos concurrentes: envejecimiento del encapsulante con decoloración y pérdida de transparencia óptica que reducen la transmisión de luz y, en consecuencia, la corriente de cortocircuito; pérdida de adherencia o delaminación entre capas que compromete la disipación térmica y facilita la intrusión de humedad; fatiga térmica de interconexiones metálicas con aumento de la resistencia serie y aparición de puntos calientes; corrosión asociada al ingreso de humedad que eleva corrientes de fuga y acelera procesos como la degradación inducida por potencial; y alteraciones del semiconductor, entre ellas degradación inducida por luz y microfisuras detectables por electroluminiscencia (véase la figura 3.1 [23]).

Estos mecanismos rara vez actúan de forma aislada. La delaminación, por ejemplo, puede potenciar la intrusión de humedad y con ello la corrosión, afectando al mismo tiempo la uniformidad óptica del encapsulante y el desempeño eléctrico de las celdas. Esto se aprecia en representaciones típicas de decoloración, pérdida de unión y corrosión en interconexiones (véase figura 3.1(b), figura 3.1(c) y figura 3.1(d)). Por ello, el análisis de degradación debe complementarse con técnicas de caracterización que vinculen la manifestación física del defecto con su impacto eléctrico.

La caracterización de módulos es fundamental para evaluar el rendimiento, cuantificar pérdidas asociadas a resistencias internas y visualizar defectos a nivel de celda mediante curvas I-V y P-V, y electroluminiscencia. En este estudio se analiza cómo varían estos parámetros tras la aplicación del ensayo de ciclado térmico conforme a IEC 61215-2:2021 (MQT 11), con el propósito de relacionar los cambios eléctricos con posibles mecanismos de falla inducidos por el estrés térmico.

La inspección visual es un método inicial, rápido y de bajo costo para identificar indicios externos de degradación, mencionado y definido en la IEC 61215 [9]. Chattopadhyay et al. [13] clasificaron los defectos más comunes en módulos de silicio cristalino instalados en distintos climas de la India, entre ellos:

- **Ruptura de vidrio**, que compromete la protección mecánica y facilita la entrada de humedad (Ver figura 3.1(a)).
- **Decoloración de celdas**, asociada a cambios en el encapsulante o microfisuras (Ver figura 3.1(b)).
- **Delaminación**, separación entre encapsulante y vidrio, con riesgo de corrosión interna (Ver figura 3.1(c)).
- **Corrosión en interconexiones y contactos metálicos**, que aumenta la resistencia serie (Ver figura 3.1(d)).
- **Amarillamiento del encapsulante**, que reduce la transmisión óptica.
- **Marcas de quemado**, indicativas de puntos calientes por fallas en interconexiones.



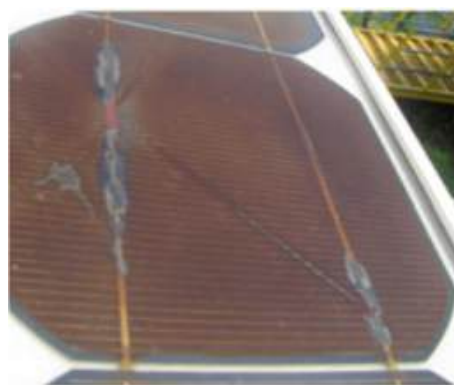
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 3.1: Defectos visuales comúnmente observados en módulos fotovoltaicos: (a) ruptura de vidrio, (b) decoloración de celdas, (c) delaminación con soporte infrarrojo y (d) corrosión en interconexiones [13].

Aunque la inspección visual permite detectar fallas evidentes y orientar acciones correctivas, no siempre refleja el daño interno ni sus causas. Por ello, se complementa con ensayos acelerados que reproducen condiciones relevantes de operación y aíslan estresores como el ciclado térmico.

El análisis estadístico indica que climas secos y cálidos presentan las mayores tasas de degradación de potencia, seguidos por climas húmedos, mientras que zonas templadas o frías exhiben menores tasas. Defectos como corrosión o delaminación impactan directamente el rendimiento, mientras que el amarillamiento lo afecta de forma más gradual. Golive et al. [24] reportaron que módulos con menos de cuatro años de operación muestran tasas de degradación anual superiores a las de módulos con más de ocho años, atribuibles a degradación inducida por luz y procesos de estabilización durante los primeros meses de exposición, además de factores climáticos y de fabricación. Con el tiempo, las tasas tienden a estabilizarse en valores menores.

El capítulo se organiza en la sección de caracterización eléctrica, caracterización mediante electroluminiscencia y el ensayo de ciclado térmico, para contrastar el estado pre y post ensayo y vincular las observaciones con el desempeño eléctrico.

3.1. Características eléctricas de módulos fotovoltaicos

La caracterización eléctrica es esencial para evaluar el rendimiento de un módulo fotovoltaico y diagnosticar pérdidas por defectos o degradación. Entre las técnicas más usadas, la curva I-V permite derivar parámetros clave, como la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto, la potencia máxima y el *fill factor*, que reflejan eficiencia de conversión y estado funcional.

3.1.1. Curva Corriente–Voltaje

La curva I-V describe la relación entre corriente y tensión del módulo para una irradiancia y temperatura dadas. Identifica como extremos la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto, y ubica el punto de máxima potencia en el “codo”, desde el cual se proyectan su tensión y su corriente. Su forma depende de la tecnología y la condición del módulo: aumentos de la resistencia serie aplanan el codo y reducen la tensión del punto de máxima potencia; pérdidas en la resistencia en derivación incrementan la pendiente cerca de la corriente de cortocircuito y reducen la corriente del punto de máxima potencia [16].

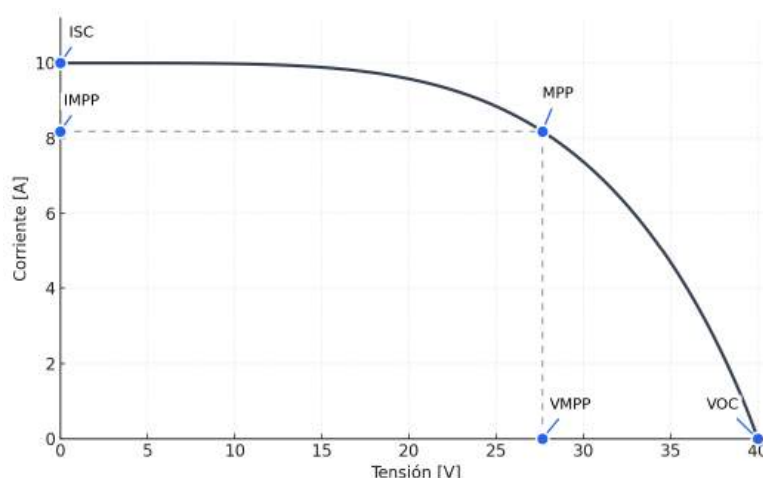


Figura 3.2: Curva I-V de un módulo fotovoltaico en condición sana.

A partir del mismo trazado se obtiene la curva P–V multiplicando corriente por tensión. Esta representación permite ubicar de forma directa la potencia máxima y leer su tensión característica; además, hace evidente cualquier reducción de potencia o desplazamiento del punto operativo cuando se comparan estados de referencia y posteriores a un ensayo.

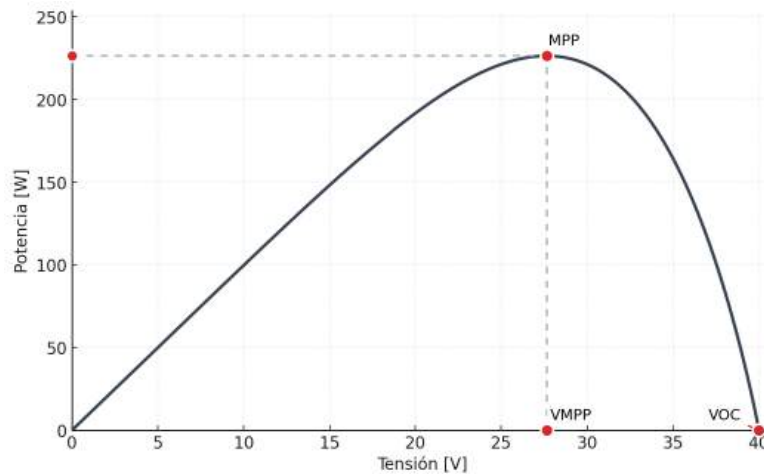


Figura 3.3: Curva P–V de un módulo fotovoltaico en condición sana.

3.1.2. Anomalías en curvas Corriente–Voltaje

Además de determinar parámetros eléctricos clave, el análisis de la curva I–V permite identificar patrones anómalos que actúan como indicadores tempranos de fallas o degradaciones en módulos fotovoltaicos. La norma IEC 62446-1:2016+A1:2018 [25], aunque ya actualizada por versiones posteriores, constituye una referencia útil para clasificar e interpretar estas anomalías en el contexto de inspecciones en campo y diagnósticos de mantenimiento.

La forma de una curva I–V sana presenta tres partes bien definidas:

- Una **pierna horizontal**, con una pendiente negativa suave, que se extiende desde el punto de cortocircuito hasta la rodilla de la curva.
- Una **pierna vertical**, con pendiente pronunciada, que va desde el punto de tensión en máxima potencia hasta la tensión de circuito abierto.
- Una **rodilla** o zona de transición, que conecta las dos regiones anteriores.

En condiciones normales, estas secciones mantienen la forma de una curva sana como la presentada en [3.2], y la forma de la rodilla depende de la tecnología de celda y del fabricante: las celdas de silicio cristalino presentan rodillas más agudas, mientras que las tecnologías de película delgada muestran transiciones más redondeadas [25].

La norma IEC 62446-1 clasifica seis variaciones principales de forma en curvas I–V que pueden aparecer individualmente o combinadas. En la Figura [3.4] se señalan: (1) Escalones o Hendiduras, (2) Curva con baja corriente, (3) Curva con baja tensión, (4) Rodilla redondeada, (5) Pendiente reducida en pierna vertical y (6) Mayor pendiente en pierna horizontal. Las cuales se detallan en la siguiente lista.

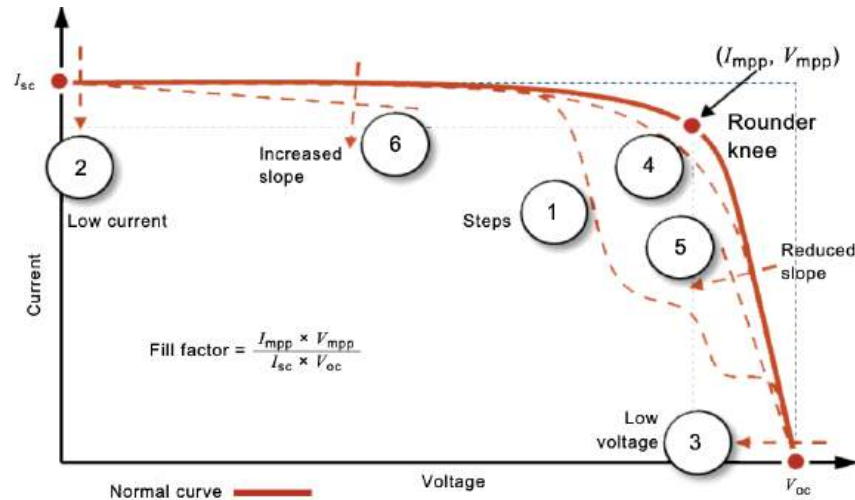


Figura 3.4: Variaciones típicas en curvas I-V según la IEC 62446-1 [25].

1. Escalones o hendiduras (*Steps or notches*). Se producen cuando los diodos de derivación (*bypass*) se activan debido a sombreado parcial, suciedad localizada o fallas en una celda o módulo. Esto provoca que parte de la corriente se redirija, generando un escalón en la curva. También puede deberse a celdas dañadas o diodos de derivación en cortocircuito. (Ver figura 3.4).

2. Curva con baja corriente (*Low current*). La corriente medida es inferior a la nominal de cortocircuito, causada por suciedad uniforme, sombreado generalizado, degradación del módulo o errores en la calibración de mediciones de irradiancia. También puede deberse a errores en la configuración del número de cadenas en paralelo o a datos erróneos del módulo. (Ver figura 3.4).

3. Curva con baja tensión (*Low voltage*). La tensión máxima medida es inferior a la esperada. Entre las causas están la presencia de cortocircuitos parciales, defectos en módulos del *string*, degradación inducida por potencial (PID) o sombreado significativo en todo el arreglo. También se asocia a errores en la medición de temperatura o configuraciones incorrectas del número de módulos en serie. (Ver figura 3.4).

4. Rodilla redondeada (*Rounder knee*). Un redondeo excesivo de la rodilla puede indicar envejecimiento del módulo, cambios en las pendientes horizontal y vertical, o defectos que afectan la uniformidad del voltaje de las celdas. Puede producir un efecto visual similar a una menor pendiente en la pierna vertical. (Ver figura 3.4).

5. Pendiente reducida en pierna vertical (*Shallower slope in vertical leg*). Se manifiesta como un tramo más inclinado entre el V_{mpp} y el V_{oc} , asociado a un incremento de la resistencia serie. Puede ser causado por corrosión o degradación en interconexiones, fallas en soldaduras, conexiones defectuosas o errores de fabricación. La termografía infrarroja es útil para localizar estas fallas. (Ver figura 3.4).

6. Mayor pendiente en pierna horizontal (*Steeper slope in horizontal leg*). Indica una corriente *shunt* que provoca desviaciones en la parte superior de la curva, asociadas a defectos localizados en celdas o interconexiones. También puede deberse a diferencias de corriente de cortocircuito entre módulos por *mismatch*, sombreado puntual o suciedad parcial. Las corrientes *shunt* localizadas generan puntos calientes detectables con termografía (Ver figura 3.4).

3.1.3. Normas internacionales

3.1.3.a. Norma IEC TS 60904-1-2

La caracterización de módulos bifaciales requiere considerar no solo la radiación incidente en la cara frontal, sino también la captada por la cara posterior. Para ello, la IEC TS 60904-1-2:2019 define los procedimientos de medida y reporte de parámetros eléctricos en dispositivos bifaciales, asegurando resultados trazables y comparables entre laboratorios [26].

Coefficiente de Bifacialidad

La norma establece el concepto de bifacialidad (ϕ) como la relación entre la respuesta eléctrica de la cara posterior respecto de la frontal, bajo condiciones de irradiancia equivalentes. Se puede calcular para distintos parámetros eléctricos:

$$\phi_{Isc} = \frac{I_{sc, rear}}{I_{sc, front}}, \quad \phi_{Voc} = \frac{V_{oc, rear}}{V_{oc, front}}, \quad \phi_{Pmax} = \frac{P_{max, rear}}{P_{max, front}}$$

Estos coeficientes permiten comparar tecnologías bifaciales en términos de su simetría eléctrica. Valores de ϕ cercanos al 100 % indican un comportamiento casi idéntico entre ambas caras, como en celdas HJT o n-PERT, mientras que en celdas PERC bifaciales suelen encontrarse en el rango 70–90 % [8].

Factor de ganancia bifacial (BiFi)

La norma también define el factor de ganancia bifacial, conocido como “BiFi”, el cual cuantifica la ganancia de potencia adicional atribuible a la irradiancia captada en la cara trasera bajo condiciones de instalación reales. Este factor depende tanto de la bifacialidad intrínseca del dispositivo como del entorno de operación (albedo del suelo, altura de montaje, separación entre filas, etc.).

Para su determinación, se mide la variación de P_{max} en función de la irradiancia trasera y se interpolan valores de referencia denominados $P_{max, BiFi100}$ y $P_{max, BiFi200}$, correspondientes a irradiancias traseras de 100 y 200 W/m², respectivamente. Estos valores permiten normalizar resultados y compararlos entre laboratorios.

En el contexto de esta memoria, no se realizó la medición diferenciada de BiFi, ya que el enfoque experimental se centró en la caracterización de curvas I–V bajo condiciones STC y variaciones controladas de temperatura e irradiancia según IEC 61215-2:2021 [10]. Sin embargo, se incluye su definición como referencia normativa para comprender cómo debería evaluarse el aporte bifacial en estudios específicos de desempeño energético.

De este modo, la norma asegura la trazabilidad y comparabilidad internacional de resultados en módulos bifaciales. Aunque en esta memoria no se reportan parámetros como BiFi100/200, la IEC TS 60904-1-2 constituye el marco metodológico de referencia para caracterizar adecuadamente la contribución de la cara trasera y contextualizar las mediciones realizadas bajo condiciones STC.

Una vez definidos los procedimientos de medida para módulos bifaciales, resulta necesario considerar también los requisitos normativos relativos a las condiciones de iluminación en las que se realizan dichas pruebas. En particular, la norma IEC 60904-9:2020 [27] establece las especificaciones técnicas de los simuladores solares utilizados en la caracterización de dispositivos fotovoltaicos, definiendo clases de exactitud y criterios de validez que garantizan la reproducibilidad y comparabilidad de los resultados. Esta norma se aborda en detalle en la Sección 3.1.3.b.

3.1.3.b. Norma IEC 60904-9:2020

La norma IEC 60904-9:2020 establece los requisitos técnicos para la clasificación de los simuladores solares empleados en la caracterización de dispositivos fotovoltaicos, incluidos módulos bifaciales. Estos equipos reproducen de manera controlada condiciones de irradiancia equivalentes a la radiación solar, asegurando así la reproducibilidad y comparabilidad de las mediciones eléctricas [27].

La clasificación de los simuladores se realiza en función de tres parámetros principales:

- **Correspondencia espectral (A+, A, B, C):** compara el espectro del simulador con el espectro de referencia AM1.5G (IEC 60904-3 [19]). En la edición 2020 se distingue entre un rango restringido (400-1100nm) y un rango extendido (300-1200nm), introduciéndose la categoría A+ cuando la desviación por intervalo espectral se encuentra entre 0.875 y 1.125.
- **Uniformidad espacial de la irradiancia (A+, A, B, C):** evalúa la homogeneidad de la distribución de luz en el plano de prueba. Clase A requiere una variación $\leq \pm 2\%$, mientras que A+ exige $\leq \pm 1\%$.
- **Estabilidad temporal de la irradiancia (A+, A, B, C):** cuantifica la variación de la irradiancia durante la adquisición de la curva I-V (inestabilidad a corto y largo plazo). Clase A exige variaciones $\leq \pm 2\%$, y clase A+ $\leq \pm 0,25\%$ (corto plazo) y $\leq \pm 1\%$ (largo plazo).

Cada simulador recibe una designación compuesta, por ejemplo AAA, que indica la clase alcanzada en espectro, uniformidad y estabilidad. La norma además define parámetros complementarios como cobertura espectral (SPC) y desviación espectral (SPD), los cuales permiten evaluar la robustez espectral del simulador frente a errores de desajuste [27].

Aunque tradicionalmente las pruebas se enfocan en la cara frontal de los módulos, la IEC 60904-9:2020 reconoce la necesidad de desarrollar configuraciones que permitan irradiar y medir de forma controlada la contribución bifacial, aspecto relevante para la caracterización de módulos de nueva generación.

En el contexto de esta memoria, la aplicación de la IEC 60904-9:2020 [27] asegura que las curvas I-V obtenidas tras el ciclado térmico se midieron con un simulador solar clase A en espectro, uniformidad y estabilidad, garantizando la validez y comparabilidad de los resultados con estudios previos en la literatura.

3.1.4. Impacto de las variables ambientales

La temperatura y la irradiancia son los factores ambientales más influyentes en el rendimiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos. En condiciones de operación reales, el incremento de temperatura en las celdas provoca cambios directos en los parámetros eléctricos fundamentales, lo que repercute en la potencia entregada y en la eficiencia global del dispositivo. Por esta razón, la evaluación del comportamiento térmico de un módulo es un aspecto esencial en los protocolos de caracterización y en los ensayos de confiabilidad como el ciclado térmico (TCT).

De acuerdo con la norma IEC 60891:2021 [28], los efectos de la temperatura se cuantifican a través de los coeficientes de temperatura (TCs), que permiten normalizar las mediciones a 25 °C y establecer comparaciones bajo condiciones estándar. Los TCs más utilizados son:

- α : coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito.
- β : coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto.
- δ : coeficiente de temperatura de la potencia máxima.

Dichos coeficientes suelen expresarse en %/°C o W/°C y son determinados experimentalmente bajo variaciones controladas de temperatura. La norma IEC 61215-2:2021 considera estas variaciones como indicadores críticos de confiabilidad. En el contexto del ensayo de ciclado térmico, el estrés producido por ciclos extremos puede modificar estos coeficientes, alterando el comportamiento esperado del módulo y acelerando su envejecimiento.

La Figura 3.5 muestra cómo se modifican las curvas I-V del módulo fotovoltaico ante distintos niveles de temperatura, mientras que la Figura 3.6 resume gráficamente la variación porcentual de los parámetros eléctricos principales en función de la temperatura.

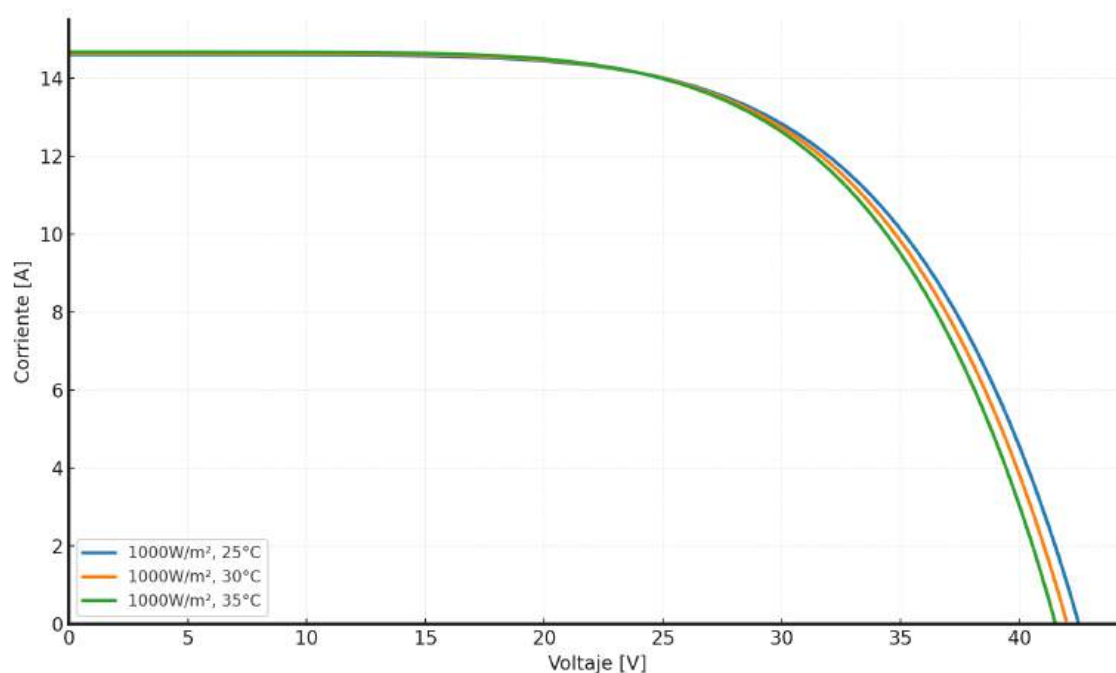


Figura 3.5: Influencia de la temperatura en la curva I-V de un módulo fotovoltaico.

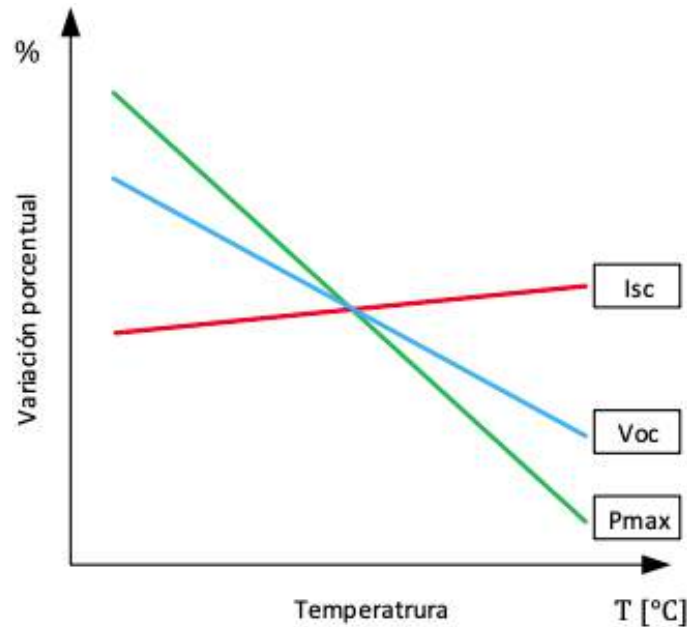


Figura 3.6: Variación porcentual de I_{sc} , V_{oc} y P_{max} en función de la temperatura. Adaptado de [21].

En términos generales, un aumento de temperatura conlleva una disminución de V_{oc} y de P_{max} , mientras que el I_{sc} tiende a aumentar levemente. Este comportamiento se explica porque la elevación térmica reduce la energía de banda prohibida efectiva del semiconductor, lo que incrementa la generación de pares electrón-hueco pero, al mismo tiempo, favorece los procesos de recombinación y disminuye la tensión interna del dispositivo.

Wang (2019) [29] evaluó módulos bifaciales bajo distintas condiciones y confirmó que los incrementos de temperatura reducen de manera significativa el V_{oc} , mientras que el I_{sc} se incrementa ligeramente debido a la mayor generación de portadores. Asimismo, observaron que la pérdida relativa de potencia se hace más pronunciada en módulos bifaciales operando en condiciones de elevada irradiancia y temperatura, lo que refuerza la necesidad de estimar correctamente los TCs en este tipo de tecnologías.

Resultados similares fueron reportados por Amiry. (2016) [30], quien comparó el desempeño de una celda solar iluminada directamente por el sol y mediante lámparas halógenas. Sus mediciones evidenciaron que la temperatura elevada disminuye el V_{oc} y la eficiencia de conversión, mientras que el I_{sc} se incrementa, confirmando el efecto combinado de la reducción del bandgap y el aumento de recombinación a altas temperaturas.

Además de la temperatura, la irradiancia condiciona el nivel de corriente disponible y la forma de las curvas. Al aumentar la irradiancia, la corriente crece de manera casi proporcional y la potencia entregada se eleva; la tensión varía con menor sensibilidad en condiciones de temperatura fija. En operación real, sin embargo, un mayor nivel de irradiancia suele elevar la temperatura de las celdas, lo que puede compensar parcialmente el aumento de tensión y moderar la ganancia de potencia. A irradiancias bajas se observa una caída del factor de llenado por la mayor influencia relativa de pérdidas resistivas y de recombinación, lo que desplaza el punto de máxima potencia; a irradiancias altas pueden aparecer también limitaciones por resistencia serie que aplanan el codo de la I-V. La

respuesta depende además del espectro y del ángulo de incidencia, por lo que la IEC 60891 [28] contempla correcciones para normalizar las mediciones a 1000 W/m^2 . En módulos bifaciales debe considerarse la contribución de la cara trasera y, cuando la irradiancia es no uniforme (sombra parcial, reflejos), pueden presentarse escalones en la I-V por activación de diodos de derivación.

En el contexto de esta memoria, el análisis de estos parámetros antes y después del ensayo térmico permite no solo detectar pérdidas absolutas de potencia, sino también inferir si ha habido un cambio en la sensibilidad térmica del módulo, lo que podría comprometer su desempeño en ambientes con alta oscilación térmica y afectar su fiabilidad a largo plazo.

La determinación de los coeficientes de temperatura requiere mediciones sistemáticas del módulo bajo condiciones controladas. La norma IEC 60891:2021 [28] establece que la medición de temperatura debe realizarse en al menos cuatro posiciones distintas de la parte posterior del módulo, asegurando que cada sensor se ubique justo detrás de una celda activa [28]. La Figura 3.7 ilustra la disposición recomendada de los sensores de temperatura.

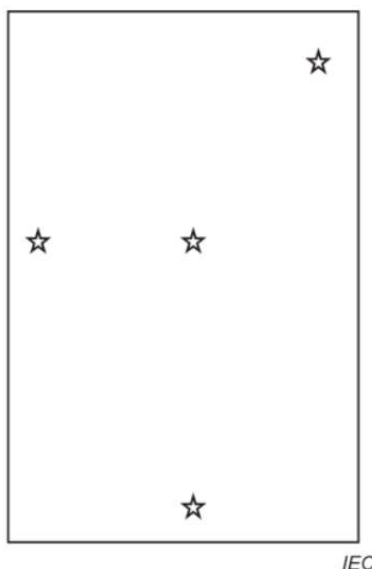


Figura 3.7: Posición sugerida de los sensores de temperatura en un módulo fotovoltaico. Fuente: adaptado de IEC 60891:2021 [28].

El procedimiento consiste en los siguientes pasos:

1. **Estabilización térmica:** calentar o enfriar el módulo hasta alcanzar la temperatura de interés, asegurando una tolerancia de $\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$. La uniformidad debe verificarse mediante las lecturas de los cuatro sensores.
2. **Medición eléctrica:** registrar las curvas I-V completas del dispositivo y extraer los valores de I_{sc} , V_{oc} y P_{max} .
3. **Variación de temperatura:** repetir el procedimiento en intervalos de aproximadamente $5 \text{ }^\circ\text{C}$, abarcando un rango típico entre $15 \text{ }^\circ\text{C}$ y $75 \text{ }^\circ\text{C}$.

4. **Ajuste lineal:** realizar una regresión lineal de los parámetros eléctricos en función de la temperatura. La pendiente de la recta obtenida corresponde al TC del parámetro en cuestión.

En el caso de módulos bifaciales, la IEC TS 60904-1-2:2019 [26] especifica que las mediciones pueden realizarse bajo iluminación simple o iluminación doble. Bajo iluminación simple, se debe garantizar que la cara posterior no reciba irradiancia significativa ($\leq 3 \text{ W/m}^2$). En iluminación doble, en cambio, se aplica irradiancia tanto a la cara frontal como a la posterior, lo que permite obtener una caracterización más representativa del comportamiento real en operación [26].

Cuando el dispositivo presenta una respuesta no lineal frente a la temperatura (por ejemplo, en celdas HJT o de película delgada), la norma recomienda calcular los TCs relativos para un rango acotado de operación, indicando explícitamente el intervalo de validez. Estos coeficientes relativos, expresados en $\%/^{\circ}\text{C}$, permiten corregir mediciones sin necesidad de asumir una dependencia estrictamente lineal.

En resumen, la correcta determinación de los TCs y TCs relativos permite disponer de un marco comparativo robusto para evaluar si el ciclado térmico (TCT) induce variaciones en la sensibilidad térmica de los módulos, más allá de la pérdida absoluta de potencia.

3.2. Caracterización mediante electroluminiscencia

La electroluminiscencia (EL) es una técnica óptica no destructiva empleada para evaluar el estado estructural y eléctrico de módulos fotovoltaicos. A diferencia de la inspección visual, que permite identificar defectos externos como delaminación o corrosión, la EL revela directamente fallas internas a nivel de celda, tales como microfisuras, pérdidas de continuidad eléctrica o zonas con recombinación localizada, las cuales pueden pasar desapercibidas en pruebas convencionales de curvas I-V.

3.2.1. Fundamento físico de la electroluminiscencia

El principio de la EL se basa en la recombinación radiativa de portadores de carga. Al aplicar una corriente directa al módulo, se inyectan electrones y huecos en la unión p-n, liberándose fotones cuya energía está próxima al *bandgap* del semiconductor. En celdas de silicio, esta emisión ocurre en el rango del infrarrojo cercano (aprox. 900–1300 nm), por lo que se requieren cámaras equipadas con sensores CCD o CMOS sensibles a esas longitudes de onda.

La intensidad y distribución espacial de la señal de EL dependen de factores como la calidad cristalina del material, la homogeneidad del dopado y la continuidad de las interconexiones. Regiones oscuras o con baja emisión suelen asociarse a recombinación no radiativa, fisuras o pérdida de contacto eléctrico.

3.2.2. Relevancia en el diagnóstico de fallas

La interpretación de imágenes de electroluminiscencia se ha consolidado como una herramienta esencial para el diagnóstico de módulos en servicio y en ensayos de fiabilidad. Braid et al. [12] establecieron correlaciones entre la intensidad de emisión en imágenes EL y

las curvas I–V, mostrando que defectos como microfisuras o corrosión reducen directamente la potencia máxima alcanzada. Asimismo, Dubey et al. [31] propusieron una clasificación de las microfisuras según su impacto eléctrico:

- **Modo A:** sin impacto significativo en la potencia.
- **Modo B:** pérdida parcial de continuidad eléctrica.
- **Modo C:** pérdida severa de continuidad, con reducción considerable de potencia.

En el contexto del ensayo de ciclado térmico (MQT 11, IEC 61215-2:2021), la electroluminiscencia resulta especialmente útil, ya que permite detectar defectos inducidos por esfuerzos mecánicos y térmicos repetidos, como la propagación de microfisuras o la fatiga de interconexiones, que no siempre se manifiestan en inspecciones visuales ni en mediciones eléctricas iniciales.

3.2.3. Normas internacionales

La IEC TS 60904-13:2018 [11] establece el marco para mediciones de electroluminiscencia en módulos fotovoltaicos, incluidos bifaciales, definiendo equipos, condiciones de captura y criterios de comparabilidad. La detección se realiza con cámaras CCD o CMOS sensibles al infrarrojo cercano, manteniendo el eje óptico lo más perpendicular posible al módulo y seleccionando tiempos de exposición que maximicen la relación señal/ruido. Las ópticas no deben incorporar filtros que bloqueen el espectro IR; se emplean desde teleobjetivos para distancias largas hasta gran angulares cuando se requiere abarcar el módulo completo. De manera opcional se usan filtros de paso alto para suprimir longitudes de onda no deseadas; en silicio cristalino se recomiendan cortes a partir de 850–950 nm.

Las mediciones se ejecutan en entorno oscuro y controlado, minimizando reflexiones mediante cajas de luz, cortinas opacas o recintos pintados de negro. La excitación se realiza con una fuente capaz de entregar al menos la corriente de cortocircuito y, cuando sea necesario, tensiones superiores a la de circuito abierto; se recomienda conexión a cuatro hilos para evitar caídas de tensión en cables. La manipulación debe ser cuidadosa y con conectores aislados, ya que, aunque el ensayo no implica riesgos eléctricos significativos, es necesario prevenir daños al módulo. Los parámetros de la cámara (apertura, ISO y exposición) se mantienen constantes a lo largo de la campaña para asegurar comparabilidad entre imágenes.

Para el setup de captura, los módulos se disponen en superficie plana y estable; en módulos bifaciales pueden tomarse imágenes por ambas caras. Se recomienda registrar, como mínimo, tres capturas por módulo: una con corriente igual a la corriente de cortocircuito, una con el 10 % de dicha corriente y una sin corriente como referencia.

3.2.4. Descripción de defectos observables con electroluminiscencia

La IEC TS 60904-13:2018 [11] reúne defectos que pueden identificarse en imágenes de electroluminiscencia y que, según su extensión y contraste, impactan de forma distinta el desempeño eléctrico. Entre los más relevantes se encuentran las grietas en celdas, los defectos en contactos metálicos, la reducción del tiempo de vida de portadores por impurezas o

daños del material, las uniones mal formadas durante el procesamiento, la contaminación de obleas o celdas, la degradación inducida por potencial y las deficiencias en las soldaduras de interconexión. A continuación, se presentan ejemplos visuales de cada caso.

Las grietas en celdas se clasifican en tres modos. El tipo A corresponde a microgrietas lineales que no eliminan área activa y no generan pérdidas significativas de potencia. El tipo B delimita regiones parcialmente desconectadas que muestran alto contraste bajo corriente de cortocircuito y bajo contraste con el diez por ciento de esa corriente. El tipo C aísla eléctricamente regiones completas, visibles como áreas oscuras tanto con corriente de cortocircuito como con el diez por ciento de dicha corriente, y se asocia a pérdidas severas y riesgo de puntos calientes (véase la figura 3.8(a)). Durante la fabricación, uniones mal formadas o desalineadas pueden dejar áreas inactivas que se mantienen como manchas oscuras a lo largo de la vida del módulo. Estas “obleas adheridas” o uniones defectuosas son estables en el tiempo y facilitan el diagnóstico del origen fabril del problema (véase la figura 3.8(b)). La degradación inducida por potencial se presenta como oscurecimiento generalizado bajo el diez por ciento de la corriente de cortocircuito debido a corrientes de fuga y efectos de polarización, con impacto directo en la potencia entregada (véase la figura 3.8(c)).

La ausencia, ruptura o delaminación de los dedos de metalización provoca pérdidas de eficiencia y puede acelerar la degradación del módulo. En electroluminiscencia estas fallas se manifiestan como trazos interrumpidos o zonas de baja emisión asociadas a resistencia serie elevada (véase la figura 3.8(d)). Regiones con alta concentración de impurezas o defectos cristalinos reducen el tiempo de vida de los portadores minoritarios y aparecen como áreas oscuras persistentes en las imágenes. Este patrón permite distinguir limitaciones del material de origen respecto de daños inducidos en servicio (véase la figura 3.8(e)). La contaminación de obleas o de celdas por manejo o materiales de producción suele evidenciarse como patrones oscuros sistemáticos que se repiten en varias celdas consecutivas, diferenciándose de daños puntuales por su distribución espacial (véase la figura 3.8(f)).

Defectos en interconexiones o soldaduras de las cintas elevan la resistencia serie y se traducen en zonas de baja luminiscencia y riesgo de fallas eléctricas, que pueden correlacionarse con caídas en el factor de llenado y en la potencia máxima (véase la figura 3.8(g)). La interacción del fundente de soldadura con la metalización de los dedos y la interfaz silicio-metal puede ser indicativa de procesos de soldadura por debajo del estándar; conduce a mayor resistencia serie, favorece puntos calientes y acelera la degradación y la falla del módulo, con una progresión que se incrementa en condiciones de humedad elevada (véase la figura 3.8(h)). Por último, se observan fisuras de celda que causan aislamiento de regiones activas; este caso es más severo cuando no existen trayectorias alternativas de corriente en el circuito de la celda dentro del módulo y puede derivar en puntos calientes (véase la figura 3.8(i)).

A continuación se presenta la figura 3.8, que agrupa y muestra una selección de nueve defectos comunes observables mediante electroluminiscencia.

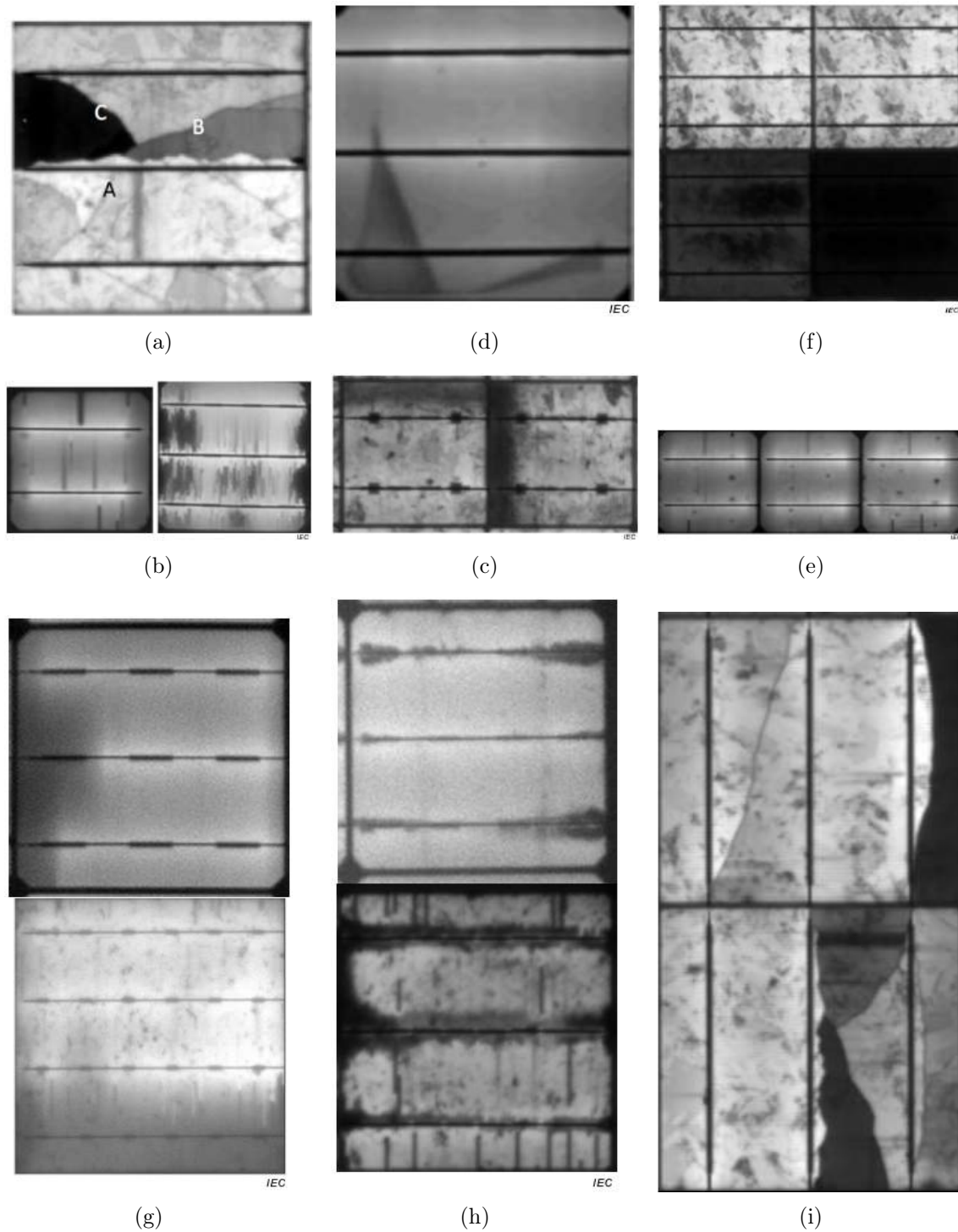


Figura 3.8: Defectos observables mediante electroluminiscencia: (a) modos de grieta A-C; (d) uniones mal formadas durante el procesamiento; (f) degradación inducida por potencial; (b) defectos en contactos metálicos; (c) reducción del tiempo de vida de portadores; (e) contaminación de obleas o celdas; (g) soldaduras de interconexión deficientes; (h) interacción del fundente de soldadura con la metalización de los dedos y la interfaz silicio-metal; (i) grietas con aislamiento de regiones activas [11].

3.3. Ensayo de Ciclado Térmico

El ciclado térmico es un ensayo de fiabilidad que reproduce en laboratorio los gradientes y rangos de temperatura a los que se expone un módulo durante su operación diaria y estacional. Al someter repetidamente el conjunto vidrio, encapsulante, celdas e interconexiones a variaciones controladas de temperatura, se aceleran fenómenos de fatiga y dilatación diferencial que permiten revelar fallas latentes no siempre visibles en inspección visual. Esta sección presenta el marco normativo aplicable y el procedimiento utilizado, y vincula dichos requerimientos con la caracterización eléctrica mediante curvas I-V y con la electroluminiscencia, a fin de relacionar los cambios observados antes y después del ensayo con posibles mecanismos de degradación térmica en módulos bifaciales a escala real.

3.3.1. Normas Internacionales

La norma IEC 61215-2:2021 [10] forma parte del conjunto de estándares elaborados por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) que establecen métodos de ensayo estandarizados para la calificación del diseño de módulos fotovoltaicos destinados a aplicaciones terrestres. Su propósito es garantizar que los módulos soporten condiciones ambientales reales a lo largo de su vida útil, manteniendo niveles aceptables de seguridad, fiabilidad y desempeño eléctrico. Esta norma es ampliamente adoptada por la industria y constituye un requisito habitual para certificación técnica, conexión a red o financiamiento de proyectos solares. La serie IEC 61215 se divide en partes que cubren requisitos generales y procedimientos específicos de ensayo. En particular:

- IEC 61215-1: establece requisitos generales para módulos fotovoltaicos terrestres, aplicables a diversas tecnologías (silicio cristalino, capa delgada, etc.), incluyendo criterios de aceptación, condiciones de funcionamiento normal y documentación del fabricante [32].
- IEC 61215-2: define los procedimientos detallados de ensayo para verificar la durabilidad y fiabilidad del diseño frente a efectos climáticos, mecánicos y eléctricos. Cada procedimiento se identifica mediante una clave MQT (*Module Quality Test*), como MQT 01 (inspección visual) o MQT 11 (ciclado térmico), entre otros [10].

En conjunto, la norma busca replicar en laboratorio los principales estreses a los que se ven expuestos los módulos durante años de operación. Estos ensayos permiten identificar fallas prematuras y comparar de forma objetiva la calidad de distintos productos.

3.3.2. Procedimiento MQT 11 y condiciones de ensayo

Dentro de la IEC 61215-2:2021, el ensayo de ciclado térmico (MQT 11) evalúa la fiabilidad estructural del módulo al reproducir variaciones térmicas que inducen esfuerzos mecánicos repetidos en los materiales internos. Su objetivo es identificar fallas asociadas a la fatiga térmica, como microfisuras en celdas, delaminaciones del encapsulante, rupturas en interconexiones y degradaciones del aislamiento, que pueden impactar el desempeño eléctrico a largo plazo aun cuando no sean visibles inicialmente.

Durante el ensayo, los módulos se someten a 200 ciclos térmicos entre -40°C y $+85^{\circ}\text{C}$. Cada ciclo contempla al menos 10 minutos en los extremos para asegurar estabilización, y

las rampas de temperatura no deben superar $100\text{ }^{\circ}\text{C/h}$. El perfil térmico es simétrico, con tiempos equivalentes de calentamiento y enfriamiento.

Además, la norma establece la aplicación de una corriente continua ajustada según la etapa del ciclo:

- En la fase de calentamiento (por encima de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$), se aplica una corriente cercana al punto de máxima potencia (I_{mpp}).
- En los extremos ($< -40\text{ }^{\circ}\text{C}$ o $> +85\text{ }^{\circ}\text{C}$), la corriente se reduce a menos del 1 % de I_{mpp} para evitar condiciones eléctricas irreales.

La figura 3.9 ilustra el perfil térmico y la corriente aplicada durante un ciclo completo del ensayo, conforme a la IEC 61215-2:2021.

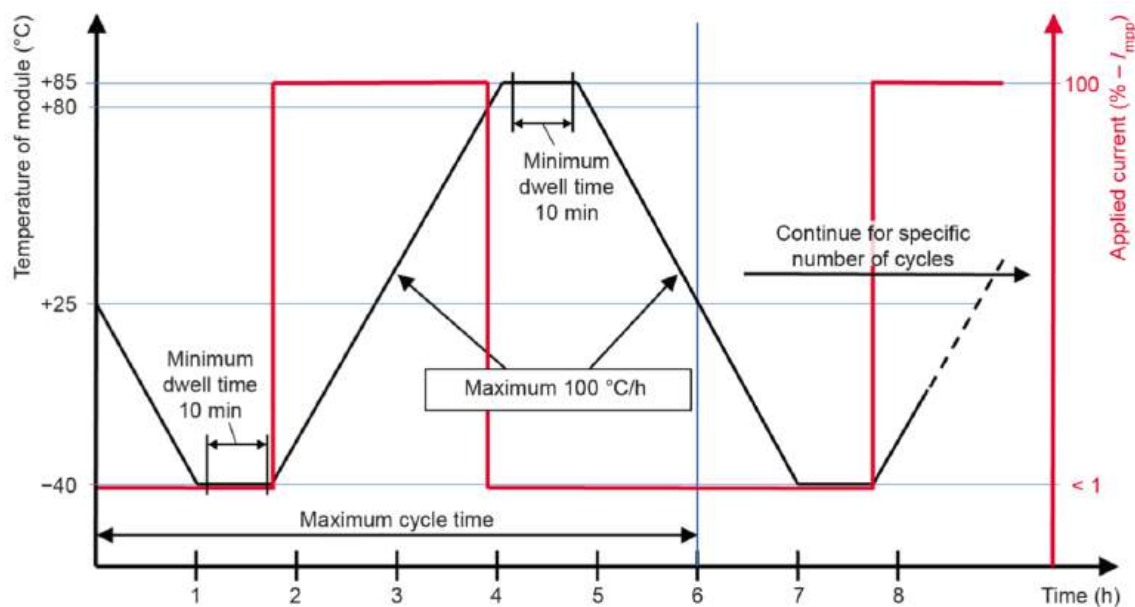


Figura 3.9: Perfil de temperatura y corriente aplicada para el ensayo de ciclado térmico (MQT 11) [10].

Este procedimiento permite detectar defectos estructurales que no siempre se evidencian mediante inspección visual pero que comprometen la capacidad de generación en el largo plazo. Delaminaciones, pérdida de adherencia, daños en el encapsulante o fisuras en las celdas pueden tener consecuencias críticas sobre el desempeño eléctrico. Por ello, el MQT 11 es clave para validar diseños y estimar su fiabilidad bajo condiciones de operación realistas.

En este estudio, el MQT 11 constituye el eje del análisis experimental. Al aplicar este protocolo a módulos bifaciales a escala real, se busca inducir de forma controlada procesos de degradación térmica que luego se caracterizan mediante curvas I-V y electroluminiscencia para evaluar su impacto funcional.

3.3.3. Relación entre degradación térmica y respuesta eléctrica

El ensayo de ciclado térmico induce, de manera acelerada, mecanismos de degradación que podrían manifestarse durante años de operación. Para que esta degradación tenga relevancia práctica, es fundamental correlacionarla con cambios observables en el comportamiento eléctrico del módulo.

Durante los ciclos, el silicio, el encapsulante, las cintas metálicas y los electrodos sufren dilataciones y contracciones diferenciales que pueden generar microfisuras en las celdas, pérdida de adherencia entre capas (delaminación) y rupturas en interconexiones. Aunque muchas de estas fallas no son visibles externamente, impactan la respuesta eléctrica del módulo.

Entre los efectos más comunes se encuentran:

- Reducción de I_{sc} : por pérdida de área activa debido a microfisuras o desconexiones parciales.
- Disminución de V_{oc} : asociada a corrientes de fuga internas, humedad o pérdida de pasivación superficial.
- Caída de P_{max} : resultado de defectos estructurales, aumentos de resistencias internas o sombras internas.
- Reducción del *fill factor*: reflejo de aumentos en la resistencia serie o pérdida de capacidad de conducción.

Estas variaciones pueden cuantificarse mediante curvas I-V en condiciones estandarizadas, comparando el desempeño antes y después del ensayo. No obstante, dado que fallas internas incipientes pueden no alterar significativamente los parámetros eléctricos, se complementa con técnicas de diagnóstico más sensibles. En este estudio se emplea la electroluminiscencia como herramienta no destructiva para identificar microfisuras, desconexiones y defectos ocultos a nivel de celda. La comparación de imágenes EL antes y después del MQT 11 permite revelar zonas afectadas que podrían anticipar pérdidas futuras de rendimiento.

3.3.4. Protocolo de referencia: Secuencia D de la norma IEC 61215

Para contextualizar el trabajo, a continuación se presenta la estructura de la Secuencia D definida en la IEC 61215-1:2021 [9]. Esta secuencia consiste exclusivamente en el ensayo de ciclado térmico con 200 ciclos, sin incluir pruebas mecánicas o de humedad adicionales como en la Secuencia C.

Antes de ejecutar el MQT 11, la norma establece pruebas preliminares para fijar una línea base del módulo, verificar su estado inicial y facilitar la comparación posterior.

La figura 3.10 resume visualmente la Secuencia D y destaca la lógica de aplicación de cada ensayo normativo y su objetivo específico.

Estado inicial

- MQT 01 – Inspección visual: Evaluación bajo buena iluminación para detectar grietas, burbujas, delaminaciones o defectos en el encapsulante o el marco.
- MQT 19.1 – Estabilización inicial: Exposición a irradiancia controlada (natural o simulada) para estabilizar eléctricamente el módulo antes de realizar las mediciones.
- MQT 06.1 – Medición bajo condiciones STC: Registro de la curva I-V bajo condiciones estándar (1000 W/m^2 , 25°C , espectro AM 1.5), obteniendo los parámetros clave como P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} , I_{mpp} , FF .
- MQT 03 – Prueba de aislamiento: Aplicación de voltaje entre terminales y marco para verificar la integridad del aislamiento eléctrico del módulo.
- MQT 15 – Corriente de fuga en condiciones húmedas: Evaluación bajo rocío o inmersión parcial para comprobar la seguridad del módulo frente a humedad.

Aplicación del ensayo

- MQT 11 – Ensayo de ciclado térmico: 200 ciclos entre 40°C y $+85^\circ\text{C}$, con permanencias mínimas de 10 minutos en cada extremo y rampas de temperatura controladas con valores máximos y mínimos de 100°C/h , sin humedad añadida. Se pueden definir puntos de control intermedios para seguimiento (inspección visual, I-V y, cuando aplica, EL).

Estado Final

- MQT 19.2 – Estabilización final: Exposición a irradiancia controlada (natural o simulada) para estabilizar eléctricamente el módulo antes de realizar las mediciones.
- MQT 06.1 – Medición bajo condiciones STC: Registro de la curva I-V bajo condiciones estándar (1000 W/m^2 , 25°C , espectro AM 1.5), obteniendo los parámetros clave como P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} , I_{mpp} , FF .
- MQT 03 – Prueba de aislamiento: Aplicación de voltaje entre terminales y marco para verificar la integridad del aislamiento eléctrico del módulo.
- MQT 15 – Corriente de fuga en condiciones húmedas: Evaluación bajo rocío o inmersión parcial para comprobar la seguridad del módulo frente a humedad.

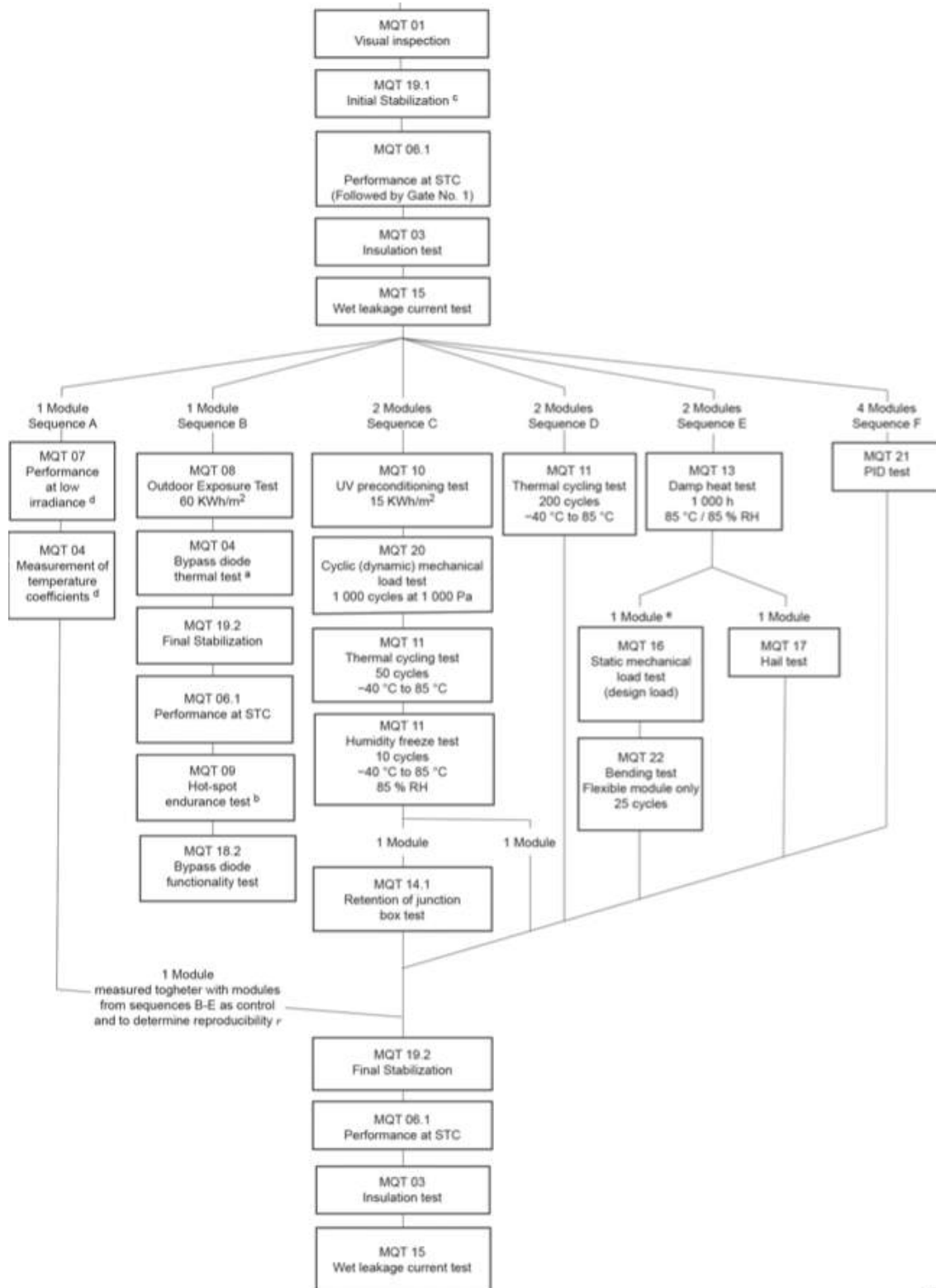


Figura 3.10: Resumen gráfico de las secuencias de ensayo definidas en la norma IEC 61215-1:2021. 9

Adicionalmente, la norma incorpora una prueba de tipo mecánico cuyo objetivo es evaluar la resistencia de las conexiones eléctricas frente al estrés prolongado:

- **Aplicación de carga de 5 N:** Se fija una masa de 5 N a las terminaciones eléctricas del módulo o a la caja de conexión mediante un alambre suspendido, como se muestra en la Figura 3.11. Esta carga permanece aplicada durante todo el ensayo de ciclado térmico, permitiendo verificar la integridad mecánica de los contactos eléctricos bajo condiciones de contracción y expansión térmica repetida.

La Figura 3.11 muestra las tres configuraciones propuestas por la norma para la instalación del peso durante el ensayo.

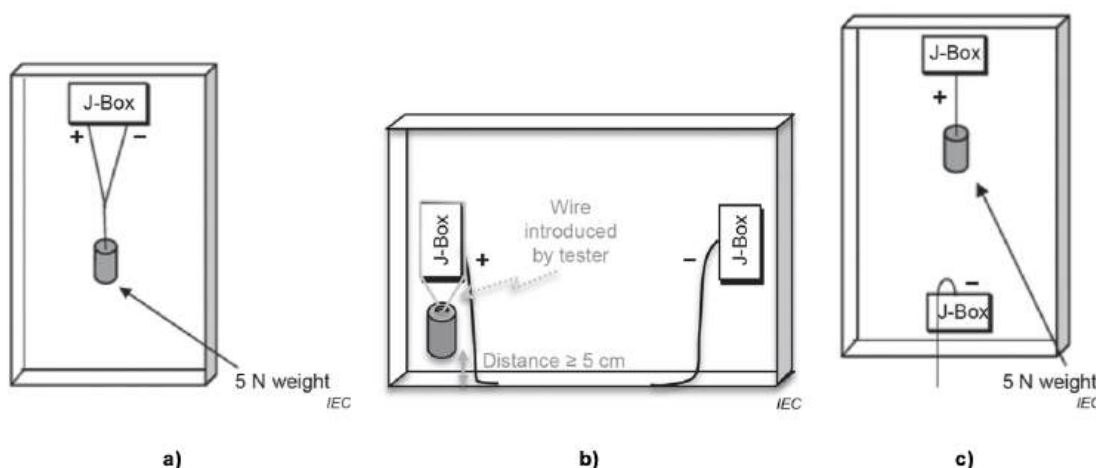


Figura 3.11: Opciones de montaje del peso de 5 N en el módulo, según IEC 61215-2:2021. [10]

Criterios de aceptación definidos por la norma

El ensayo de Ciclado Térmico (MQT 11) definido en la IEC 61215-2:2021 establece una serie de criterios destinados a verificar la fiabilidad de los módulos fotovoltaicos frente a variaciones extremas de temperatura.

La norma especifica que, tras la aplicación de 200 ciclos entre -40°C y $+85^{\circ}\text{C}$, el módulo debe mantener un desempeño eléctrico y estructural dentro de límites aceptables. En particular, el parámetro crítico de evaluación es la potencia máxima, la cual no puede presentar una disminución superior al 5 % respecto de su valor inicial medido en condiciones estándar. Asimismo, aunque parámetros individuales como la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto y el fill factor pueden variar, dichas variaciones son aceptables siempre que no impliquen una pérdida de potencia mayor a la permitida. Adicionalmente, el módulo debe superar satisfactoriamente la inspección visual y las pruebas de seguridad eléctrica.

La Tabla 3.1 resume los criterios de aceptación exigidos por la norma.

Tabla 3.1: Criterios de aceptación del ciclado térmico (IEC 61215-2:2021) [10].

Parámetro	Criterio de aceptación
$P_{\text{máx}}$	Disminución $\leq 5\%$ respecto del valor inicial medido en STC.
I_{sc}	Variación permitida siempre que $P_{\text{máx}}$ cumpla el criterio.
V_{oc}	Variación permitida siempre que $P_{\text{máx}}$ cumpla el criterio.
Factor de llenado	Variación permitida siempre que $P_{\text{máx}}$ cumpla el criterio.
Paso de corriente	No debe interrumpirse en ninguno de los 200 ciclos.
Inspección visual	No deben presentarse defectos mayores, tales como: roturas de vidrio, quemaduras, delaminaciones, corrosión o ingreso de humedad.
Seguridad eléctrica	La resistencia de aislamiento y las corrientes de fuga deben cumplir con los mínimos exigidos por la norma.

Cabe destacar que la norma IEC 61215-2:2021 [10] no solo define los criterios cuantitativos de aceptación, sino que también identifica los principales modos de falla asociados al estrés térmico, tales como fisuras en las celdas, delaminación del encapsulante, corrosión en interconexiones y pérdida de adherencia en las capas de vidrio. Asimismo, la norma exige que toda evaluación se realice en comparación con una línea base previa, de modo que los parámetros eléctricos se analicen en términos de su variación relativa ($\Delta P_{\text{máx}}, \Delta I_{\text{sc}}, \Delta V_{\text{oc}}, \Delta FF$).

Este enfoque permite detectar tanto degradaciones eléctricas medibles como defectos incipientes que podrían evolucionar hacia fallas críticas en operación prolongada.

Capítulo 4

Montaje Experimental

En este capítulo se describe el montaje experimental implementado para aplicar los procedimientos normativos y las pruebas complementarias en los módulos bifaciales seleccionados, así como la manera en que se documentan y analizan las mediciones obtenidas. El objetivo es establecer con precisión las condiciones de ensayo, los equipos empleados y los criterios de registro de datos, de modo que los resultados sean trazables, comparables y reproducibles.

La caracterización eléctrica mediante curvas I-V se realizó siguiendo los lineamientos de la IEC 60891:2021 [28] para la corrección de medidas y normalización a condiciones estándar, y se consideraron los requisitos de los simuladores solares establecidos en la IEC 60904-9:2020 [27]. Para módulos bifaciales, se adoptaron las recomendaciones de la IEC TS 60904-1-2 [26] a fin de contemplar la contribución de la cara posterior cuando corresponde. La caracterización por electroluminiscencia se desarrolló de acuerdo con la IEC TS 60904-13:2018 [11], que define la configuración de cámara, óptica, corriente de excitación y criterios de captura. Finalmente, el ensayo de ciclado térmico se ejecutó conforme al procedimiento MQT 11 de la IEC 61215-2:2021 [10], especificando el perfil térmico, número de ciclos y condiciones eléctricas durante el test.

La organización del montaje se estructura en tres bloques: equipamiento para la caracterización eléctrica; equipamiento y configuración para electroluminiscencia; y cámara climática y configuración del ensayo de ciclado térmico.

4.1. Módulos bifaciales a ensayar

El estudio utiliza dos módulos fotovoltaicos bifaciales de la serie SunPower Performance 6 (SPR-P6-500-COM-S-BF), diseñados para aplicaciones comerciales. Cada DUT posee una potencia nominal de 500 W y una eficiencia del 21,0 %, con celdas monocristalinas tipo PERC en formato G12 (210 mm) [33]. Los módulos se identifican como:

- **DUT N°1:** SUNPOWER ID T08H10012124
- **DUT N°2:** SUNPOWER ID T08H10012177

Las especificaciones eléctricas y de construcción se resumen en la Tabla [4.1]

Tabla 4.1: Especificaciones generales del módulo SunPower SPR-P6-500-COM-S-BF [33].

Parámetro	Valor
Potencia nominal (STC)	500 W
Eficiencia del módulo	21,0 %
Tensión en MPP (V_{mpp})	36,2 V
Corriente en MPP (I_{mpp})	13,82 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	43,2 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	14,71 A
Dimensiones	2185 mm $\times$ 1092 mm $\times$ 35 mm
Peso	29,6 kg
Caja de conexión	IP68, 3 diodos de <i>bypass</i>
Temperatura de operación	-40°C a $+85^{\circ}\text{C}$
Coef. temperatura de potencia	$-0,34\%/^{\circ}\text{C}$
Coef. temperatura de V_{oc}	$-0,26\%/^{\circ}\text{C}$
Coef. temperatura de I_{sc}	$+0,05\%/^{\circ}\text{C}$
Ganancia bifacial (10 %)	550 W / 16,18 A
Ganancia bifacial (20 %)	600 W / 17,65 A

4.2. Equipamiento para medición de curvas I–V

La caracterización eléctrica se realizó con un simulador solar Temperature Controlled Laboratory Flasher (TCLF) de Eternalsun Spire y una celda de referencia calibrada conforme a IEC 60904-2 [34]. El TCLF, clasificado A+A+A+ según IEC 60904-9:2020, garantiza coincidencia espectral, uniformidad espacial e inestabilidad temporal dentro de los límites de Clase A. Emplea lámpara de xenón con filtro SLP y cubre un rango espectral de 300–1200 nm, con duración de pulso seleccionable entre 20 y 100 ms. Opera en irradiancias entre 100 y 1200 W/m² sobre un área efectiva de ensayo de 2100 mm $\times$ 1300 mm, e integra control térmico del DUT entre 10 y 75 °C con uniformidad mejor o igual a $\pm 2^{\circ}\text{C}$. La cadena de medición presenta resolución mejor que 0,003 % y repetibilidad inferior al 0,15 % en P_{max} , I_{sc} , V_{oc} y FF [27].

Para la calibración de la irradiancia se utilizó una celda de referencia bifacial de silicio cristalino, certificada bajo IEC 60904-2 y calibrada en AM1.5G conforme a IEC 60904-3, con trazabilidad a laboratorios primarios (NREL y Fraunhofer ISE) [34] [19]. La celda posee un área activa de 4 cm $\times$ 4 cm, tolerancia de calibración de $\pm 1,5\%$ y coeficiente de temperatura de $-0,1\%/^{\circ}\text{C}$; su uso aseguró el ajuste de la irradiancia nominal antes de cada serie y, con ello, la trazabilidad y comparabilidad de las curvas I–V obtenidas en el rango 100–1200 W/m².

La Figura 4.1 muestra el simulador TCLF utilizado en este estudio; se aprecia la cámara climática integrada y el plano de iluminación útil, ambos determinantes para la uniformidad de irradiancia y el control térmico del DUT durante el trazado I–V.



Figura 4.1: Simulador solar TCLF de Eternalsun Spire empleado para curvas I-V [35].

4.3. Equipamiento para electroluminiscencia

La técnica de electroluminiscencia se aplicó antes y después del ciclado térmico para detectar defectos internos como microfisuras y pérdidas de continuidad. El sistema de captura estuvo compuesto por una fuente de corriente de laboratorio, una cámara digital modificada para sensibilidad en el infrarrojo cercano y la instrumentación auxiliar necesaria para asegurar estabilidad mecánica, conexión eléctrica confiable y bajas caídas de tensión.

4.3.1. Fuente de corriente

Se empleó una fuente Eletech HY5020E operada en modo de corriente constante para asegurar una polarización estable durante la captura. La unidad ofrece un rango de tensión de salida de 0 a 50 V, corriente de salida de 0 a 20 A y potencia máxima de 1000 W, lo que permite excitar módulos a corrientes próximas a condiciones de operación sin riesgos de saturación del equipo.

4.3.2. Cámara digital

La captura de imágenes se realizó con una Nikon D750 modificada mediante remoción del filtro IR interno, equipada con un lente Tokina ATX-PRO 17–35 mm f/4. Esta configuración proporciona sensibilidad en el rango aproximado de 900 a 1300 nm, adecuado para la emisión EL de silicio cristalino, con un sensor CMOS de 24,3 MP que permite alta resolución espacial de los defectos.

4.3.3. Instrumentación auxiliar

Como instrumentación de apoyo se utilizó un trípode Manfrotto para asegurar estabilidad y repetibilidad del encuadre, cableado y conectores tipo MC4 y el lente Tokina SD 17–35 F4 (IF) FX ya indicado, cuya longitud focal facilita abarcar el módulo completo a distancias de trabajo seguras en condiciones de baja iluminación.

4.3.4. Ilustración general del sistema

La Figura 4.2 muestra el montaje de electroluminiscencia con la disposición relativa del módulo, la fuente de poder, la cámara y los elementos auxiliares. Esta configuración permitió capturar imágenes comparables antes y después del ciclado térmico, aportando evidencia visual sobre microfisuras, pérdidas de continuidad e inhomogeneidades asociadas al estrés térmico.



Figura 4.2: Montaje de electroluminiscencia (módulo, fuente de poder, cámara y auxiliares). Generado con IA.

4.4. Cámara climática para ensayos de ciclado térmico

La cámara climática utilizada corresponde a un equipo Temperature and Humidity Test Chamber, diseñado para reproducir condiciones extremas de temperatura y humedad, en cumplimiento con la norma IEC 61215-2:2021 para el ensayo de ciclado térmico (MQT 11). Este equipo permite someter a los módulos a variaciones controladas de temperatura entre -70°C y $+150^{\circ}\text{C}$, con rangos de humedad relativa entre 20 % y 98 %.

4.4.1. Resumen de características principales

A continuación, la Tabla 4.2 resume las principales características operativas de la cámara climática empleada en este estudio, consolidando la información técnica más relevante para la reproducibilidad de los ensayos.

Tabla 4.2: Características principales de la cámara climática utilizada.

Parámetro	Valor
Rango de temperatura	−70 °C a +150 °C
Rango de humedad relativa	20 % a 98 % RH
Precisión	±0,5 °C; ±2,5 % RH
Uniformidad térmica	±2 °C
Estanque de agua purificada	60 L, con reposición automática
Interruptor principal	Mitsubishi NF250-SW, 150 A, 3P
Controlador	Pantalla táctil con registro de datos
Montaje de módulos	Riel metálico de soporte interno
Entradas externas	Pasamuros herméticos para cableado y sensores

4.4.2. Vista general

La Figura 4.3 muestra la cámara climática instalada en el laboratorio, donde se realizaron los ensayos de ciclado térmico.



Figura 4.3: Vista general de la cámara climática utilizada para los ensayos de ciclado térmico.

4.4.3. Panel de control principal

En el frontal del equipo se ubica el tablero de mando (ver figura 4.4). Incorpora una pantalla LCD para visualizar y programar perfiles de ensayo, un interruptor con llave para la energización del sistema (Power), un pulsador de inicio/parada de ciclo (Run) y un pulsador de emergencia tipo seta para detención inmediata. Además, cuenta con indicadores luminosos de estado (energizado, en operación y fallo), interfaces de comunicación USB y Ethernet para registro/respaldo de datos y un selector independiente para la iluminación interna de la cámara, útil durante inspecciones visuales.



Figura 4.4: Panel de control de la cámara climática. Se observan el indicador de alimentación (Power indicator), el indicador de operación (Run) y el de fallo (Error); el pulsador de emergencia; el interruptor con llave de encendido (Power); el selector de luz interna (Light); e interfaces de comunicación Ethernet y USB (Com interface) para registro de datos.

4.4.4. Sistema de alimentación eléctrica

La cámara incorpora un interruptor principal Mitsubishi NF250-SW (Ver figura 4.5), que actúa como seccionador y protección contra sobrecorrientes del conjunto. Es un equipo tripolar de 150 A, apto para sistemas de hasta 600 V AC a 50/60 Hz, con pulsador de disparo de prueba (*push to trip*). El mando está señalizado como *Power Main Switch* y debe permanecer en posición *OFF* durante cualquier intervención o conexión del dispositivo bajo prueba, constituyendo el punto de bloqueo/etiquetado recomendado para trabajos seguros.



Figura 4.5: Interruptor principal Mitsubishi NF250-SW para alimentación de la cámara.

4.4.5. Conexiones de agua

El sistema de humidificación utiliza agua purificada almacenada en un depósito interno y cuenta con conexiones externas claramente rotuladas (Ver figura 4.6). Se dispone de tres puntos de drenaje: *Testing Zone Drain Port* para evacuar la zona de ensayo, *Water Storage Drain Port* para vaciar el estanque interno y *Humidifying Drain Port* para el circuito de humidificación. La reposición se realiza mediante la entrada *Automatic Water Inlet*. Antes de iniciar ciclos que involucren humedad se verifica el nivel del depósito y la ausencia de fugas; al finalizar, se recomienda drenar los circuitos para evitar incrustaciones y mantener la higiene del sistema.

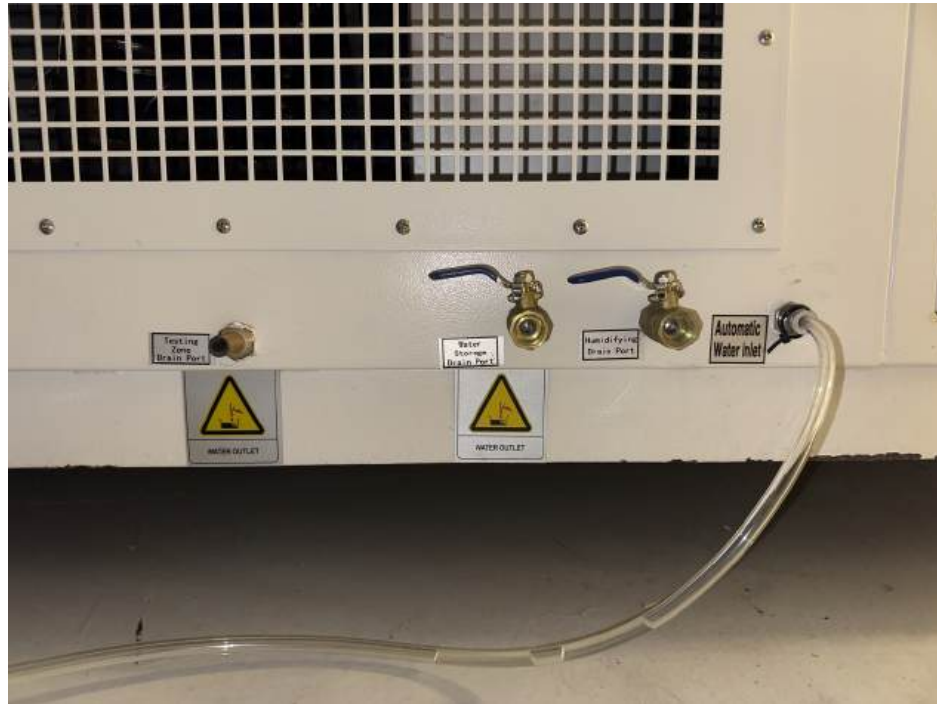


Figura 4.6: Conexiones externas de agua de la cámara climática.

4.4.6. Sistema de humidificación

El control de humedad se realiza mediante un humidificador de acero inoxidable, conectado al estanque de agua purificada y regulado electrónicamente desde el panel de control. El sistema cubre un rango de 20 % a 98 % RH con una precisión de $\pm 2,5$ %. Para estabilizar la lectura, el sensor opera con una mecha o paño humedecido que asegura el contacto con el flujo de aire (Ver figura 4.7).



Figura 4.7: Humidificador de la cámara climática conectado al estanque de agua purificada.

4.4.7. Sensores de temperatura

El sistema integra sensores de temperatura tipo Pt100 ubicados estratégicamente dentro de la cámara, además del sensor de humedad correspondiente, lo que permite un control en lazo cerrado de las condiciones internas durante los ciclos térmicos. La lectura se gestiona desde el panel de control y queda registrada en el *datalogger* del equipo, asegurando la trazabilidad de los *setpoints* y de la temperatura real (Ver figura 4.8).



Figura 4.8: Sensor de temperatura (Pt100) integrado en la cámara climática.

4.4.8. Entradas herméticas para cableado

En el lateral de la cámara se dispone de pasamuros herméticos que permiten conectar eléctricamente los módulos bajo prueba sin comprometer las condiciones internas de temperatura y humedad (Ver figura 4.9). A través de estas entradas se energizan los módulos para electroluminiscencia y se instalan sensores adicionales.



Figura 4.9: Entradas herméticas para cableado y conexión de módulos desde el exterior.

4.4.9. Sistema de montaje de los módulos

Los módulos se instalaron sobre un riel metálico fijado a la estructura interna, diseñado para asegurar estabilidad mecánica y minimizar desplazamientos durante los gradientes de temperatura. La orientación se seleccionó para favorecer la circulación de aire homogénea alrededor del módulo y evitar zonas de estancamiento térmico (Ver figura 4.10).



Figura 4.10: Módulo fotovoltaico montado sobre el riel de soporte dentro de la cámara climática.

Ante cualquier consulta sobre el equipo se entregarán 3 manuales del equipo de ciclado térmico: Operación y mantenimiento, Programación del equipo y Manual de uso rápido. Los cuales quedarán a libre disposición para el uso del equipo, donde los links quedarán fijados en el anexo para descargar.

Capítulo 5

Metodología Experimental

La **Secuencia D** de la norma IEC 61215-2:2021 [10] establece un protocolo integrado para someter módulos fotovoltaicos a ensayos de ciclado térmico (TCT), combinados con solicitaciones eléctricas y mecánicas. Aunque en este estudio no fue posible aplicar la secuencia íntegra, su estructura metodológica sirvió como base para el desarrollo de una propuesta experimental adaptada, definida en función de las condiciones reales del laboratorio, la disponibilidad de equipos y los objetivos del trabajo.

Una diferencia clave con respecto a la norma fue la no aplicación de corriente durante el ensayo térmico. La norma contempla energizar el módulo, especialmente en la fase de calentamiento, simulando la operación bajo irradiación solar. En este caso se decidió excluirla por los siguientes motivos:

- **Disponibilidad operativa:** no se contó con un sistema de energización continua, estable y seguro durante el tiempo total del ensayo.
- **Seguridad:** la cámara de ciclado térmico se encuentra en un laboratorio compartido con tránsito de personas y sin cierre perimetral definitivo. La aplicación de corriente representaba un riesgo, ya que alguien podría manipular accidentalmente los parámetros de la fuente externa, afectando tanto la seguridad de las personas como la integridad de los equipos y los módulos.
- **Criterio técnico del fabricante (ASLI):** se consultó directamente al fabricante del equipo, quien señaló que los ensayos térmicos cumplen igualmente su propósito sin necesidad de energizar el módulo. Según su explicación: “El objetivo de este tipo de ensayos es evaluar los efectos de la temperatura sobre los materiales y la estructura del módulo, tales como el envejecimiento del encapsulante, la aparición de microfisuras o las desconexiones. Mantener el módulo sin tensión permite aislar estos efectos térmicos de manera más precisa.”

Asimismo, tampoco se aplicó la carga mecánica de 5 N sobre las terminaciones eléctricas, indicada en la norma, ya que los efectos mecánicos sobre conectores no forman parte de los objetivos de este estudio. El foco estuvo en el estrés térmico y en la puesta en marcha del equipo de ciclado térmico, asegurando su operatividad para estudios futuros.

El diseño experimental adaptado conserva la lógica de la Secuencia D de la IEC 61215-2:2021 y se estructura en cuatro etapas encadenadas: estado inicial, ensayo principal, estado final y análisis de datos. El esquema que se presenta a continuación (Ver figura 5.1) ordena esta secuencia con simetría metodológica para comparar condiciones pre y post por cara del módulo. En el estado inicial, antes de cualquier medición, se realiza la inspección visual para verificar integridad, limpieza, estado del marco y conectores, y para documentar la trazabilidad de cada unidad; solo después se establecen las líneas base por cara mediante electroluminiscencia en sala oscura y curvas I-V con simulador solar calibrado, fijando los mismos niveles de irradiancia y temperatura que se repetirán al cierre. El ensayo principal corresponde al ciclado térmico de 200 ciclos entre -40°C y $+85^{\circ}\text{C}$, ejecutado sin energización del módulo ni aplicación de la carga de 5 N sobre la caja de conexiones, de modo que el estrés aplicado sea estrictamente térmico. En el estado final se repiten en idéntico orden y con los mismos ajustes la electroluminiscencia y las mediciones I-V, preservando la comparación dentro de la misma cara. Finalmente, el análisis de datos integra la lectura cualitativa de las imágenes EL con la cuantificación de variaciones absolutas y relativas de los parámetros eléctricos y la verificación del criterio de aceptación de la IEC para pérdida de potencia tras TCT.

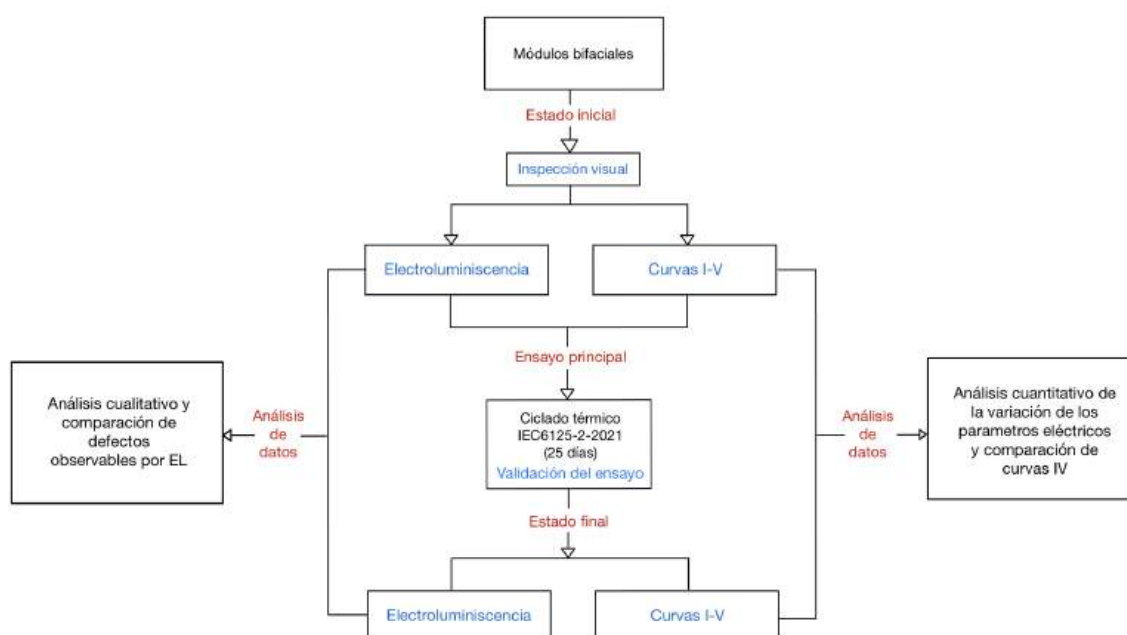


Figura 5.1: Esquema de la metodología experimental propuesta (elaboración propia).

Este enfoque permite observar de forma clara cómo evolucionan los parámetros eléctricos de los módulos bifaciales a lo largo del ensayo, y detectar posibles daños internos mediante técnicas no invasivas como la electroluminiscencia.

5.1. Estado inicial

En esta etapa se ejecutan ensayos normativos y complementarios con el propósito de establecer la línea base del comportamiento estructural y eléctrico de los módulos antes de someterlos al ciclado térmico. Para ello se utilizan los dos módulos bifaciales descritos

previamente, aplicando los siguientes procedimientos:

5.1.1. Inspección visual

Se verifica que ambos módulos estén en condiciones adecuadas para la prueba, asegurando limpieza superficial y ausencia de daños visibles. En caso de detectar detalles menores como rayas superficiales, marcas en el marco o residuos de manipulación, estos se registran como parte del estado base. Además, se documentan sus códigos de identificación y se toman fotografías generales para garantizar la trazabilidad durante las mediciones posteriores. Finalmente, los módulos se montan en el simulador solar, previamente calibrado con un módulo de referencia.

5.1.2. Medición de curvas I–V

La caracterización eléctrica inicial se realiza bajo las condiciones estándar de prueba, siguiendo lo indicado en la norma IEC 60904 [20]. El procedimiento incluye, en primer lugar, la calibración del simulador solar mediante el software *SunSim Shortcut*, utilizando un módulo de referencia certificado. Posteriormente, cada módulo se instala en el banco de ensayo, asegurando la correcta fijación mecánica y la conexión de termocuplas en la cara posterior para controlar la temperatura.

Una vez montado el dispositivo bajo prueba, se efectúan pruebas cortas (*IV Test*) destinadas a estimar los valores de tensión de carga del capacitor interno del sistema en dos condiciones de irradiancia (1000 y 200 W/m²). Este procedimiento se repite para ambas caras del módulo, asegurando curvas con más de 3500 puntos de muestreo. Los valores óptimos de *Load Voltage* obtenidos se registran para configurar posteriormente las pruebas automatizadas en el software *Eternalsun Spire Suite 2*.

En este programa se definen sistemáticamente los ensayos para cada cara de los módulos, en tres rangos de temperatura (25, 30 y 35 °C) y tres niveles de irradiancia (600, 800 y 1000 W/m²). Cada prueba se identifica con un código que incluye el ID del módulo, la cara ensayada, la temperatura y la irradiancia aplicada. Finalmente, las curvas I–V completas se obtienen desde la interfaz *SunSimOPC*, verificando que los datos sean consistentes y comparables.

5.1.3. Electroluminiscencia

La inspección por electroluminiscencia permite complementar el diagnóstico eléctrico con información visual sobre posibles defectos en las celdas, siguiendo la normativa IEC 60904-13 [11]. Esta técnica no destructiva facilita identificar microgrietas, fallas de interconexión, zonas inactivas y mecanismos de degradación latente.

El procedimiento de captura se realiza de la siguiente manera:

1. Posicionar el módulo en la superficie de apoyo dentro de la sala oscura.
2. Conectar el módulo a la fuente de corriente en polaridad directa, tal como se ilustra en la figura 5.2.
3. Ubicar la cámara frente al módulo en la posición más perpendicular posible.

4. Iluminar brevemente la sala para realizar el enfoque inicial; luego colocar el filtro en el lente y apagar la luz.
5. Inyectar la corriente determinada y capturar la imagen, manteniendo un tiempo fijo de exposición de 30 s.
6. Revisar la captura obtenida y, si es adecuada, registrar los metadatos (corriente aplicada, tiempo de exposición, cara observada, fecha).

Para este procedimiento, la conexión eléctrica utilizada se muestra en la figura 5.2. El esquema corresponde a la configuración estándar de la IEC 60904-13 [11], integrando una fuente de poder, un amperímetro en serie y un voltímetro en paralelo con el módulo fotovoltaico bajo prueba.

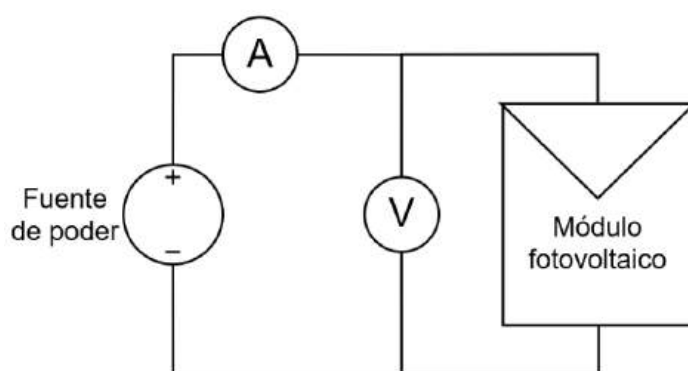


Figura 5.2: Circuito de conexión para el ensayo de electroluminiscencia [35].

5.2. Ensayo principal

Una vez completada la etapa inicial, los módulos se trasladan a la cámara climática para someterlos al ensayo de ciclado térmico, conforme a lo indicado en la IEC 61215-2:2021. [10]

5.2.1. Ciclado Térmico

El ensayo consiste en 200 ciclos térmicos, con una duración total por ciclo de 3 horas 50 min, durando aproximadamente 25 días. Cada ciclo incluye:

- Descenso de temperatura hasta -40°C y permanencia durante 10 minutos.
- Ascenso hasta $+85^{\circ}\text{C}$ y permanencia durante 10 minutos.
- Retorno a -40°C para iniciar un nuevo ciclo.

Las rampas de calentamiento y enfriamiento se configuran con pendientes iguales a 100°C/h , en concordancia con la norma IEC 61215-2:2021 [10]. Para verificar el cumplimiento del perfil térmico, se instala el sensor de temperatura en la cara frontal de un módulo a elección mediante cinta térmica de alta conductividad y fijación perimetral, sin cubrir interconexiones. Esta configuración reduce la resistencia térmica de contacto y evita

gradientes locales, proporcionando una medición representativa de la temperatura de celda y de módulo durante los transitorios de calentamiento y enfriamiento (Ver figura 5.3).

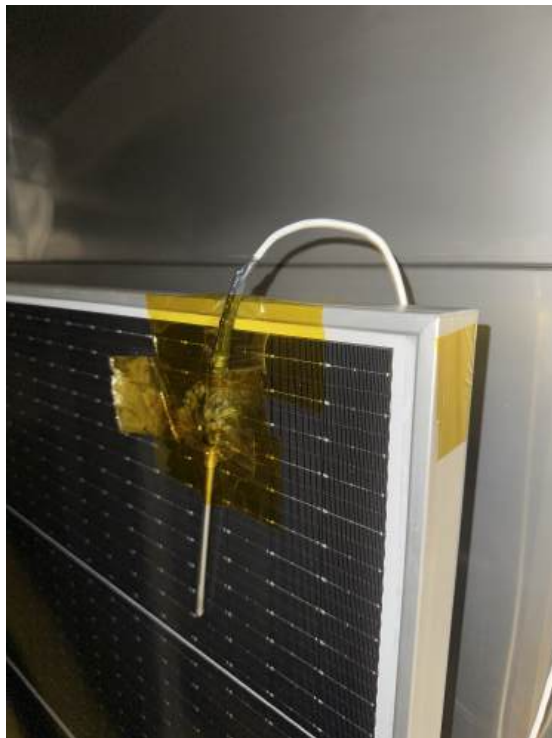


Figura 5.3: Sensor térmico fijado con cinta térmica sobre la parte frontal del módulo.

Durante el proceso se procura evitar interrupciones eléctricas, ya que estas significan la pérdida del estrés acumulado en el ensayo.

5.3. Estado final

Al término de los 200 ciclos de TCT, los módulos se retiran de la cámara y se someten nuevamente a los ensayos iniciales, con idénticas condiciones de operación.

5.3.1. Electroluminiscencia

Se repite el protocolo de captura de EL con la misma corriente de excitación, tiempos de exposición y condiciones de oscuridad empleados en el estado inicial. De esta manera, es posible realizar una comparación directa entre las imágenes Pre y Post TCT, detectando la aparición de nuevos defectos o la evolución de los ya presentes.

5.3.2. Medición de curvas I–V

Se repite el procedimiento de caracterización eléctrica descrito en la etapa inicial, manteniendo los mismos rangos de temperatura (25, 30 y 35 °C) y de irradiancia (600, 800 y 1000 W/m²) para ambas caras de los módulos. Esto permitirá cuantificar las variaciones en parámetros clave como I_{sc} , V_{oc} , P_{max} y FF obteniendo.

5.4. Análisis de datos

El análisis se organiza en tres ejes: datos de ciclado térmico, comparación de curvas I-V y comparación de imágenes EL.

5.4.1. Datos de ciclado térmico

Se consolidan los registros de temperatura y duración de cada fase del ciclo, verificando:

- Los valores alcanzan efectivamente -40°C y $+85^{\circ}\text{C}$.
- Las permanencias en los extremos son de 10 minutos.
- Las pendientes de subida y bajada se mantienen $\leq 100^{\circ}\text{C/h}$.
- La duración total corresponde al número de ciclos programado.

Para corroborar lo mencionado se recopilarán los datos del ensayo mediante la conexión dispositivo usb al puerto “Com interface” de la cámara climática (Ver figura 4.4). Una vez conectado el dispositivo, desde la pantalla de monitoreo se seleccionará la opción de “Data” lo que llevará hacia los datos de temperatura programada y real medidos durante cada 60 segundos y seleccionará la opción “Download” donde se descargarán los datos desde la fecha de inicio y fecha de finalización del ensayo.

Además, se compara la temperatura programada con la temperatura real mediante la observación de sus derivadas en el tiempo, para confirmar estabilidad y permanencia de rampas en los valores programados.

5.4.2. Comparación de curvas I-V

Se evalúan variaciones absolutas y relativas de los parámetros eléctricos entre estado inicial y final, como un análisis cuantitativo del impacto térmico. Además, se verifica el criterio de aceptación normativo de la IEC 61215-2:2021, que establece una pérdida máxima de 5 % en la potencia máxima tras el ensayo. [10].

Procesamiento y obtención de parámetros eléctricos

Las curvas exportadas desde el software *Eternalsun Spire Suite 2* fueron procesadas mediante un script en Python denominado “read-data.py”, desarrollado específicamente para organizar y analizar los datos eléctricos obtenidos en cada medición. El código trabaja en dos etapas complementarias. En primer lugar, realiza la lectura de los archivos de salida generados por el sistema de medida, que contienen las columnas de tensión y corriente registradas punto a punto durante el barrido I-V. Con esta información se construye una base de datos en formato “DataFrame”, que se guarda en un archivo “.pkl” para su uso posterior.

En la segunda etapa, el script vuelve a cargar estos datos y calcula la potencia instantánea para cada punto de la curva mediante la relación $P = V \cdot I$, generando la serie “RawPower”. Posteriormente, selecciona de manera automática una condición representativa de operación, correspondiente a una irradiancia cercana a 1000 W/m^2 y una temperatura

del módulo próxima a 55 °C. Esta condición se considera la referencia más estable para evaluar la respuesta eléctrica del dispositivo.

A partir de la curva seleccionada, el programa estima los parámetros eléctricos fundamentales. La corriente de cortocircuito se obtiene ajustando linealmente los primeros puntos de la curva, en el tramo cercano al origen donde la tensión es baja ($0 \leq V \leq 0,03 V_{\text{máx}}$). El valor de I_{sc} corresponde a la ordenada al origen de dicho ajuste. De manera análoga, el voltaje de circuito abierto se calcula mediante un ajuste lineal del tramo de baja corriente ($0 \leq I \leq 0,03 I_{\text{máx}}$), identificando el cruce del ajuste con el eje de tensión.

Para determinar el punto de máxima potencia, el script aplica un procedimiento en dos pasos. Primero, filtra la porción superior de la curva, considerando solo los puntos correspondientes al 80 % de la potencia máxima medida, lo que permite acotar el dominio de búsqueda y reducir la influencia del ruido. Luego, se ajusta un polinomio de cuarto grado $P(V)$ a esa región y se calcula el punto crítico donde la derivada $\frac{dP}{dV} = 0$, que corresponde al valor de V_{mp} . A partir de este punto se determina el valor máximo de potencia $P_{\text{máx}} = P(V_{mp})$ y la corriente asociada I_{mp} mediante interpolación.

El script repite automáticamente este proceso para todas las mediciones que cumplen la condición seleccionada y promedia los resultados parciales para obtener valores representativos de $\overline{I_{sc}}$, $\overline{V_{oc}}$ y $\overline{P_{\text{máx}}}$ de cada módulo y cara. Adicionalmente, genera gráficas y tablas de las curvas I-V y P-V junto con los puntos característicos identificados, lo que permite verificar visualmente la coherencia de los resultados y la forma esperada de la curva.

5.4.3. Comparación de imágenes EL

Las imágenes obtenidas en estado inicial y final se analizan y comparan visualmente para identificar defectos como microgrietas, zonas oscuras o discontinuidades en interconexiones, mediante la norma IEC 60904-13 [11] provocadas por la realización del ensayo de estrés térmico. Lo anterior permite una evaluación cualitativa e integral del impacto del ciclado térmico en los módulos estudiados.

Capítulo 6

Resultados y Discusión

En este capítulo se presentan los resultados experimentales obtenidos a partir de la caracterización eléctrica de los dos módulos bifaciales estudiados, tanto en su condición inicial como después de haber sido sometidos al ensayo de Ciclado Térmico (MQT 11), definido por la norma IEC 61215-2:2021 [10]. Previo a los resultados eléctricos y ópticos, se valida la correcta ejecución del ciclado térmico mediante el análisis del perfil de temperatura y sus derivadas, verificando el cumplimiento de pendientes, extremos y tiempos de permanencia conforme a IEC. Para cada módulo se analizan las curvas I-V y P-V antes y después del ciclado, complementadas con tablas de parámetros eléctricos y sus variaciones porcentuales. Adicionalmente, se incorporan imágenes de electroluminiscencia como herramienta de diagnóstico visual.

Análisis de resultados

La evaluación del impacto del TCT se realiza considerando los siguientes aspectos:

- Validación del ensayo de ciclado térmico mediante el análisis y comparación entre la derivada real y programada.
- Inspección Visual de ambos módulos por ambas caras antes de ensayarlos.
- Medición de curvas I-V en condiciones controladas de irradiancia (600, 800 y 1000 W/m²) y temperatura (25, 30 y 35 °C), tanto en la cara frontal como posterior de cada módulo. Los análisis de referencia se centran principalmente en la condición de STC (25 °C y 1000 W/m²).
- Extracción de parámetros eléctricos fundamentales: I_{sc} , V_{oc} , P_{max} , FF , así como las variaciones absolutas y relativas de P_{max} .
- Comparación de los parámetros antes y después del ensayo de ciclado térmico.
- Evaluación diferenciada entre cara frontal y posterior, con el fin de identificar posibles asimetrías en la degradación asociadas a la bifacialidad.
- Correlación con imágenes de electroluminiscencia para vincular las pérdidas eléctricas con defectos físicos visibles.

6.1. Validación del Ensayo de Ciclado Térmico

Antes de presentar los resultados eléctricos y ópticos, se valida que el perfil térmico aplicado cumple los requisitos de la IEC 61215-2:2021. En particular, se verifica:

1. Alcance de temperaturas extremas de -40°C y $+85^{\circ}\text{C}$.
2. Permanencia mínima de 10 minutos en cada extremo.
3. Pendientes de calentamiento y enfriamiento dentro del límite de $\pm 1,67^{\circ}\text{C}/\text{min}$.
4. Ejecución completa de los 200 ciclos programados.
5. Duración total del ensayo de 567 horas.

6.1.1. Vista global: 200 ciclos

La Figura 6.1 muestra el registro completo de los 200 ciclos, con duración total de 567 h y 3 h 50 min por ciclo, iniciados el 14/07/2025 a las 14:28 y finalizados el 04/08/2025 a las 22:26, equivalente a 25 días. Se observa una secuencia estable y repetitiva, alcanzando de manera consistente las temperaturas extremas programadas. La curva distingue entre TSV (temperatura programada) y TPV (temperatura real del sensor). Esta visión global confirma la ejecución continua del ensayo y la validez del estrés térmico aplicado.

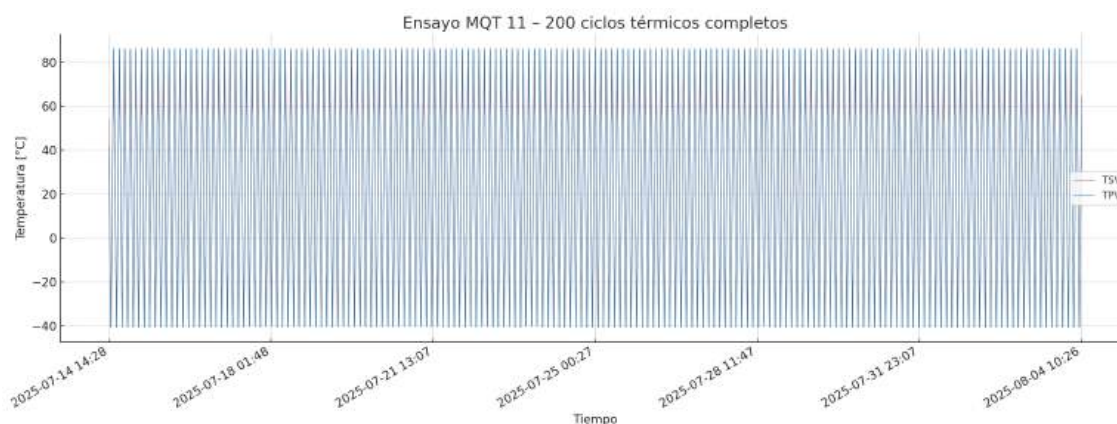


Figura 6.1: Registro completo de temperatura durante los 200 ciclos térmicos (MQT 11).

6.1.2. Zoom del 1 % del ensayo

La Figura 6.2, equivalente al 1 % del total, es decir, dos ciclos, muestra con mayor detalle la dinámica del control de la cámara. Se observa un seguimiento estable de la temperatura programada, alcanzando los extremos de -40°C y $+85^{\circ}\text{C}$ con permanencias de 10 minutos. Se evidencia un desacople entre la temperatura real (TPV) y la programada (TSV), sobre todo al inicio y final de las fases de mantención. Estas desviaciones, propias del control no lineal, refuerzan la necesidad de analizar la derivada de la temperatura para confirmar que las pendientes se mantuvieron dentro del límite normativo de $\pm 1,67^{\circ}\text{C}/\text{min}$.

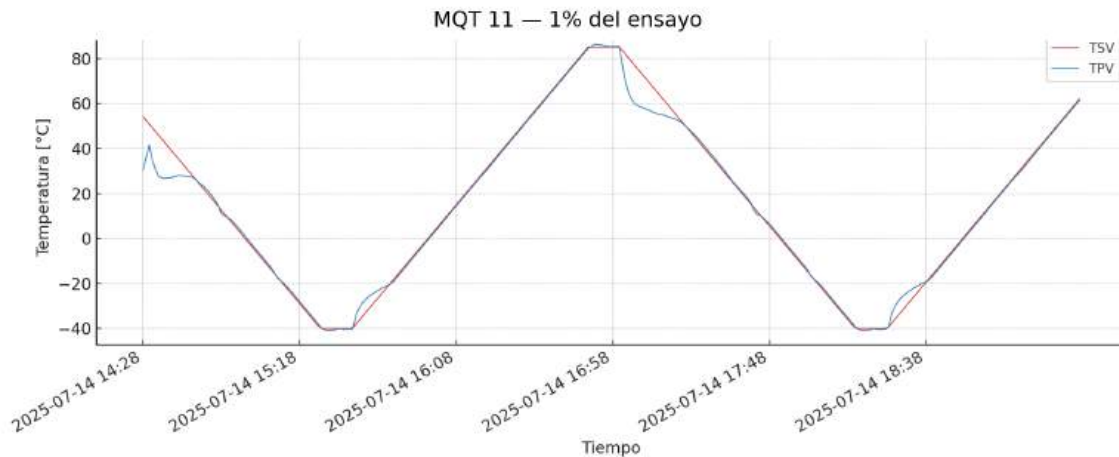


Figura 6.2: Detalle del 1 % del total del ensayo, mostrando el desacople entre TSV y TPV.

6.1.3. Derivada programada

La Figura 6.3 muestra el perfil térmico programado y las pendientes teóricas de las rampas de calentamiento y enfriamiento. Estas derivadas representan el comportamiento ideal que la cámara debería reproducir durante todo el ensayo. La norma IEC 61215-2:2021 establece como criterio que los gradientes no superen $\pm 1,67^{\circ}\text{C}/\text{min}$, valor que garantiza transiciones térmicas suficientemente rápidas para generar estrés en los materiales, pero sin inducir choques térmicos que invaliden la prueba [10]. Esta curva programada constituye la referencia de cumplimiento contra la cual se comparan los registros reales del sistema de control.

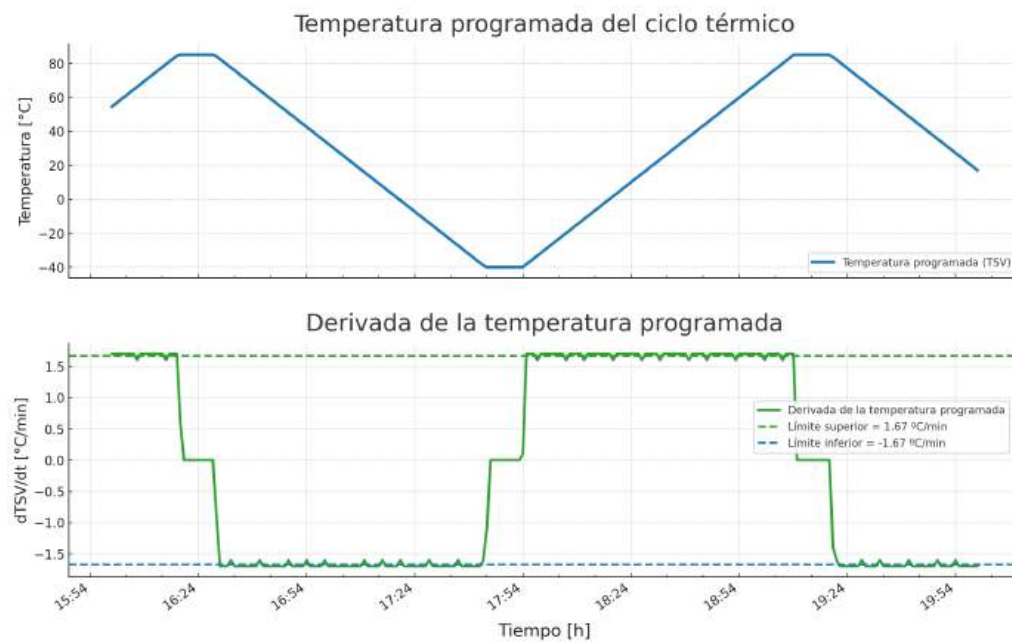


Figura 6.3: Perfil programado y derivada esperada del ciclo térmico según IEC 61215-2:2021.

6.1.4. Derivada real

La Figura 6.4 presenta la derivada de la temperatura real en un ciclo. En general, la cámara reproduce adecuadamente el perfil ideal, manteniendo las rampas de calentamiento y enfriamiento dentro de los límites establecidos. Al inicio de algunas fases de transición la pendiente supera transitoriamente los valores normativos, alcanzando hasta tres veces el umbral de $\pm 1,67^\circ\text{C}/\text{min}$. Estos sobrepasos son de muy corta duración, menores a 5 minutos, y reflejan la naturaleza no lineal del control, que ajusta la potencia de los elementos calefactores y de enfriamiento de manera discreta para alcanzar rápidamente el nuevo set-point. Este comportamiento es habitual en equipos de ciclado térmico y no compromete la validez del ensayo, ya que la exposición acumulada a temperaturas extremas y los tiempos de permanencia se cumplen conforme a la norma IEC 61215-2:2021 [10]. En la práctica, fabricantes de cámaras climáticas reconocen que estos transitorios son propios del control PID y no afectan la validez del ensayo [36, 37]. Además, estudios sobre confiabilidad de módulos fotovoltaicos señalan que tales desviaciones son representativas de variaciones ambientales reales [8, 23].

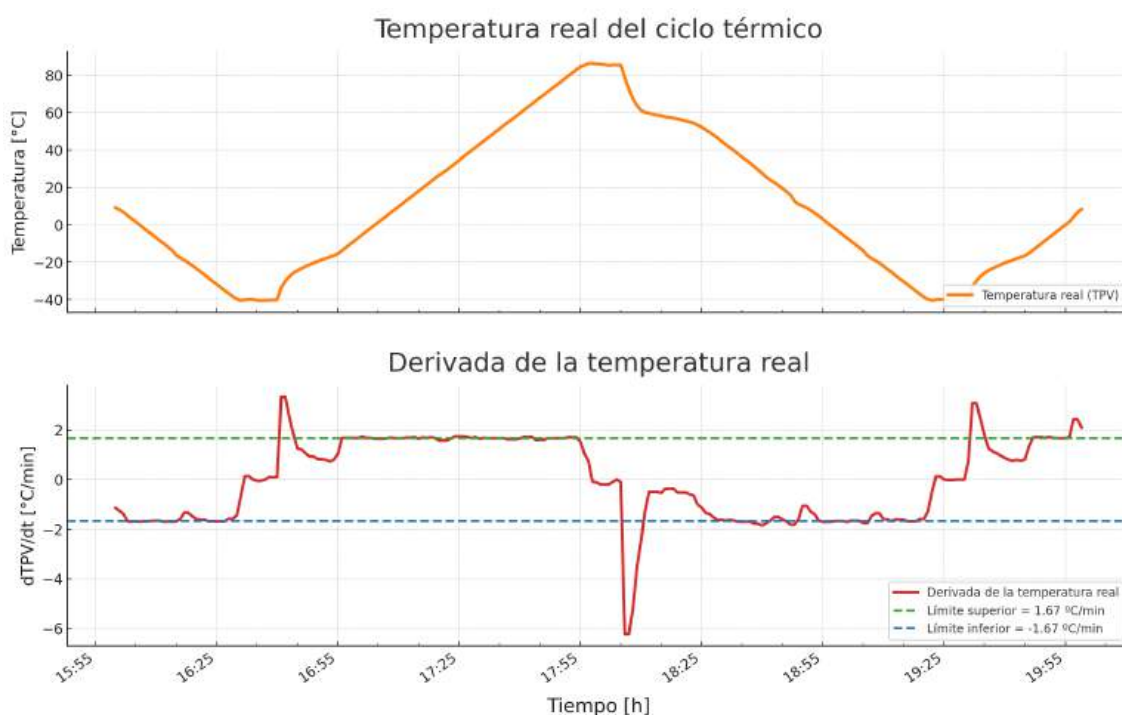


Figura 6.4: Perfil real y derivada de temperatura medida en un ciclo típico.

Conclusión de la validación

Los resultados confirman que el ensayo de ciclado térmico se realizó conforme a la IEC 61215-2:2021. Aunque la derivada real presentó sobrepasos puntuales, las condiciones de temperatura, permanencia y pendiente se mantuvieron dentro de los límites normativos. Por lo tanto, los resultados de curvas I-V y EL presentados a continuación pueden atribuirse de forma confiable al estrés térmico aplicado.

6.2. Inspección visual

Módulo T08H1001-2127.

En la cara frontal no se identifican defectos relevantes: el vidrio se observa íntegro, sin fisuras ni marcas que comprometan la transmisión óptica, y el marco no presenta deformaciones. El acercamiento mostrado en la figura 6.5(c) corresponde a un detalle superficial en la cara posterior, sin afectación de sellos ni del encapsulante, por lo que se clasifica como superficial. No se observan delaminaciones, levantamientos del encapsulante, corrosión en interconexiones, quemaduras ni evidencias de ingreso de humedad. La caja de conexiones y los conectores mantienen su integridad mecánica.

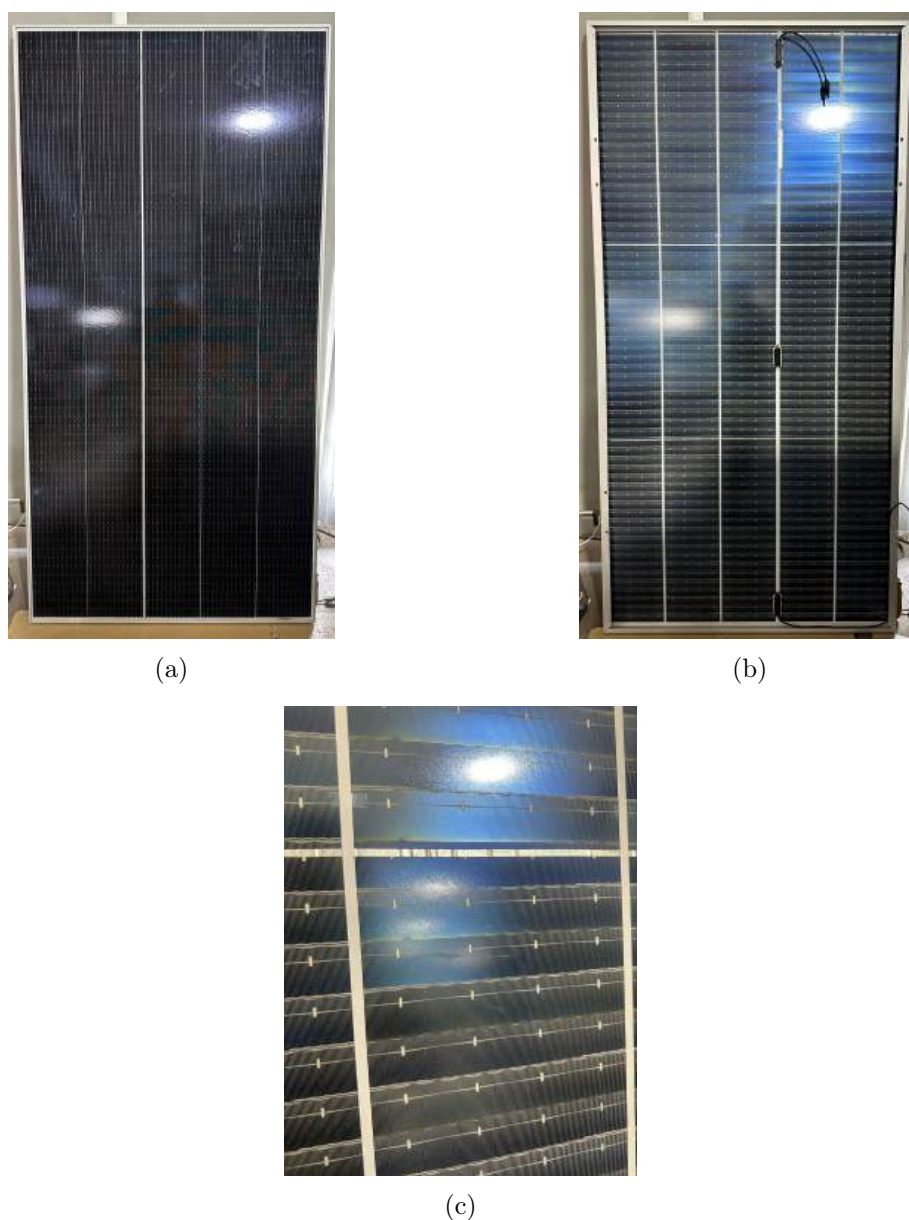


Figura 6.5: Inspección visual del módulo bifacial T08H1001-2127: (a) cara frontal, (b) cara posterior y (c) detalle del defecto observado en la cara posterior.

Módulo T08H1001-2124.

El estado general es adecuado en ambas caras. La cara frontal presenta un raspón superficial más notorio en la esquina izquierda, apreciable en la figura 6.6(c). La cara posterior se encuentra sin observaciones. No se detectan delaminaciones, corrosión, puntos de quemado ni desprendimientos del marco. La caja de conexiones y los conectores no muestran daños ni holguras.

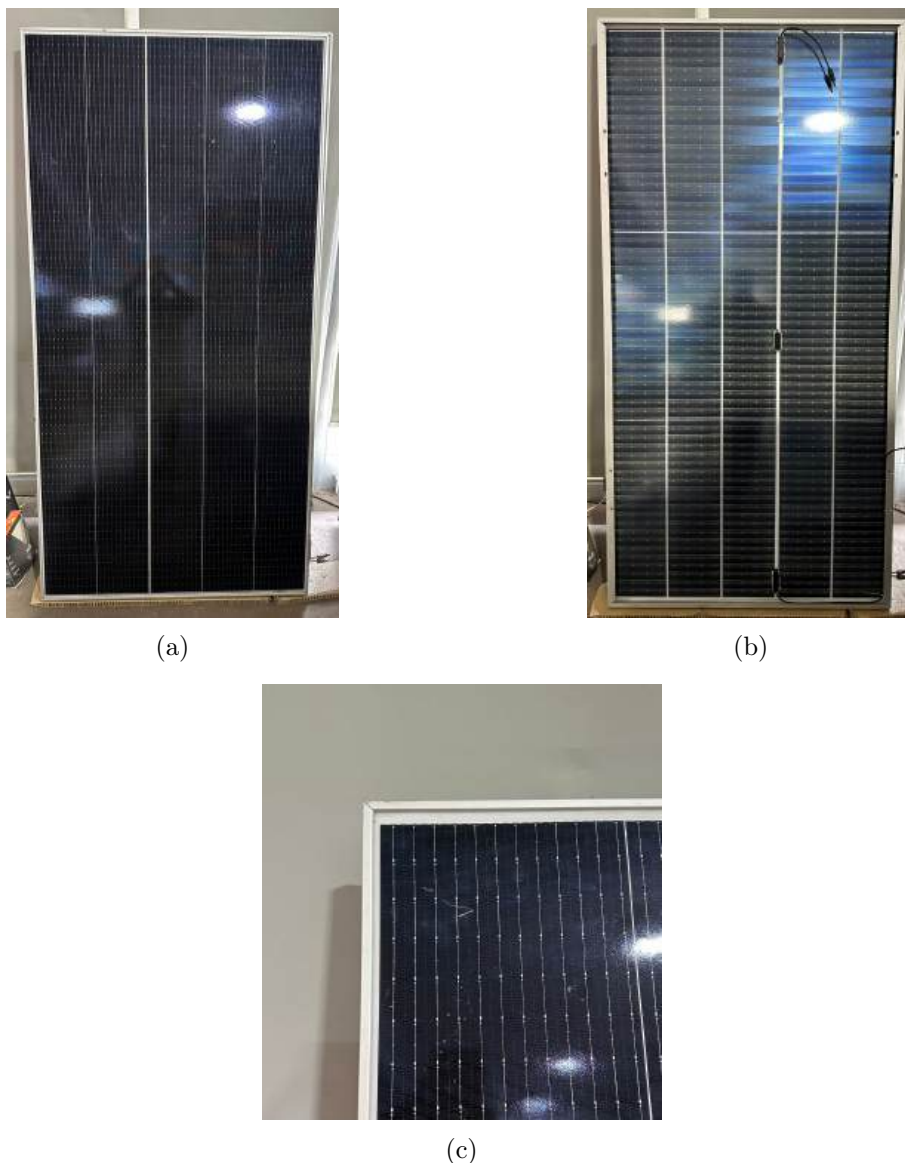


Figura 6.6: Inspección visual del módulo bifacial T08H1001-2124: (a) cara frontal, (b) cara posterior y (c) detalle del defecto observado en la cara frontal.

En síntesis, ambos módulos cumplen los criterios de aceptación de inspección visual. Las marcas descritas son de carácter superficial y no evidencian mecanismos de degradación estructural. Estas observaciones sirven como línea base para comparar con los resultados eléctricos y de electroluminiscencia que se presentan a continuación.

6.3. Curvas I-V y P-V

6.3.1. Curvas I-V y P-V del módulo T08H1001-2127

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para el módulo **T08H1001-2127**. El análisis se inicia con las curvas medidas en la cara frontal antes del ensayo de ciclado térmico. Posteriormente, se mostrarán los resultados post-TCT y las comparaciones correspondientes.

6.3.1.a. Condición previa al ensayo de ciclado térmico (cara frontal)

Antes del sometimiento al ensayo de ciclado térmico, se registraron las curvas I-V y P-V en la cara frontal del módulo bajo diferentes niveles de irradiancia, estableciendo la línea base de su desempeño eléctrico.

En la Figura 6.7 se observa que la corriente de cortocircuito crece proporcionalmente con la irradiancia, alcanzando 8,77 A, 11,69 A y 14,61 A para 600, 800 y 1000 W/m² respectivamente. El voltaje de circuito abierto se mantiene prácticamente estable en torno a los 42,9 V frente a variaciones de irradiancia, en concordancia con la teoría fotovoltaica, que establece que este parámetro depende principalmente de la temperatura y de forma logarítmica de la irradiancia [16, 28, 23]. Los puntos de máxima potencia (V_{mp} e I_{mp}) se ubican alrededor de 35,8 V, con una variación de la corriente proporcional al nivel de radiación incidente.

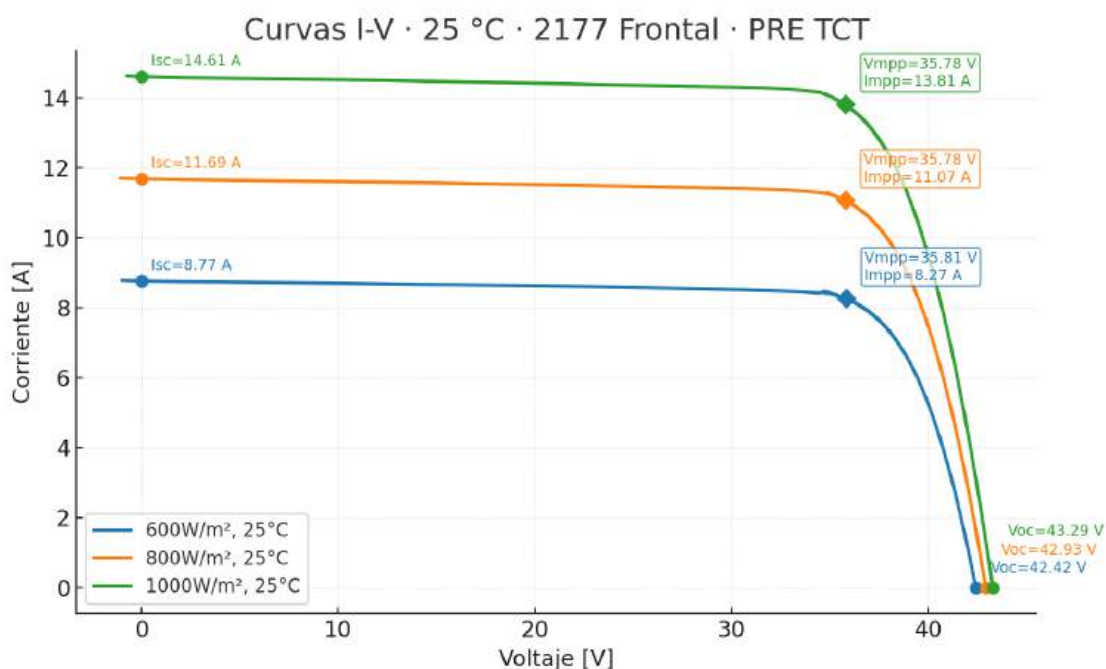


Figura 6.7: Curvas I-V del módulo T08H1001-2127 (cara frontal) previo al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.

Se presenta el mismo estado base del módulo representado mediante la curva P-V, donde la figura 6.8 refleja el aumento progresivo de la potencia máxima con la irradiancia,

registrándose valores de P_{max} de 296,1 W, 396,3 W y 494,2 W para 600, 800 y 1000 W/m² respectivamente.

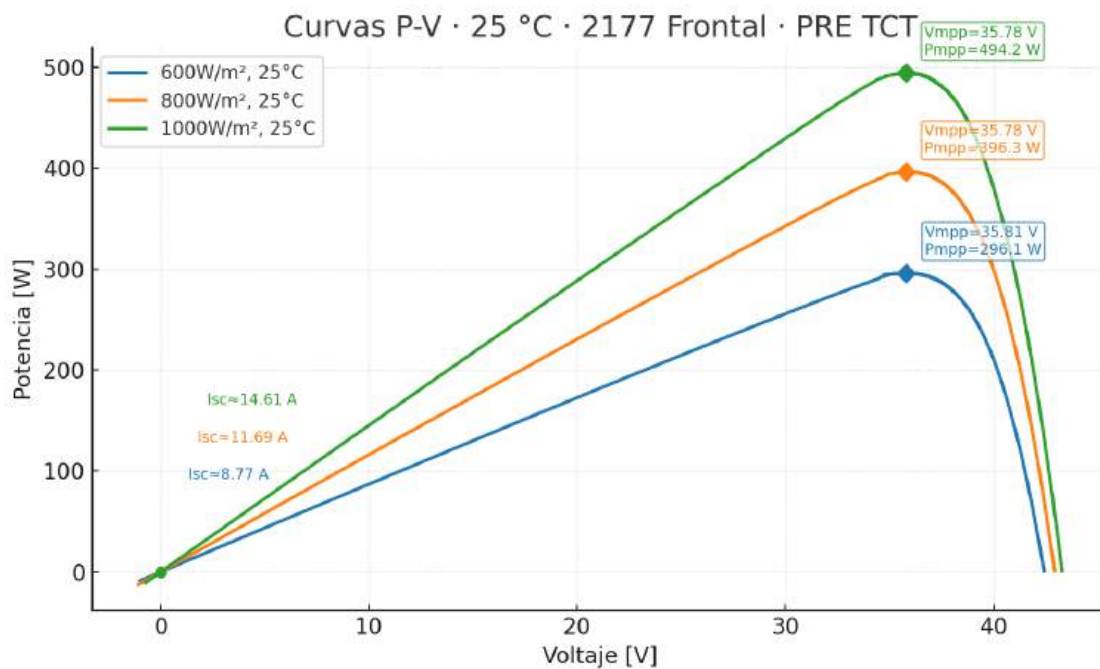


Figura 6.8: Curvas P-V del módulo T08H1001-2127 (cara frontal) previo al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.

La Tabla 6.1 presenta los parámetros eléctricos extraídos en las distintas condiciones de temperatura e irradiancia. Se observa una ligera disminución de V_{oc} y P_{max} al aumentar la temperatura, lo cual es coherente con el coeficiente de temperatura negativo característico de las celdas de silicio cristalino [16, 28, 23]. Se aprecia además que el factor de forma se mantiene elevado (79–80 %), indicando una curva bien definida y con bajas pérdidas resistivas en la condición inicial. Este desempeño confirma que el módulo se encontraba en buen estado antes de ser sometido al estrés térmico.

Tabla 6.1: Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2177 cara frontal previo al TCT.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. [°C]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	V_{mp} [V]	I_{mp} [A]	P_{max} [W]	FF [%]
600.00	25.00	8.77	42.42	35.81	8.27	296.08	79.60
600.00	30.00	8.78	41.89	35.13	8.29	291.29	79.16
600.00	35.00	8.79	41.29	34.39	8.30	285.43	78.64
800.00	25.00	11.69	42.93	35.78	11.08	396.30	78.99
800.00	30.00	11.70	42.36	35.32	11.02	389.27	78.52
800.00	35.00	11.72	41.82	34.53	11.07	382.27	78.03
1000.00	25.00	14.61	43.29	35.78	13.81	494.21	78.14
1000.00	30.00	14.63	42.72	35.04	13.85	485.42	77.66
1000.00	35.00	14.65	42.16	34.58	13.78	476.49	77.13

6.3.1.b. Condición posterior al ensayo de ciclado térmico (cara frontal)

Una vez finalizado el ensayo de ciclado térmico, se volvieron a registrar las curvas I-V y P-V en la cara frontal del módulo, bajo las mismas condiciones de irradiancia y temperatura que en la etapa inicial. De esta forma fue posible evaluar si el estrés térmico generó variaciones en el desempeño eléctrico.

En la Figura 6.9 se observa un comportamiento muy similar al registrado antes del ciclado: la corriente de cortocircuito alcanza 8,80 A, 11,74 A y 14,67 A para irradiancias de 600, 800 y 1000 W/m², respectivamente. El voltaje de circuito abierto se mantiene cercano a los 42,9 V, confirmando que este parámetro depende principalmente de la temperatura y no de la irradiancia [16, 28, 23]. Asimismo, los puntos de máxima potencia se sitúan alrededor de 35,8 V, con valores de corriente proporcionales a la radiación incidente.

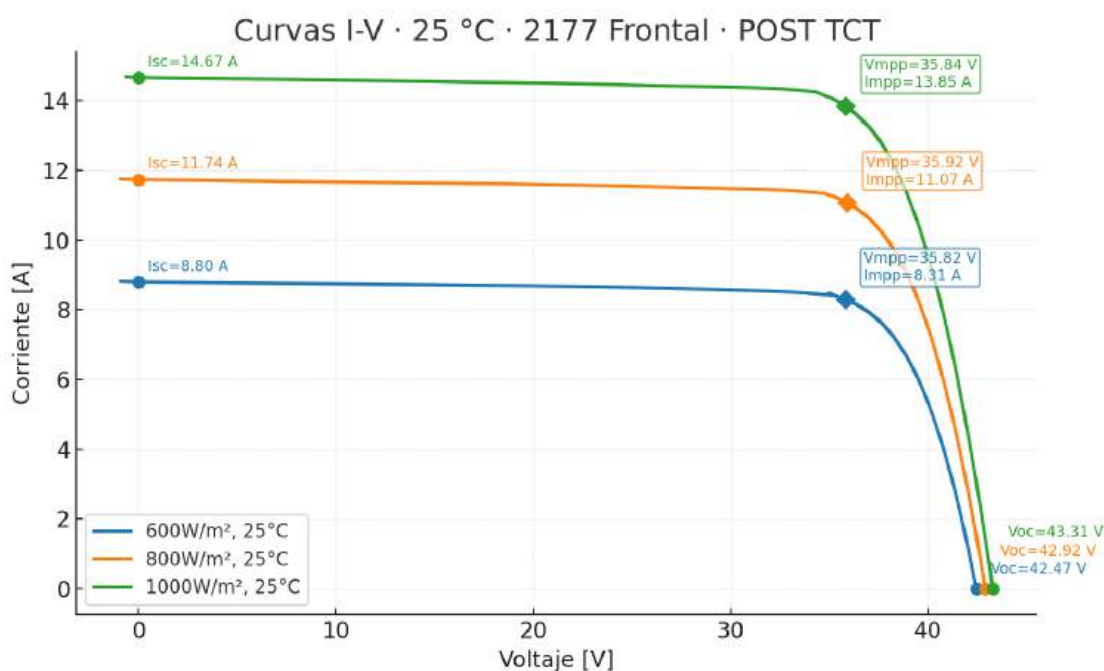


Figura 6.9: Curvas I-V del módulo T08H1001-2127 (cara frontal) posterior al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.

Del mismo modo, se muestra el estado posterior al ciclado térmico mediante la curva P-V, donde la figura 6.10 confirma que el módulo mantiene un desempeño estable posterior al ciclado. La potencia máxima medida a 1000 W/m² y 25 °C alcanza 496,3 W, levemente superior al valor registrado en la condición inicial (494,2 W).

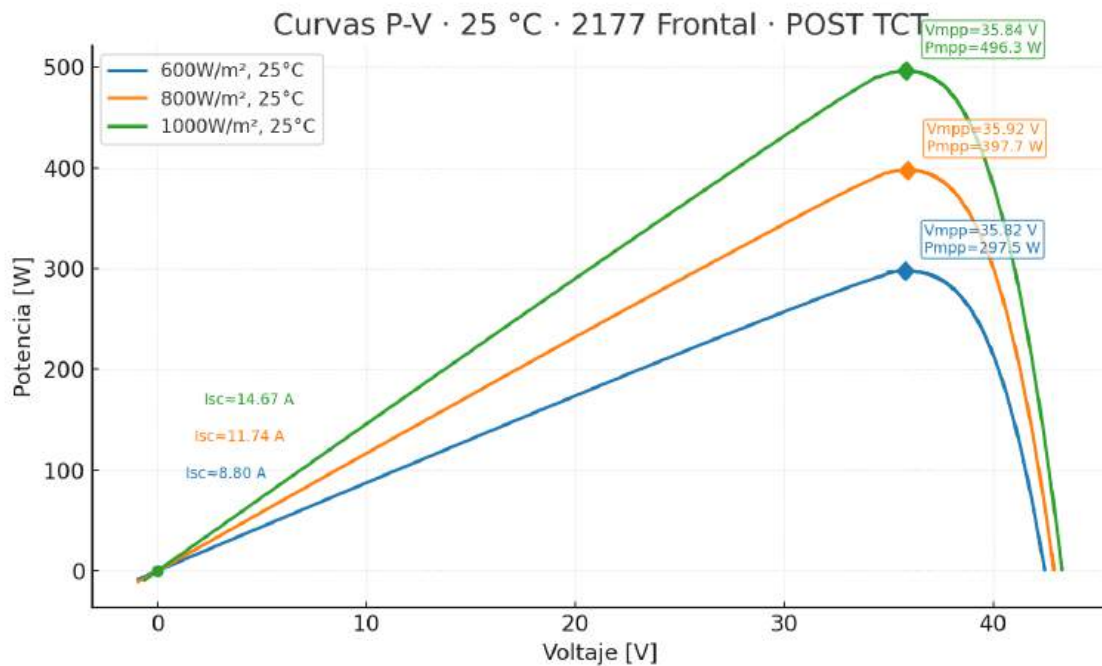


Figura 6.10: Curvas P-V del módulo T08H1001-2127 (cara frontal) posterior al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.

La Tabla 6.2 presenta los parámetros eléctricos extraídos en las distintas condiciones de temperatura e irradiancia. El factor de forma se conserva en torno al 79–80 %, lo que indica que no hubo un deterioro significativo en las pérdidas resistivas ni en la calidad de la curva. Al comparar con la condición previa, se aprecia que las variaciones de V_{oc} y P_{max} con la temperatura siguen la misma tendencia negativa esperada en celdas de silicio cristalino, coherente con su coeficiente de temperatura [16, 28]. En conjunto, estos resultados sugieren que el ciclado térmico no generó un impacto relevante en el rendimiento eléctrico de la cara frontal del módulo.

Tabla 6.2: Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2177 cara frontal tras TCT.

Irradiancia [W/m²]	Temp. [°C]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	V_{mp} [V]	I_{mp} [A]	P_{max} [W]	FF [%]
600.00	25.00	8.80	42.47	35.82	8.31	297.51	79.60
600.00	30.00	8.82	41.90	35.27	8.29	292.37	79.11
600.00	35.00	8.83	41.33	34.71	8.27	287.13	78.67
800.00	25.00	11.74	42.92	35.92	11.07	397.72	78.96
800.00	30.00	11.76	42.35	35.39	11.04	390.74	78.48
800.00	35.00	11.77	41.80	34.69	11.06	383.66	78.00
1000.00	25.00	14.67	43.31	35.84	13.85	496.27	78.13
1000.00	30.00	14.70	42.75	35.35	13.80	487.72	77.61
1000.00	35.00	14.72	42.15	34.78	13.75	478.38	77.08

6.3.1.c. Comparación entre condición previa y posterior al ciclado térmico

Con el fin de evaluar los efectos del ciclado térmico sobre la cara frontal del módulo, en esta subsección se presentan las curvas I-V y P-V comparativas entre las condiciones previas y posteriores al ensayo. Además, se incluyen tablas con las variaciones absolutas y relativas de los parámetros eléctricos.

En la Figura 6.11 se observa que las curvas I-V prácticamente se solapan entre las condiciones pre y post-TCT, evidenciando la estabilidad de los parámetros eléctricos. La corriente de cortocircuito muestra variaciones mínimas, mientras que el voltaje de circuito abierto se mantiene dentro del rango esperado en función de la temperatura, confirmando el buen estado del módulo [16, 28].

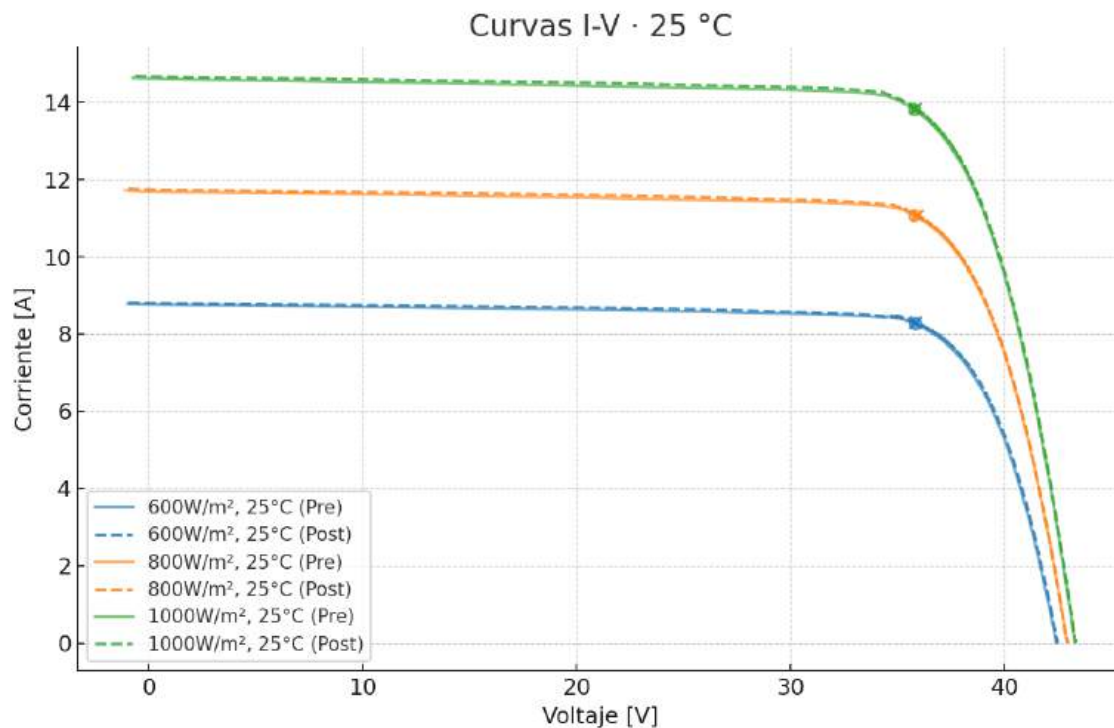


Figura 6.11: Comparación de curvas I-V previas y posteriores al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.

Finalmente, se ilustra la comparación pre y post-TCT en términos de potencia y voltaje, donde la figura 6.12 confirma la coincidencia de los puntos de máxima potencia en ambas condiciones. A 1000 W/m² y 25 °C, la diferencia de P_{max} es de 2,1 W (aproximadamente 0,4 % respecto del valor inicial), muy por debajo del criterio de aceptación de la IEC 61215-2:2021 (disminución ≤ 5 %).

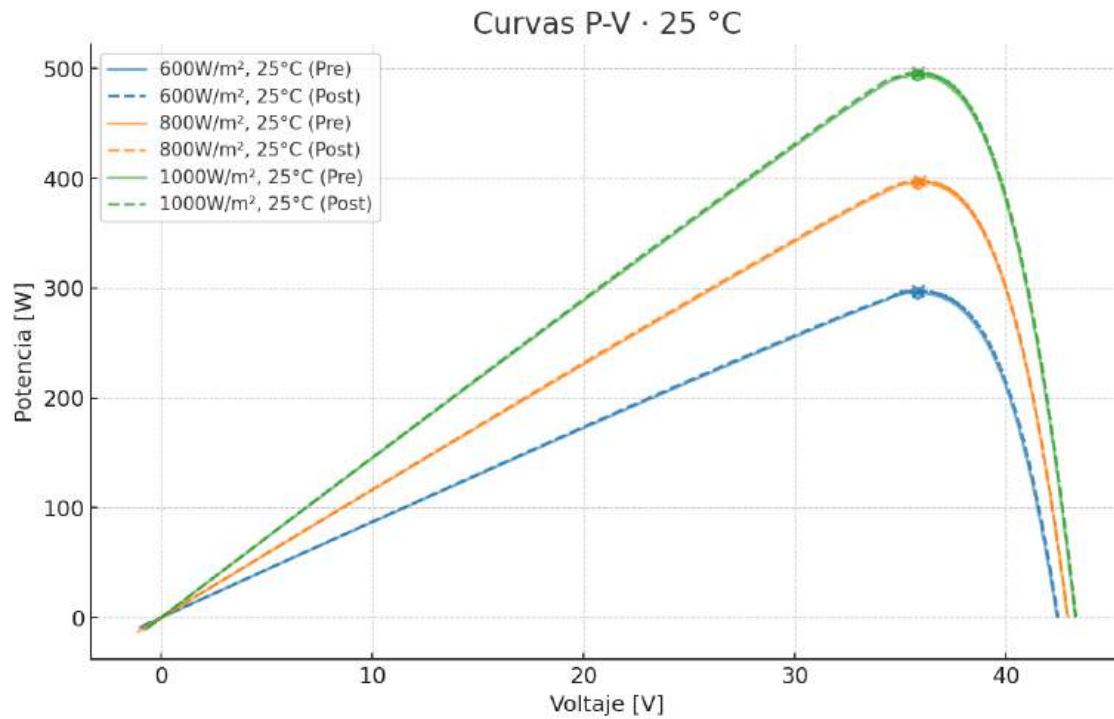


Figura 6.12: Comparación de curvas P-V previas y posteriores al ciclado térmico, a 25 °C con irradiancia variable.

En concordancia, las Tablas 6.3 y 6.4 muestran variaciones menores al 0,5 % en I_{sc} , V_{oc} y P_{max} , mientras que el FF se mantiene estable (79–80 %). Estos resultados confirman que el ciclado térmico no indujo degradaciones eléctricas significativas en la cara frontal del módulo [10, 8].

Tabla 6.3: Variaciones absolutas – Módulo T08H1001-2177 cara frontal tras TCT.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. [°C]	ΔI_{sc} [A]	ΔV_{oc} [V]	ΔV_{mp} [V]	ΔI_{mp} [A]	ΔP_{max} [W]	ΔFF [pp]
600.00	25.00	0.03	0.05	0.01	0.04	1.43	-0.00
600.00	30.00	0.04	0.01	0.14	-0.00	1.08	-0.04
600.00	35.00	0.04	0.03	0.33	-0.03	1.70	0.03
800.00	25.00	0.05	-0.01	0.15	-0.01	1.42	-0.04
800.00	30.00	0.05	-0.02	0.07	0.02	1.47	-0.04
800.00	35.00	0.05	-0.02	0.16	-0.01	1.39	-0.03
1000.00	25.00	0.05	0.02	0.07	0.03	2.06	-0.01
1000.00	30.00	0.07	0.03	0.31	-0.06	2.30	-0.05
1000.00	35.00	0.07	-0.00	0.20	-0.03	1.89	-0.06

Tabla 6.4: Variaciones % – Módulo T08H1001-2177 cara frontal tras TCT.

Irradiancia [W/m^2]	Temp. [$^{\circ}\text{C}$]	ΔI_{sc} [%]	ΔV_{oc} [%]	ΔV_{mp} [%]	ΔI_{mp} [%]	ΔP_{max} [%]	ΔFF [%]
600.00	25.00	0.36	0.12	0.02	0.46	0.48	-0.00
600.00	30.00	0.41	0.01	0.39	-0.02	0.37	-0.06
600.00	35.00	0.48	0.08	0.96	-0.36	0.59	0.03
800.00	25.00	0.42	-0.01	0.41	-0.05	0.36	-0.05
800.00	30.00	0.47	-0.04	0.21	0.17	0.38	-0.05
800.00	35.00	0.44	-0.04	0.45	-0.09	0.36	-0.04
1000.00	25.00	0.37	0.06	0.19	0.23	0.42	-0.01
1000.00	30.00	0.46	0.08	0.89	-0.41	0.47	-0.06
1000.00	35.00	0.48	-0.01	0.59	-0.20	0.40	-0.07

6.3.1.d. Condición posterior al ensayo de ciclado térmico (cara posterior)

Tras el ensayo de ciclado térmico, se repitieron las mediciones en la cara posterior del módulo, manteniendo las mismas condiciones experimentales que en la etapa previa. Esto permitió evaluar si el estrés térmico produjo variaciones en los parámetros eléctricos de esta cara.

En la Figura 6.13 se aprecia que la corriente de cortocircuito se mantuvo prácticamente inalterada respecto de la condición inicial, con valores de 5,84 A, 7,78 A y 9,72 A para 600, 800 y 1000 W/m^2 , respectivamente. El voltaje de circuito abierto se conserva cercano a 42 V, confirmando la baja sensibilidad de este parámetro a la irradiancia y su dependencia principal de la temperatura [16, 28]. Los puntos de máxima potencia (V_{mp} e I_{mp}) se mantienen estables alrededor de 38 V.

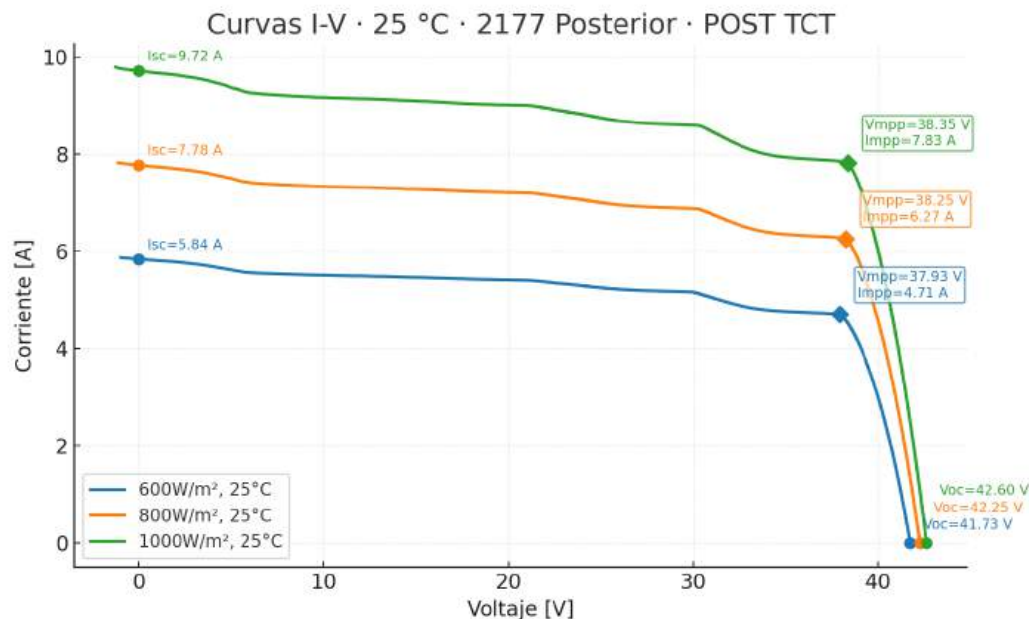


Figura 6.13: Curvas I-V del módulo T08H1001-2177 (cara posterior) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

A continuación, se presenta el mismo estado del módulo posterior al ensayo de ciclado térmico, pero representado mediante la curva P-V.

La Figura 6.14 muestra que la potencia máxima se mantuvo prácticamente sin cambios tras el ciclado térmico: P_{max} alcanzó 178,5 W, 239,6 W y 300,3 W para 600, 800 y 1000 W/m², respectivamente. Estas diferencias son inferiores al 0,5 % respecto de los valores iniciales, lo que sugiere que no existió degradación relevante inducida por el estrés térmico.

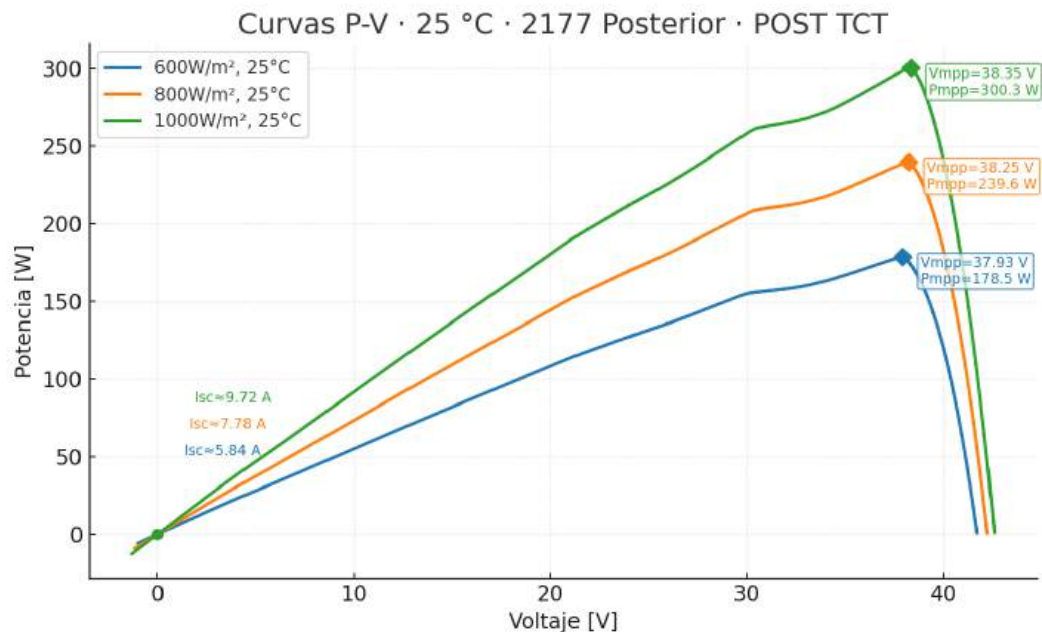


Figura 6.14: Curvas P-V del módulo T08H1001-2177 (cara posterior) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

La Tabla 6.5 presenta los parámetros eléctricos extraídos en distintas condiciones de temperatura e irradiancia. Se observa que V_{oc} y P_{max} disminuyen levemente al aumentar la temperatura, lo cual concuerda con el coeficiente de temperatura negativo típico de las celdas de silicio cristalino [16, 28]. El factor de forma se mantuvo en torno al 73 %, característico de la cara posterior de módulos bifaciales, donde las pérdidas resistivas y la menor irradiancia incidente reducen este parámetro en comparación con la cara frontal [23, 8]. En conjunto, los resultados indican que el ciclado térmico no provocó cambios significativos en la respuesta de la cara posterior del módulo.

Tabla 6.5: Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2177 cara posterior tras TCT.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. [°C]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	V_{mp} [V]	I_{mp} [A]	P_{max} [W]	FF [%]
600.00	25.00	5.84	41.73	37.93	4.71	178.53	73.24
600.00	30.00	5.84	41.19	37.37	4.71	175.88	73.08
600.00	35.00	5.85	40.64	36.74	4.72	173.28	72.95
800.00	25.00	7.78	42.25	38.25	6.27	239.62	72.93
800.00	30.00	7.78	41.69	37.63	6.27	236.08	72.80
800.00	35.00	7.79	41.15	37.04	6.28	232.69	72.63
1000.00	25.00	9.72	42.60	38.35	7.83	300.31	72.54
1000.00	30.00	9.72	42.07	37.76	7.84	296.07	72.39
1000.00	35.00	9.72	41.51	37.14	7.85	291.51	72.24

6.3.1.e. Comparación entre condición previa y posterior al ciclado térmico

Con el fin de evaluar los efectos del ciclado térmico en la cara posterior del módulo, en esta subsección se presentan las curvas I-V y P-V comparativas entre las condiciones previas y posteriores al ensayo. Asimismo, se incluyen tablas con las variaciones absolutas y porcentuales de los parámetros eléctricos.

En la Figura 6.15 se aprecia que las curvas I-V prácticamente se solapan entre las condiciones Pre y Post-TCT, lo que indica una muy baja variación de los parámetros eléctricos. La corriente de cortocircuito permanece estable en torno a 5,8 A, 7,8 A y 9,7 A para irradiancias de 600, 800 y 1000 W/m², respectivamente. El voltaje de circuito abierto se mantiene cercano a 42 V, en concordancia con la teoría fotovoltaica que indica su fuerte dependencia de la temperatura y su débil relación logarítmica con la irradiancia [16, 28].

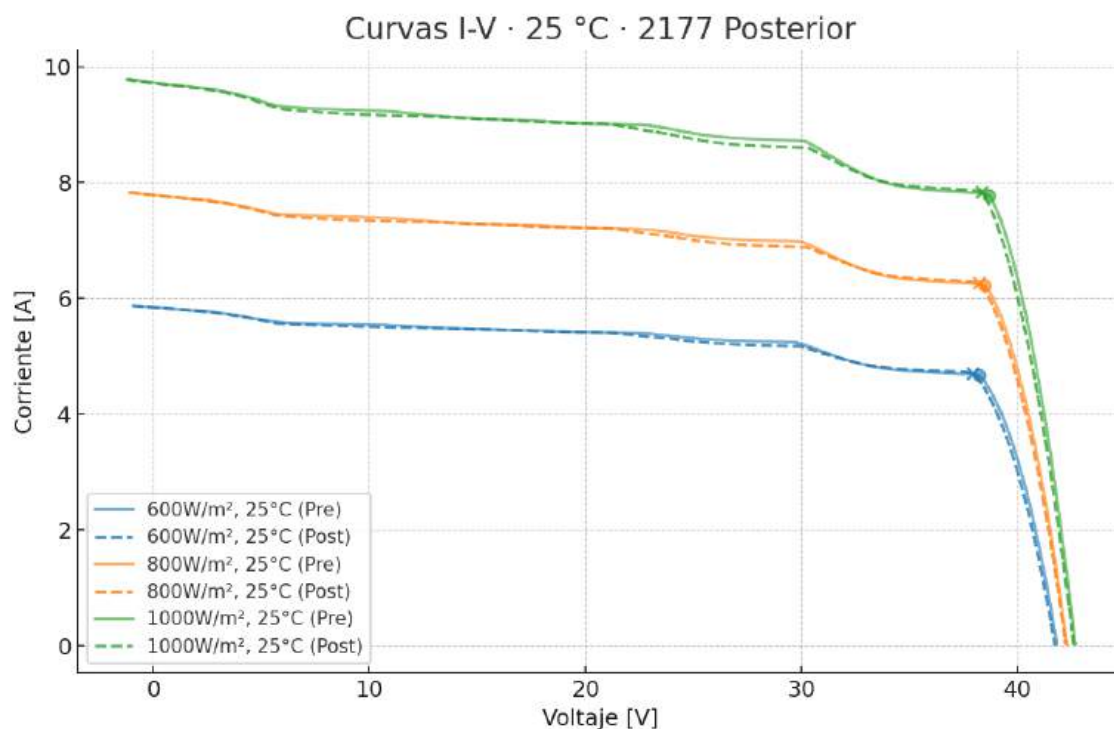


Figura 6.15: Comparación de curvas I-V de la cara posterior antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

A continuación, se presenta la gráfica comparativa del estado previo y posterior al ensayo de ciclado térmico del módulo, pero representada mediante la curva P-V, donde la figura 6.16 confirma que el punto de máxima potencia apenas se modifica tras el ciclado, con diferencias inferiores a 1 W para las tres condiciones de irradiancia. El factor de forma se mantiene en torno a un 73 %, lo que refleja una respuesta estable de la cara posterior aún después del estrés térmico.

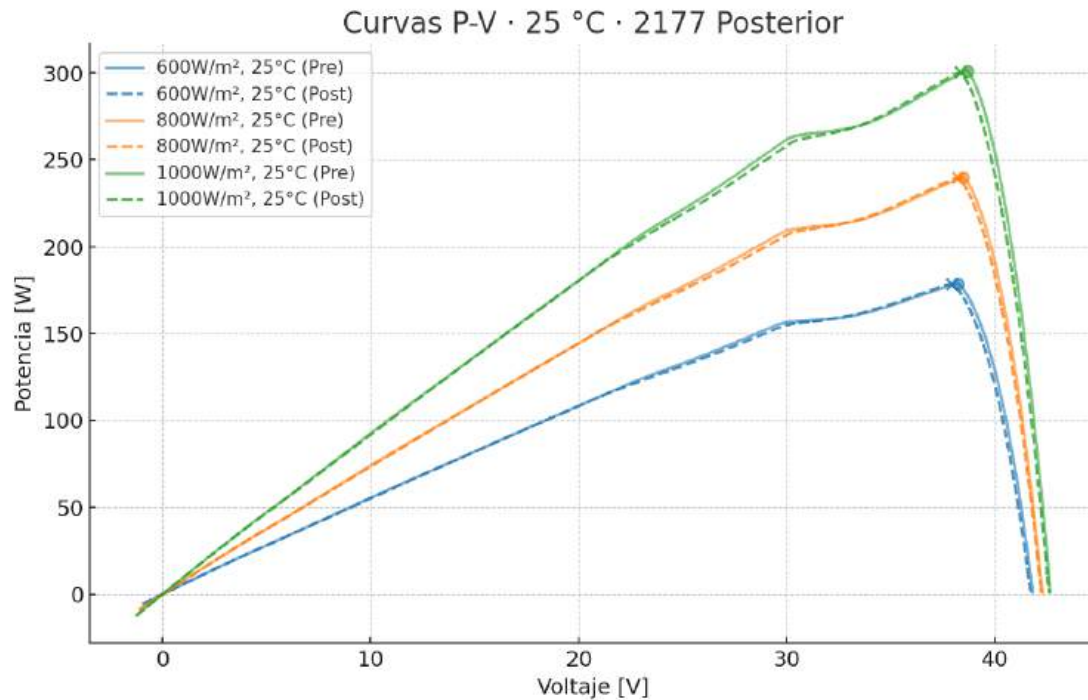


Figura 6.16: Comparación de curvas P-V de la cara posterior antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

La Tabla 6.6 muestra las variaciones absolutas de los parámetros eléctricos, mientras que la Tabla 6.7 presenta las variaciones relativas porcentuales. Se observa que las diferencias de V_{oc} y V_{mp} se mantienen por debajo del 1 %, mientras que I_{sc} y P_{max} prácticamente no se ven afectados. El FF presenta incrementos muy leves (aproximadamente 0,3 puntos porcentuales), lo que se interpreta como una ligera mejora asociada a la repetibilidad de la medición más que a un cambio real en el módulo [23, 8]. En conjunto, estos resultados confirman que el ciclado térmico no indujo degradaciones significativas en la cara posterior del módulo.

Tabla 6.6: Variaciones absolutas – Módulo T08H1001-2177 cara posterior tras TCT.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. [°C]	ΔI_{sc} [A]	ΔV_{oc} [V]	ΔV_{mp} [V]	ΔI_{mp} [A]	ΔP_{max} [W]	ΔFF [%]
600.00	25.00	-0.00	-0.10	-0.28	0.03	-0.10	0.19
600.00	30.00	-0.00	-0.06	-0.21	0.03	0.11	0.20
600.00	35.00	0.00	-0.02	-0.22	0.04	0.44	0.22
800.00	25.00	-0.01	-0.05	-0.24	0.04	-0.16	0.11
800.00	30.00	-0.01	-0.04	-0.27	0.05	0.02	0.15
800.00	35.00	-0.00	-0.02	-0.21	0.05	0.36	0.14
1000.00	25.00	-0.01	-0.07	-0.35	0.05	-0.78	0.01
1000.00	30.00	-0.01	-0.01	-0.27	0.05	-0.20	0.04
1000.00	35.00	-0.01	-0.04	-0.30	0.06	-0.16	0.10

Tabla 6.7: Variaciones % – Módulo T08H1001-2177 cara posterior tras TCT.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. [°C]	ΔI_{sc} [%]	ΔV_{oc} [%]	ΔV_{mp} [%]	ΔI_{mp} [%]	ΔP_{max} [%]	ΔFF [%]
600.00	25.00	-0.08	-0.24	-0.73	0.68	-0.05	0.26
600.00	30.00	-0.06	-0.14	-0.55	0.62	0.07	0.27
600.00	35.00	0.01	-0.05	-0.60	0.86	0.26	0.30
800.00	25.00	-0.10	-0.12	-0.63	0.57	-0.07	0.15
800.00	30.00	-0.10	-0.10	-0.71	0.72	0.01	0.20
800.00	35.00	-0.01	-0.04	-0.57	0.72	0.15	0.20
1000.00	25.00	-0.09	-0.17	-0.90	0.65	-0.26	0.01
1000.00	30.00	-0.10	-0.02	-0.71	0.65	-0.07	0.05
1000.00	35.00	-0.09	-0.10	-0.80	0.75	-0.05	0.13

6.3.1.f. Discusión comparativa entre cara frontal y posterior

Una vez analizadas por separado las condiciones Pre y Post-TCT de cada cara del módulo, es posible realizar una comparación global entre el comportamiento de la cara frontal y posterior. Esta comparación permite identificar asimetrías propias de la bifacialidad, así como verificar si el ciclado térmico afecta de manera diferencial a cada superficie del módulo.

En primer lugar, se observa que la cara frontal entrega valores significativamente mayores de potencia máxima en todas las condiciones de irradiancia, lo que era esperable debido a su exposición directa a la radiación y a un mayor factor de forma (79–80 % en la frontal frente a 73 % en la posterior). Este resultado es consistente con estudios previos sobre módulos bifaciales, que reportan una eficiencia superior en la cara frontal y una reducción del FF en la posterior asociada a mayores pérdidas resistivas y menor captación fotónica [23, 8].

En cuanto a la evolución tras el ensayo de ciclado térmico, tanto la cara frontal como la posterior muestran una notable estabilidad. Las variaciones porcentuales de I_{sc} , V_{oc} , V_{mp} e I_{mp} fueron inferiores al 1 % en ambos casos, y las diferencias en P_{max} estuvieron por debajo del 0,5 %. Estos resultados confirman que el ciclado térmico no indujo degradaciones significativas en ninguno de los dos lados del módulo, coherente con lo esperado en un dispositivo que supera satisfactoriamente los requisitos de la norma IEC 61215-2:2021 [10]. En términos del criterio de aceptación, la disminución permisible de P_{max} es ≤ 5 %, umbral que no se alcanza en ninguna de las condiciones evaluadas.

Debe considerarse además que los módulos evaluados corresponden a equipos nuevos. Según la garantía del fabricante, la potencia de salida mínima garantizada en el primer año es del 98 % del valor nominal, y la degradación anual máxima a partir del segundo año se establece en 0,45 % [33]. Esto implica que en el primer año la pérdida de potencia es prácticamente despreciable, lo cual explica que el ensayo de ciclado térmico en módulos nuevos no evidencie pérdidas significativas y que los dispositivos superen la prueba sin inconvenientes. De hecho, los valores obtenidos en este estudio son coherentes con la degradación proyectada por el fabricante para el primer año.

A pesar de esta estabilidad, la literatura señala que la cara posterior de los módulos bifaciales puede presentar una mayor sensibilidad a mecanismos de degradación específicos. Entre ellos destacan:

- **Encapsulante y sellado:** mayor exposición a radiación difusa y trayectorias de humedad, lo que puede acelerar procesos de corrosión o envejecimiento [8].
- **Fragilidad mecánica:** la reducción de la metalización trasera para permitir bifacialidad disminuye la rigidez mecánica, aumentando el riesgo de microgrietas bajo esfuerzos de ciclado térmico o mecánico [12].
- **Disminución del FF:** el factor de forma más bajo observado en la cara posterior ($\approx 73\%$) implica que pequeñas variaciones en resistencia serie o recombinación pueden amplificarse en condiciones de estrés.

En conjunto, los resultados permiten concluir que ambos lados del módulo mantienen un comportamiento eléctrico estable después del ciclado térmico, validando la robustez del diseño bifacial evaluado. No obstante, la menor robustez estructural y el menor FF de la cara posterior refuerzan la importancia de incluir esta cara en las pruebas de fiabilidad, en línea con lo recomendado en estudios recientes de módulos bifaciales [8, 12].

6.3.2. Curvas IV y PV del Módulo T08H1001-2124

En esta sección se presentan los resultados correspondientes al módulo T08H1001-2124. Se sigue el mismo orden metodológico aplicado al módulo previo: análisis Pre-TCT y Post-TCT por cara (frontal y posterior), su comparación directa (Pre vs Post), y una discusión comparativa entre caras.

6.3.2.a. Condición previa al ensayo de ciclado térmico (cara frontal)

Antes del sometimiento al ensayo de ciclado térmico, se registraron las curvas I–V y P–V de la cara frontal del módulo 2124 bajo diferentes niveles de irradiancia, estableciendo la línea base de su desempeño eléctrico.

En la Figura 6.17 se aprecia un aumento progresivo de la corriente de cortocircuito conforme se incrementa la irradiancia, alcanzando valores de 8,55 A, 11,40 A y 14,26 A para 600, 800 y 1000 W/m² respectivamente. Este comportamiento es consistente con la teoría fotovoltaica, donde I_{sc} depende de manera casi lineal de la irradiancia [16, 28]. El voltaje de circuito abierto, en cambio, se mantiene prácticamente constante en torno a los 42,8–43,0 V, lo que confirma su dependencia principalmente con la temperatura de operación y no con la radiación incidente [23]. Los puntos de máxima potencia (V_{mp} e I_{mp}) se concentran alrededor de 35,7–36,0 V, con la corriente incrementándose de forma proporcional a la irradiancia.

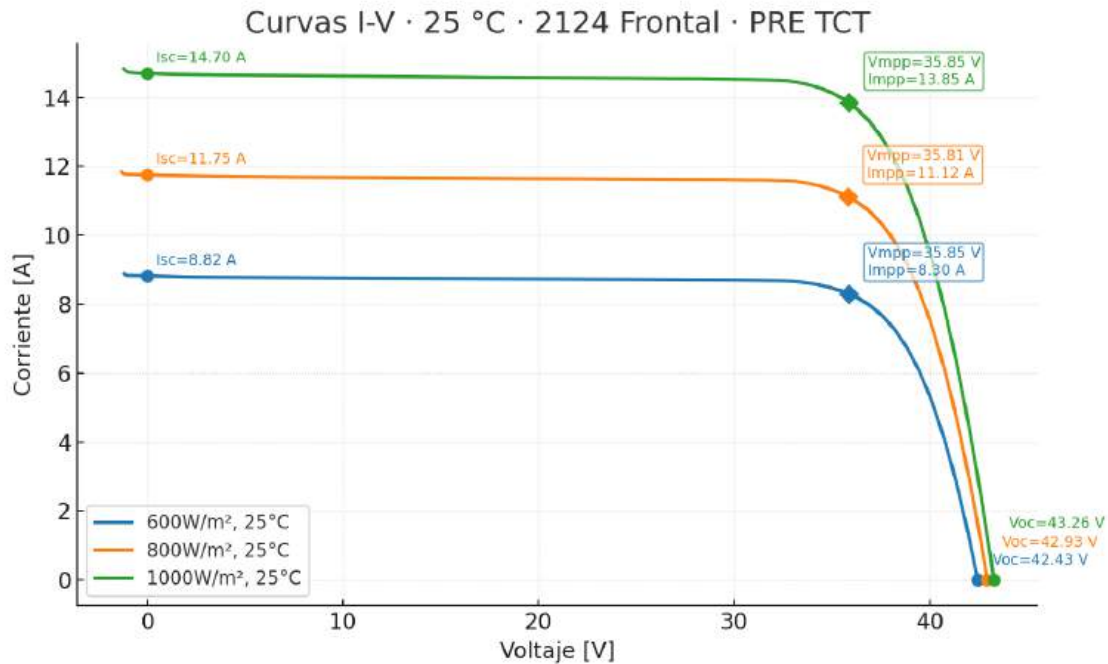


Figura 6.17: Curvas I-V del módulo T08H1001-2124 (cara frontal) antes del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

La Figura 6.18 muestra el incremento de la potencia máxima con la irradiancia, con valores de 292,1 W, 389,8 W y 485,7 W para 600, 800 y 1000 W/m^2 , respectivamente.

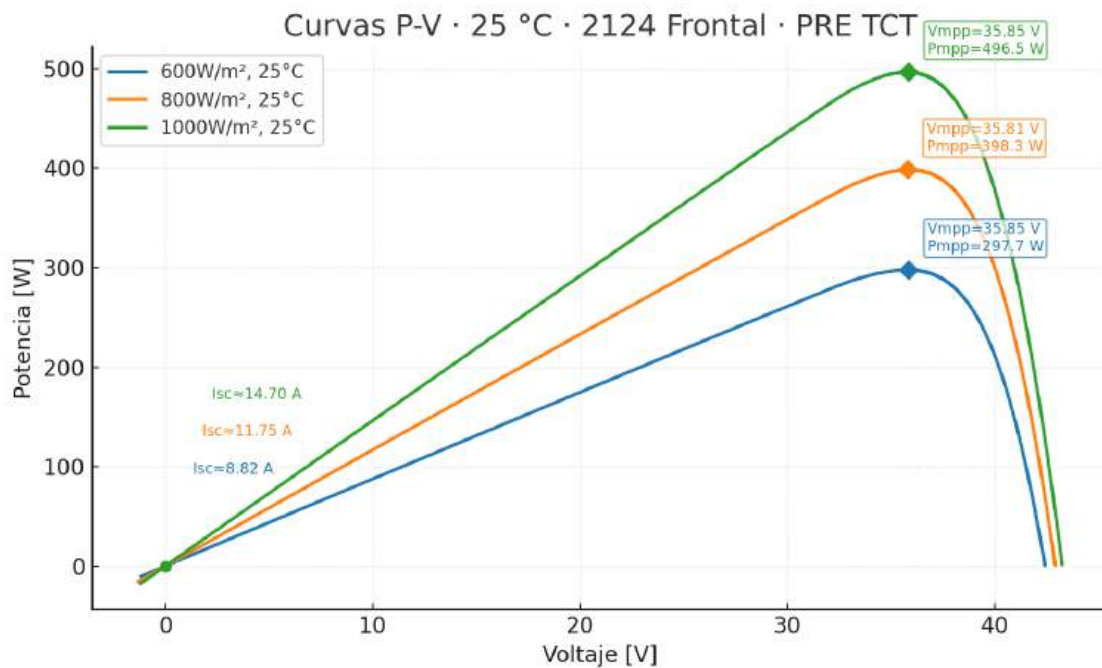


Figura 6.18: Curvas P-V del módulo 2124 (cara frontal) antes del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

La Tabla 6.8 resume los parámetros eléctricos extraídos a 25, 30 y 35 °C. Se observa una ligera disminución de V_{oc} y P_{max} con el aumento de la temperatura, coherente con los coeficientes de temperatura negativos de los módulos de silicio cristalino [16]. El factor de forma se mantiene elevado en torno a 79–80 %, reflejando bajas pérdidas resistivas internas y confirmando la buena calidad del módulo en su condición inicial. Este comportamiento confirma que el módulo 2124 se encontraba en óptimo estado previo al sometimiento al estrés térmico.

Tabla 6.8: Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2124 cara frontal previo al TCT

Irradiancia [W/m^2]	Temp. [$^{\circ}\text{C}$]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	V_{mp} [V]	I_{mp} [A]	P_{max} [W]	FF [%]
600.00	25.00	8.82	42.43	35.85	8.30	297.70	79.55
600.00	30.00	8.83	41.88	35.17	8.32	292.62	79.14
600.00	35.00	8.85	41.32	34.66	8.30	287.68	78.70
800.00	25.00	11.75	42.93	35.91	11.09	398.33	78.96
800.00	30.00	11.77	42.37	35.23	11.11	391.53	78.50
800.00	35.00	11.79	41.80	34.60	11.11	384.32	78.02
1000.00	25.00	14.70	43.26	35.85	13.85	496.50	78.09
1000.00	30.00	14.71	42.74	35.14	13.88	487.82	77.59
1000.00	35.00	14.73	42.19	34.62	13.85	479.34	77.13

6.3.2.b. Condición posterior al ensayo de ciclado térmico (cara frontal)

Tras el ensayo de ciclado térmico, se volvieron a registrar las curvas I–V y P–V en la cara frontal del módulo 2124 bajo las mismas condiciones de irradiancia y temperatura que en la etapa inicial. De esta manera, fue posible evaluar si el estrés térmico generó variaciones en su desempeño eléctrico.

En la Figura 6.19 se aprecia un comportamiento prácticamente idéntico al registrado antes del ensayo. La corriente de cortocircuito alcanza 8,81 A, 11,74 A y 14,68 A para irradiancias de 600, 800 y 1000 W/m^2 , respectivamente, valores muy cercanos a los medidos en la condición inicial. El voltaje de circuito abierto se mantiene estable en torno a 42,5–43,3 V, lo que confirma su dependencia principal de la temperatura y no de la irradiancia [16, 28]. Los puntos de máxima potencia (V_{mp} , I_{mp}) se sitúan alrededor de 36 V, sin evidenciar pérdidas relevantes tras el ciclado.

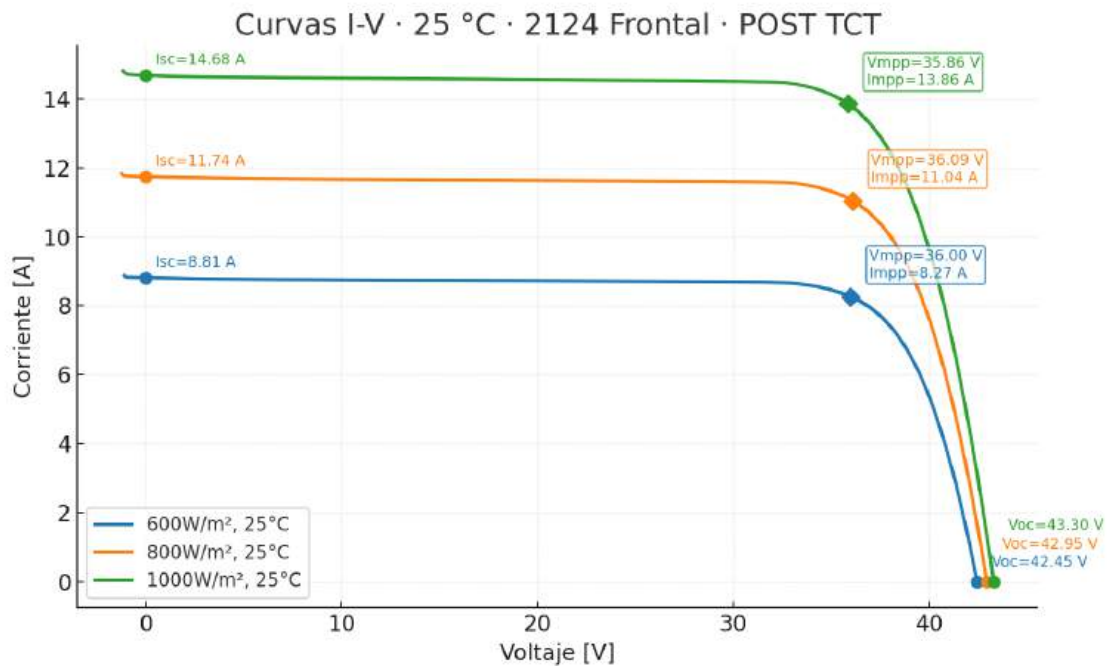


Figura 6.19: Curvas I-V del módulo 2124 (cara frontal) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

A continuación, se presenta el estado del módulo posterior al ensayo de ciclado térmico, analizado mediante la curva P-V, donde la figura 6.20 confirma que el punto de máxima potencia se conserva prácticamente inalterado. Los valores de P_{max} alcanzan 297,8 W, 398,8 W y 497,0 W para 600, 800 y 1000 W/m^2 , respectivamente, muy similares a los obtenidos en el estado Pre-TCT. El factor de forma se mantiene en torno a 79–80 %, evidenciando una curva bien definida y bajas pérdidas resistivas. Estos resultados son coherentes con lo reportado en la literatura, donde módulos nuevos sometidos a ciclado térmico no presentan pérdidas de potencia significativas en los primeros ciclos [8, 23].

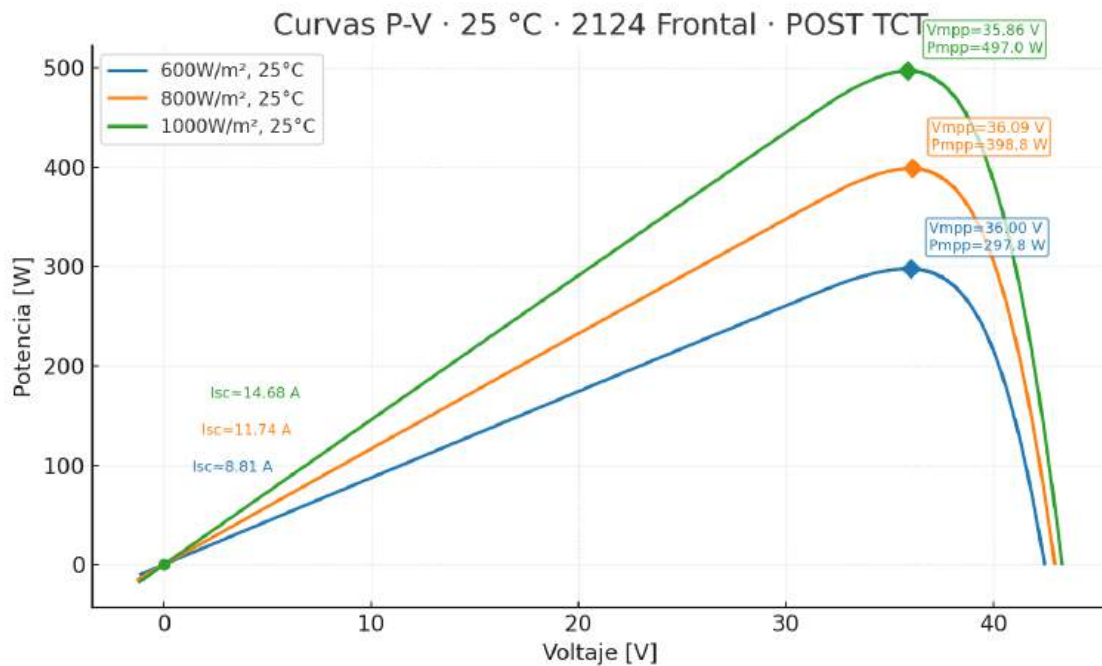


Figura 6.20: Curvas P-V del módulo 2124 (cara frontal) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

La Tabla 6.9 resume los parámetros eléctricos extraídos en las distintas condiciones de irradiancia y temperatura. Se aprecia la ligera disminución de V_{oc} y P_{max} al aumentar la temperatura, efecto característico de los coeficientes de temperatura negativos en módulos de silicio cristalino [16]. En conjunto, los resultados sugieren que el ciclado térmico no generó degradación detectable en la cara frontal del módulo.

Tabla 6.9: Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2124 cara frontal tras TCT.

Irradiancia [W/m²]	Temp. [°C]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	V_{mp} [V]	I_{mp} [A]	P_{max} [W]	FF [%]
600.00	25.00	8.81	42.45	36.00	8.27	297.77	79.59
600.00	30.00	8.83	41.91	35.30	8.29	292.74	79.15
600.00	35.00	8.84	41.29	34.44	8.34	287.18	78.68
800.00	25.00	11.74	42.95	35.86	11.12	398.81	79.07
800.00	30.00	11.77	42.36	35.37	11.07	391.48	78.54
800.00	35.00	11.78	41.83	34.80	11.06	385.07	78.15
1000.00	25.00	14.68	43.30	35.86	13.86	497.01	78.20
1000.00	30.00	14.69	42.75	35.38	13.81	488.67	77.80
1000.00	35.00	14.72	42.17	34.62	13.87	480.22	77.34

6.3.2.c. Comparación entre condición previa y posterior al ciclado térmico

Con el fin de evaluar el impacto del ciclado térmico en la cara frontal del módulo 2124, en esta subsección se presentan las curvas comparativas Pre y Post-TCT, junto con las variaciones absolutas y porcentuales de los parámetros eléctricos.

En la Figura 6.21 se observa que las curvas I-V de la condición Post-TCT se superponen prácticamente con las obtenidas en el estado inicial. La corriente de cortocircuito se mantiene estable en torno a 8,8 A, 11,7 A y 14,7 A para irradiancias de 600, 800 y 1000 W/m², respectivamente, mientras que el voltaje de circuito abierto se conserva alrededor de 43 V. Este comportamiento indica que el ciclado térmico no provocó alteraciones relevantes en estos parámetros.

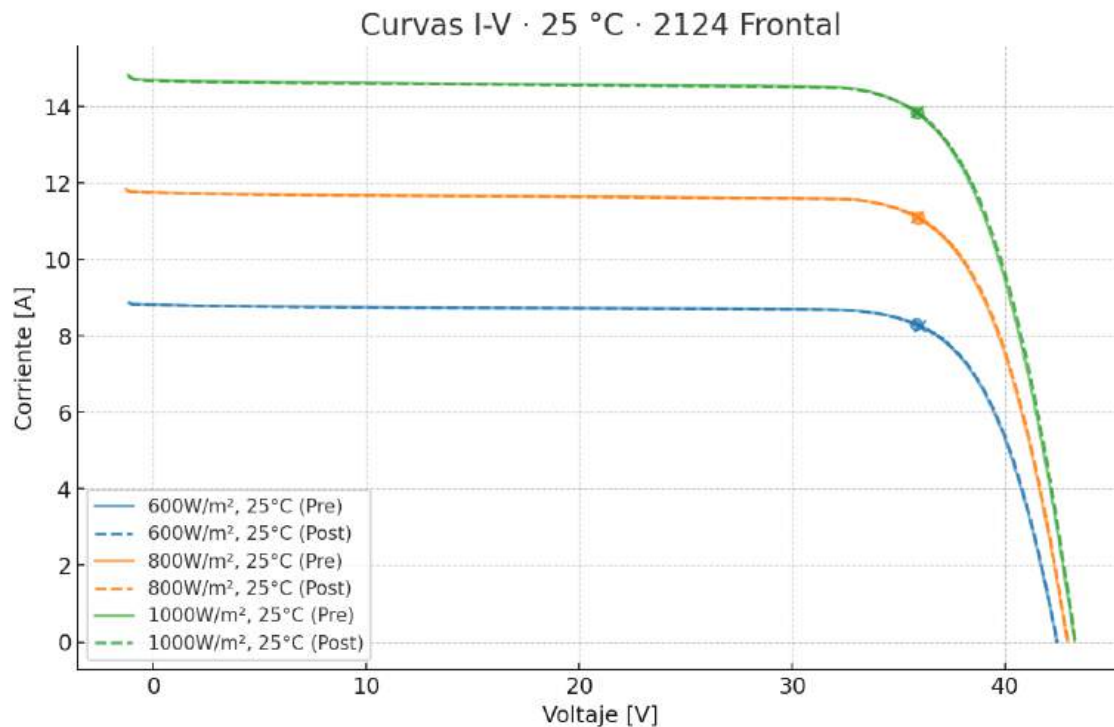


Figura 6.21: Comparación de curvas I-V del módulo 2124 (cara frontal) antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

A continuación, se presenta la gráfica comparativa del estado previo y posterior al ensayo de ciclado térmico del módulo, pero representada mediante la curva P-V, donde la figura 6.22 confirma la estabilidad de la potencia máxima, alcanzando valores de 297–498 W según la irradiancia, prácticamente idénticos entre Pre y Post-TCT. El factor de forma se mantiene constante en torno a 79–80 %, lo que evidencia que la curva conserva una buena definición sin pérdidas resistivas adicionales.

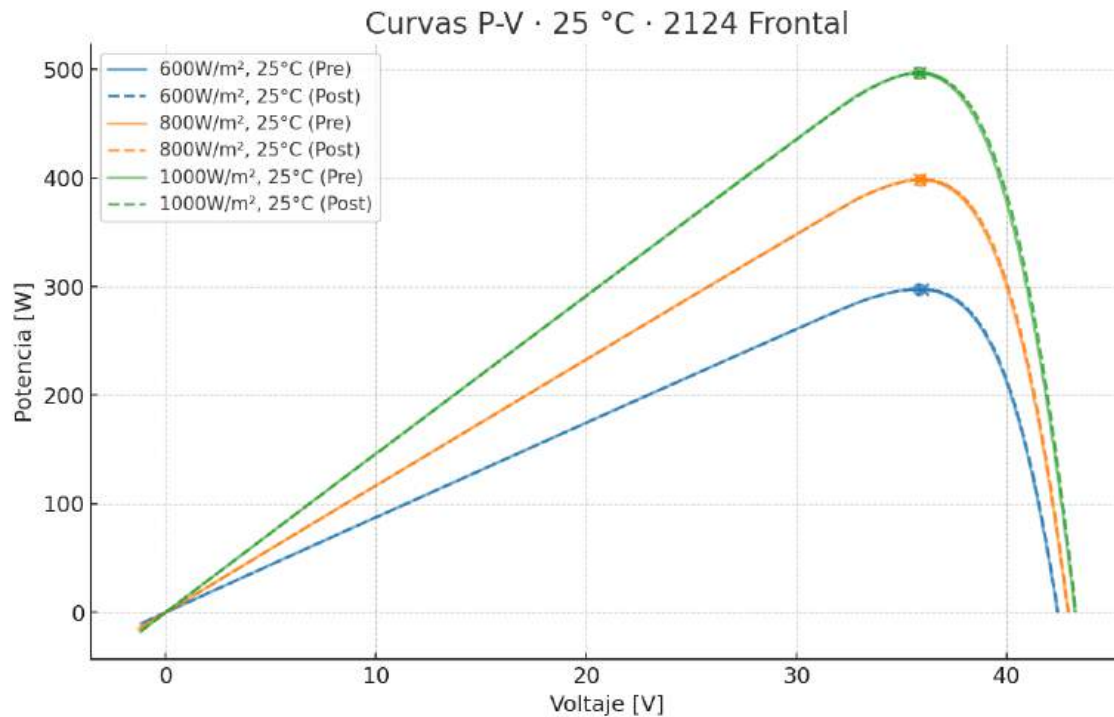


Figura 6.22: Comparación de curvas P-V del módulo 2124 (cara frontal) antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

La Tabla 6.10 muestra las variaciones absolutas de los parámetros eléctricos, donde se aprecian diferencias inferiores a 0,2 V en V_{mp} y menores a 0,1 W en P_{max} . De forma adicional, la Tabla 6.11 presenta las variaciones relativas porcentuales, que se mantienen en el rango de $\pm 0,5\%$ para todos los parámetros. Estas pequeñas discrepancias se atribuyen a la repetibilidad experimental más que a una degradación real del módulo [23, 8].

Tabla 6.10: Variaciones absolutas – Módulo T08H1001-2124 cara frontal tras TCT.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. [°C]	ΔI_{sc} [A]	ΔV_{oc} [V]	ΔV_{mp} [V]	ΔI_{mp} [A]	ΔP_{max} [W]	ΔFF [%]
600.00	25.00	-0.01	0.02	0.15	-0.03	0.07	0.04
600.00	30.00	-0.00	0.02	0.13	-0.03	0.13	0.01
600.00	35.00	-0.01	-0.03	-0.22	0.04	-0.51	-0.02
800.00	25.00	-0.01	0.02	-0.05	0.03	0.48	0.11
800.00	30.00	-0.00	-0.01	0.14	-0.05	-0.05	0.04
800.00	35.00	-0.01	0.03	0.20	-0.04	0.75	0.13
1000.00	25.00	-0.02	0.04	0.01	0.01	0.51	0.11
1000.00	30.00	-0.02	0.02	0.24	-0.07	0.85	0.21
1000.00	35.00	-0.01	-0.02	0.01	0.02	0.88	0.21

Tabla 6.11: Variaciones % – Módulo T08H1001-2124 cara frontal tras TCT.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. [°C]	ΔI_{sc} [%]	ΔV_{oc} [%]	ΔV_{mp} [%]	ΔI_{mp} [%]	ΔP_{max} [%]	ΔFF [%]
600.00	25.00	-0.07	0.05	0.42	-0.39	0.02	0.05
600.00	30.00	-0.03	0.06	0.38	-0.34	0.04	0.02
600.00	35.00	-0.08	-0.08	-0.64	0.47	-0.18	-0.02
800.00	25.00	-0.07	0.05	-0.15	0.27	0.12	0.14
800.00	30.00	-0.03	-0.03	0.40	-0.41	-0.01	0.05
800.00	35.00	-0.05	0.08	0.59	-0.40	0.19	0.17
1000.00	25.00	-0.14	0.10	0.02	0.09	0.10	0.14
1000.00	30.00	-0.13	0.04	0.68	-0.50	0.17	0.27
1000.00	35.00	-0.05	-0.04	0.02	0.17	0.18	0.27

En conjunto, los resultados indican que el módulo 2124 mantuvo un comportamiento eléctrico prácticamente inalterado tras el ensayo de ciclado térmico, lo que es consistente con lo esperado en módulos nuevos y con las garantías de degradación anual establecidas por el fabricante [33].

6.3.2.d. Condición previa al ensayo de ciclado térmico (cara posterior)

En la cara posterior del módulo 2124 se registraron las curvas I-V y P-V antes del ensayo de ciclado térmico, con el objetivo de establecer la línea base de su desempeño eléctrico en esta superficie menos expuesta a la radiación directa. Tal como indica la norma IEC 61215-2:2021 [10], esta caracterización inicial es fundamental para evaluar posteriormente los efectos de los ensayos de envejecimiento acelerado.

En la Figura 6.23 se observa que la corriente de cortocircuito crece de manera proporcional con la irradiancia, alcanzando 5,84 A, 7,78 A y 9,72 A para 600, 800 y 1000 W/m² respectivamente. El voltaje de circuito abierto se mantiene en torno a 42 V, confirmando que depende principalmente de la temperatura y no de la irradiancia [16, 28]. Los puntos de máxima potencia (V_{mp} e I_{mp}) se ubican en torno a 38,5 V, con la corriente variando en función de la radiación incidente.

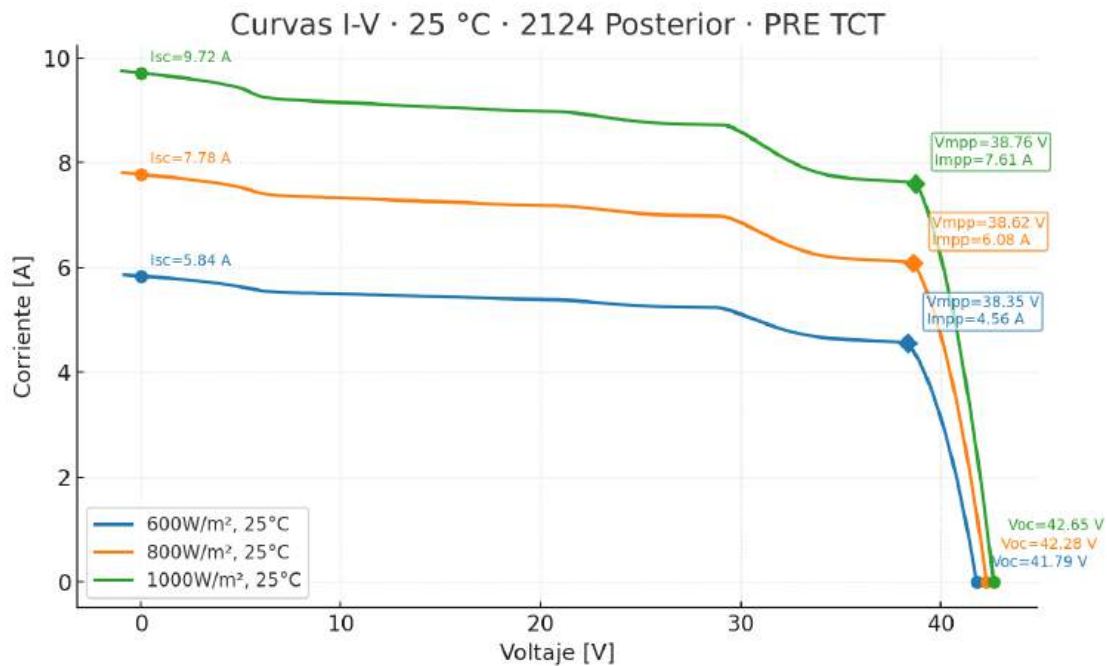


Figura 6.23: Curvas I-V del módulo 2124 (cara posterior) antes del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

A continuación, se presenta la gráfica del estado previo al ensayo de ciclado térmico del módulo, pero representada mediante la curva P-V, donde la Figura 6.24 evidencia el incremento de la potencia máxima con la irradiancia, con valores de P_{max} de 174,8 W, 234,9 W y 294,8 W para 600, 800 y 1000 W/m^2 , respectivamente. El factor de forma se mantiene en torno al 72 %, inferior al de la cara frontal ($\approx 80\%$), lo que concuerda con la literatura que señala una mayor susceptibilidad de la cara posterior a pérdidas resistivas y efectos ópticos de menor captación [23, 8].

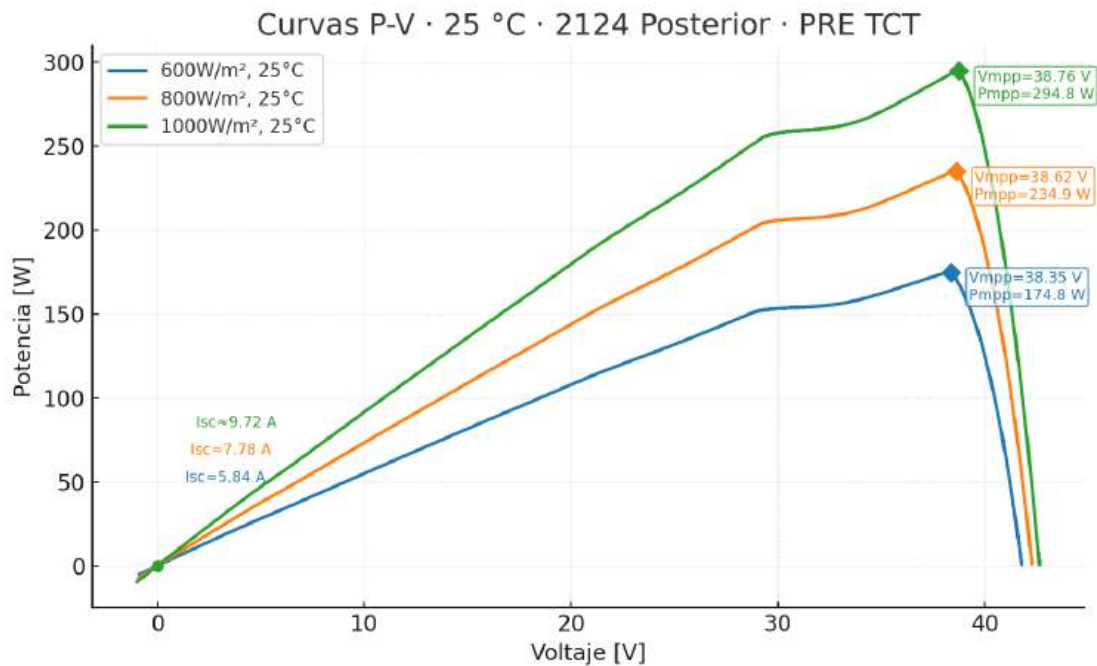


Figura 6.24: Curvas P-V del módulo 2124 (cara posterior) antes del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

La Tabla 6.12 presenta los parámetros eléctricos extraídos a 25, 30 y 35 °C. Se aprecia una disminución de V_{oc} y P_{max} con el aumento de la temperatura, consistente con los coeficientes de temperatura negativos de las celdas de silicio cristalino [16]. Este comportamiento confirma el adecuado estado inicial del módulo en su cara posterior, sirviendo de referencia para la evaluación post-TCT.

Tabla 6.12: Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2124 cara posterior previo al TCT.

Irradiancia [W/m^2]	Temp. [°C]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	V_{mp} [V]	I_{mp} [A]	P_{max} [W]	FF [%]
600.00	25.00	5.84	41.79	38.35	4.56	174.83	71.67
600.00	30.00	5.84	41.21	37.69	4.57	172.36	71.56
600.00	35.00	5.85	40.65	37.08	4.58	169.79	71.45
800.00	25.00	7.78	42.28	38.62	6.08	234.95	71.43
800.00	30.00	7.78	41.72	37.99	6.10	231.62	71.33
800.00	35.00	7.78	41.15	37.38	6.10	228.20	71.23
1000.00	25.00	9.72	42.65	38.76	7.61	294.82	71.15
1000.00	30.00	9.73	42.09	38.15	7.62	290.80	71.04
1000.00	35.00	9.73	41.52	37.52	7.63	286.42	70.91

6.3.2.e. Condición posterior al ensayo de ciclado térmico (cara posterior)

Tras el ensayo de ciclado térmico, se repitieron las mediciones de curvas I-V y P-V en la cara posterior del módulo 2124 bajo las mismas condiciones experimentales. El objetivo fue verificar si la exposición al estrés térmico produjo algún tipo de degradación eléctrica en esta superficie.

En la Figura 6.25 se observa que la corriente de cortocircuito alcanza 5,82 A, 7,76 A y 9,69 A para irradiancias de 600, 800 y 1000 W/m², respectivamente, valores prácticamente idénticos a los registrados en la condición inicial. El voltaje de circuito abierto se mantiene en torno a 42,3–42,7 V, sin variaciones relevantes. Los puntos de máxima potencia (V_{mp} e I_{mp}) se ubican en torno a 38,3–38,8 V, con corrientes proporcionales a la irradiancia, lo que confirma la estabilidad del módulo tras el TCT.

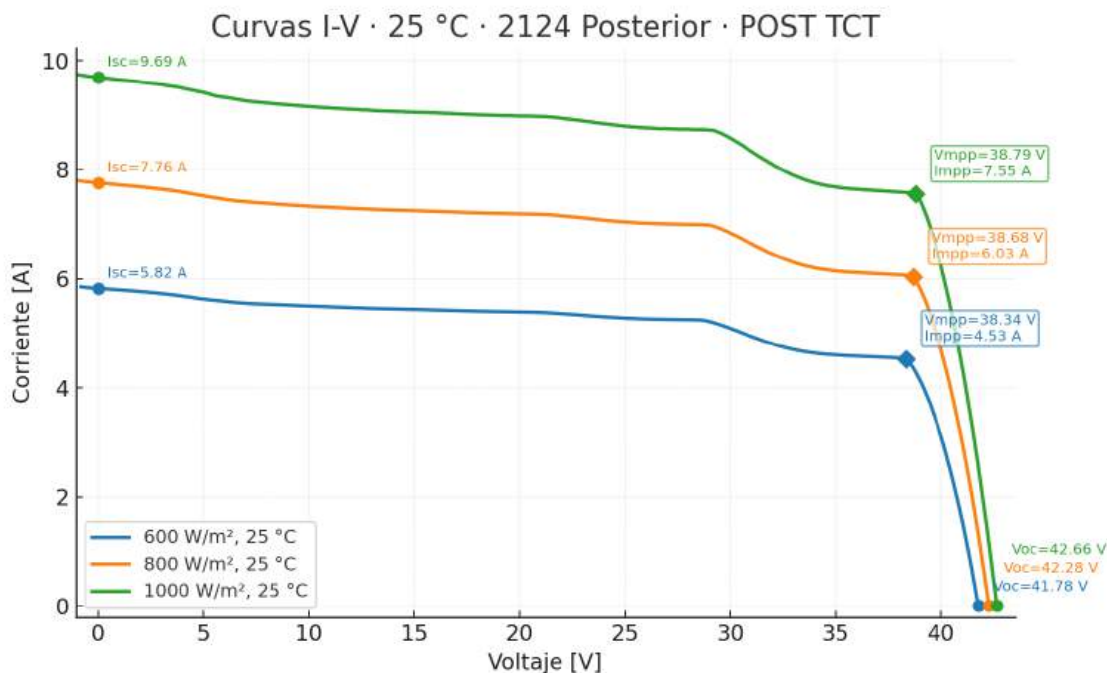


Figura 6.25: Curvas I-V del módulo 2124 (cara posterior) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

A continuación, se presenta la gráfica del estado posterior al ensayo de ciclado térmico del módulo, pero representada mediante la curva P-V, en donde la figura 6.26 muestra que la potencia máxima se mantiene estable respecto a la condición Pre-TCT, con valores de 173,7 W, 233,4 W y 292,8 W para irradiancias de 600, 800 y 1000 W/m². El factor de forma se conserva en torno al 71 %, evidenciando que la respuesta eléctrica de la cara posterior no se ha visto afectada por el ciclado. Este resultado es coherente con lo reportado en la literatura, donde los módulos nuevos suelen superar la prueba de ciclado sin presentar pérdidas apreciables en potencia [8, 23].

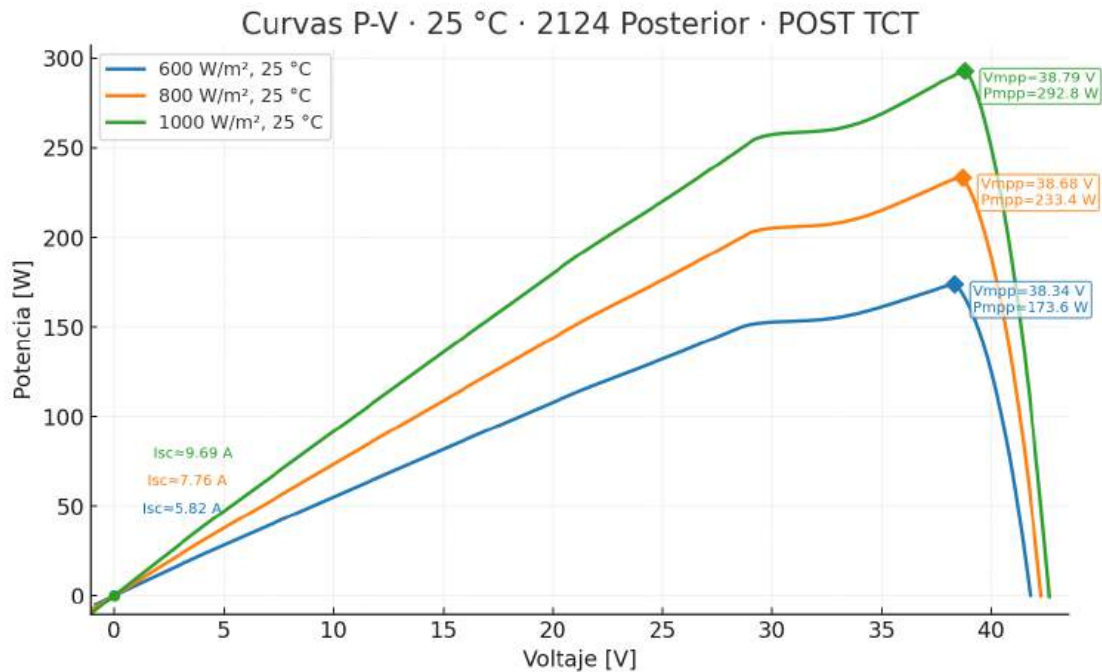


Figura 6.26: Curvas P-V del módulo 2124 (cara posterior) después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

La Tabla 6.13 resume los parámetros eléctricos obtenidos a diferentes temperaturas. Se aprecia una ligera disminución de V_{oc} y P_{max} al aumentar la temperatura, efecto característico de los coeficientes de temperatura negativos en las celdas de silicio cristalino [16]. No obstante, no se identifican signos de degradación asociados al TCT.

Tabla 6.13: Parámetros eléctricos – Módulo T08H1001-2124 cara posterior tras TCT.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. [°C]	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	V_{mp} [V]	I_{mp} [A]	P_{max} [W]	FF [%]
600.00	25.00	5.82	41.78	38.34	4.53	173.74	71.42
600.00	30.00	5.83	41.21	37.75	4.53	171.16	71.29
600.00	35.00	5.83	40.63	37.12	4.54	168.35	71.11
800.00	25.00	7.76	42.27	38.67	6.04	233.43	71.16
800.00	30.00	7.76	41.71	38.06	6.04	229.79	71.00
800.00	35.00	7.77	41.14	37.43	6.04	226.25	70.82
1000.00	25.00	9.69	42.65	38.85	7.54	292.97	70.89
1000.00	30.00	9.70	42.09	38.23	7.55	288.63	70.72
1000.00	35.00	9.69	41.52	37.60	7.55	284.05	70.58

6.3.2.f. Comparación entre condición previa y posterior al ciclado térmico

En esta sección se comparan los resultados de la cara posterior del módulo 2124 antes y después del ciclado térmico, con el fin de identificar posibles cambios inducidos por el estrés de temperatura.

En la Figura 6.27 se observa que las curvas I-V de la condición Post-TCT se superponen

casi por completo con las obtenidas en la etapa Pre-TCT. La corriente de cortocircuito muestra valores muy estables, con diferencias menores a 0,03 A en todas las condiciones. El voltaje de circuito abierto se mantiene en torno a los 42,6 V, sin variaciones apreciables tras el ciclado térmico.

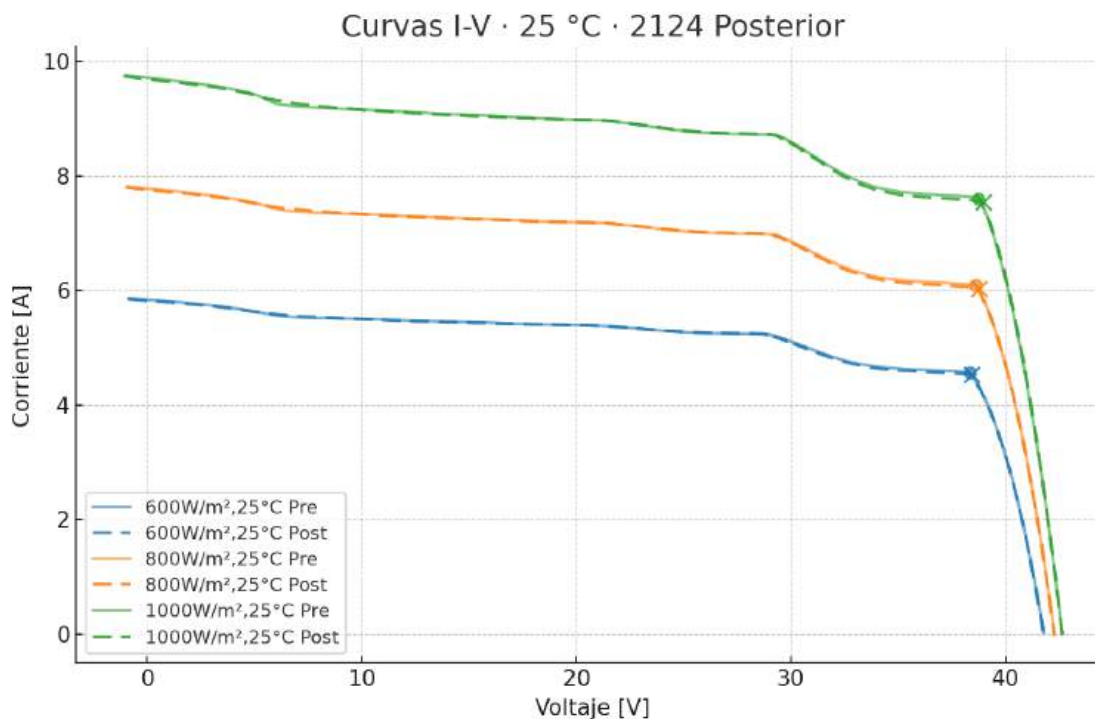


Figura 6.27: Comparación de curvas I-V del módulo 2124 (cara posterior) antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

A continuación, se presenta la gráfica comparativa del estado previo y posterior al ensayo de ciclado térmico del módulo, pero representada mediante la curva P-V, en donde la Figura 6.28 confirma que la potencia máxima se conserva prácticamente inalterada, con valores en torno a 174 W, 234 W y 293 W según la irradiancia, diferencias menores al 1 % respecto al estado inicial. El factor de forma permanece en torno al 71–72 %, lo que indica que la respuesta eléctrica de la cara posterior se mantuvo estable tras el ensayo.

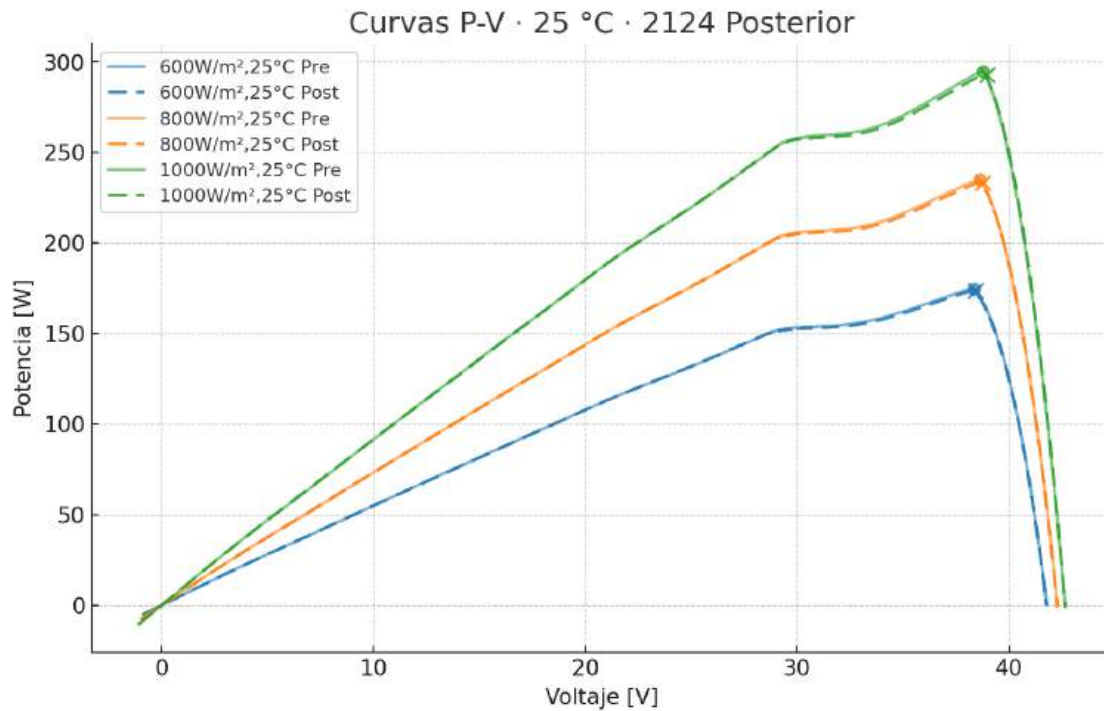


Figura 6.28: Comparación de curvas P-V del módulo 2124 (cara posterior) antes y después del ensayo de ciclado térmico, a 25 °C fijos con irradiancia variable.

La Tabla 6.14 resume las variaciones absolutas de los parámetros eléctricos tras el TCT, donde se aprecian diferencias menores a 1,2 W en P_{max} y variaciones en V_{mp} inferiores a 0,1 V. Por su parte, la Tabla 6.15 muestra que las variaciones porcentuales se encuentran en un rango inferior al 1 %, lo que confirma la ausencia de degradación significativa. Estas ligeras diferencias son atribuibles a la repetibilidad experimental [23].

Tabla 6.14: Variaciones absolutas – Módulo T08H1001-2124 cara posterior tras TCT.

Irradiancia [W/m ²]	Temp. [°C]	ΔI_{sc} [A]	ΔV_{oc} [V]	ΔV_{mp} [V]	ΔI_{mp} [A]	ΔP_{max} [W]	ΔFF [%]
600.00	25.00	-0.02	-0.01	-0.01	-0.03	-1.09	-0.24
600.00	30.00	-0.02	-0.00	0.06	-0.04	-1.20	-0.27
600.00	35.00	-0.02	-0.02	0.04	-0.04	-1.43	-0.34
800.00	25.00	-0.02	-0.00	0.04	-0.05	-1.52	-0.27
800.00	30.00	-0.03	-0.00	0.07	-0.06	-1.83	-0.33
800.00	35.00	-0.02	-0.01	0.05	-0.06	-1.95	-0.42
1000.00	25.00	-0.03	0.00	0.10	-0.07	-1.84	-0.26
1000.00	30.00	-0.03	0.01	0.08	-0.07	-2.17	-0.32
1000.00	35.00	-0.03	0.00	0.08	-0.08	-2.36	-0.34

Tabla 6.15: Variaciones % – Módulo T08H1001-2124 cara posterior tras TCT.

Irradiancia [W/m^2]	Temp. [$^{\circ}\text{C}$]	ΔI_{sc} [%]	ΔV_{oc} [%]	ΔV_{mp} [%]	ΔI_{mp} [%]	ΔP_{max} [%]	ΔFF [%]
600.00	25.00	-0.26	-0.02	-0.02	-0.60	-0.63	-0.34
600.00	30.00	-0.32	-0.01	0.16	-0.86	-0.70	-0.37
600.00	35.00	-0.33	-0.04	0.11	-0.95	-0.84	-0.47
800.00	25.00	-0.26	-0.01	0.11	-0.76	-0.65	-0.38
800.00	30.00	-0.33	-0.01	0.18	-0.97	-0.79	-0.46
800.00	35.00	-0.25	-0.02	0.14	-0.99	-0.85	-0.59
1000.00	25.00	-0.27	0.01	0.25	-0.87	-0.63	-0.37
1000.00	30.00	-0.31	0.01	0.21	-0.96	-0.75	-0.45
1000.00	35.00	-0.35	0.00	0.22	-1.05	-0.83	-0.47

En conjunto, los resultados indican que la cara posterior del módulo 2124 no presentó pérdidas eléctricas apreciables tras el ciclado térmico, manteniendo sus parámetros dentro de lo esperado para un módulo nuevo y conforme a los márgenes de la norma IEC-61215-2:2021 [10].

6.3.2.g. Discusión Comparativa entre Cara Frontal y Posterior

El análisis conjunto de la cara frontal y posterior del módulo 2124 permite identificar diferencias relevantes en su desempeño eléctrico y evaluar el impacto del ciclado térmico sobre ambas superficies.

La cara frontal entrega sistemáticamente mayores valores de corriente de cortocircuito y potencia máxima, alcanzando hasta 497 W bajo STC ($1000 \text{ W}/\text{m}^2$, 25°C). La posterior exhibe un P_{max} cercano a 293 W en la misma condición, reflejando su menor captación de irradiancia. Esta diferencia concuerda con la literatura sobre módulos bifaciales, donde la ganancia posterior depende de la irradiancia reflejada y del albedo del entorno [8, 11].

Respecto al factor de forma, la cara frontal se mantiene elevada ($\approx 79\text{--}80\%$), evidenciando buen comportamiento eléctrico y bajas pérdidas resistivas. La posterior registra valores en torno al $71\text{--}72\%$, lo cual se ajusta a lo esperado en condiciones de menor uniformidad de irradiancia y efectos ópticos adicionales que reducen el rendimiento [23].

En cuanto al impacto del ciclado térmico, ambas caras mostraron gran estabilidad. Las variaciones absolutas de P_{max} fueron menores a 1,2 W en la posterior y 1 W en la frontal, siempre con variaciones porcentuales inferiores al 1 %. Estos resultados confirman que el módulo 2124 supera sin inconvenientes los requisitos de la IEC 61215-2:2021 [10], que fija un límite del 5 % de pérdida de potencia máxima tras el ensayo.

En síntesis, el módulo 2124 exhibe un comportamiento bifacial esperado: la cara frontal concentra la mayor generación eléctrica y la posterior aporta adicionalmente, aunque con un FF inferior. Tras el ciclado térmico, ambas superficies conservaron sus parámetros dentro de márgenes propios de la repetibilidad experimental, en línea con las garantías del fabricante ($\leq 0,45\%$ por año) [33].

6.3.3. Discusión comparativa entre los módulos 2177 y 2124

En primer lugar, se construyeron representaciones gráficas de las variaciones porcentuales de potencia máxima $\Delta P_{\max}$ para la cara frontal de los módulos T08H1001-2177 y T08H1001-2124 (en adelante, módulos 2177 y 2124), utilizando los nueve puntos de ensayo definidos por las combinaciones de irradiancia (600, 800 y 1000 W/m²) y temperatura (25, 30 y 35 °C). A partir de las tablas de variaciones porcentuales post-TCT, se generaron dos diagramas de dispersión: $\Delta P_{\max}$ en función de la irradiancia y $\Delta P_{\max}$ en función de la temperatura, superponiendo los datos de ambos módulos en una misma gráfica. El objetivo de este ejercicio es disponer de una herramienta visual que complemente el análisis tabular, permitiendo comparar de forma directa la respuesta de los dos módulos de ensayo y evaluar la consistencia de su comportamiento tras el ciclado térmico.

La Figura 6.29 presenta la relación entre $\Delta P_{\max}$ y la irradiancia para la cara frontal de ambos módulos. Cada punto corresponde a una condición de ensayo, y los datos del módulo 2177 se representan en color rojo, mientras que los del módulo 2124 se muestran en azul. Se observa que el módulo 2177 presenta incrementos sistemáticos de potencia máxima en todas las combinaciones de irradiancia y temperatura consideradas, con valores comprendidos aproximadamente entre +0,36 % y +0,59 %. Esta concentración de puntos por encima de cero indica una respuesta post-TCT ligeramente favorable y, sobre todo, homogénea frente a variaciones de irradiancia. En contraste, el módulo 2124 muestra un comportamiento más disperso: la mayoría de sus puntos se sitúan próximos a la línea de $\Delta P_{\max} = 0$, con variaciones que oscilan entre -0,18 % y +0,19 %. En particular, a 600 W/m² aparece un caso de ligera pérdida de potencia ($\Delta P_{\max} < 0$), mientras que a irradiancias más elevadas las variaciones tienden a ser levemente positivas. En conjunto, la figura sugiere que el módulo 2177 presenta una mejora de potencia más consistente en todo el rango de irradiancias, mientras que el módulo 2124 se mantiene globalmente estable, pero con ganancias y pérdidas pequeñas según la condición específica de operación.

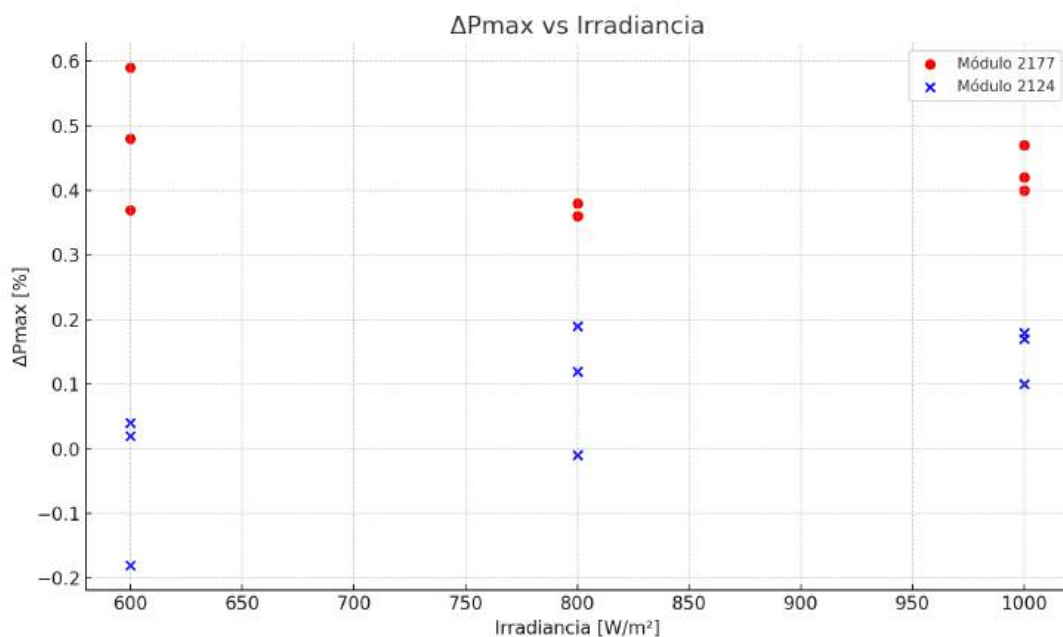


Figura 6.29: $\Delta P_{\max}$ vs G para la cara frontal de los módulos 2177 y 2124 tras TCT.

La Figura 6.30 muestra la variación de $\Delta P_{\max}$ en función de la temperatura para las mismas condiciones de ensayo. Nuevamente, los puntos correspondientes al módulo 2177 se agrupan en una banda estrecha, próxima al $+0,4\%$, sin evidenciar una dependencia marcada con la temperatura dentro del rango de 25 a 35 °C. Esta estabilidad sugiere que, al menos para la cara frontal y bajo las condiciones ensayadas, el ciclado térmico no introduce una degradación observable en la potencia máxima del módulo 2177. En el módulo 2124, en cambio, las variaciones de potencia se mantienen en promedio cercanas a cero para las tres temperaturas, pero con una dispersión mayor: coexisten puntos ligeramente positivos con un caso de pérdida de potencia a 35 °C y baja irradiancia. Esta combinación de resultados indica que el módulo 2124 presenta un comportamiento post-TCT esencialmente neutro, pero algo más sensible a ciertas combinaciones de temperatura e irradiancia. En términos comparativos, las gráficas de la cara frontal permiten concluir que el módulo 2177 exhibe una respuesta post-TCT más uniforme y ligeramente favorable en términos de $\Delta P_{\max}$, mientras que el módulo 2124 se mantiene cercano a la estabilidad, con mayor variabilidad puntual entre condiciones.

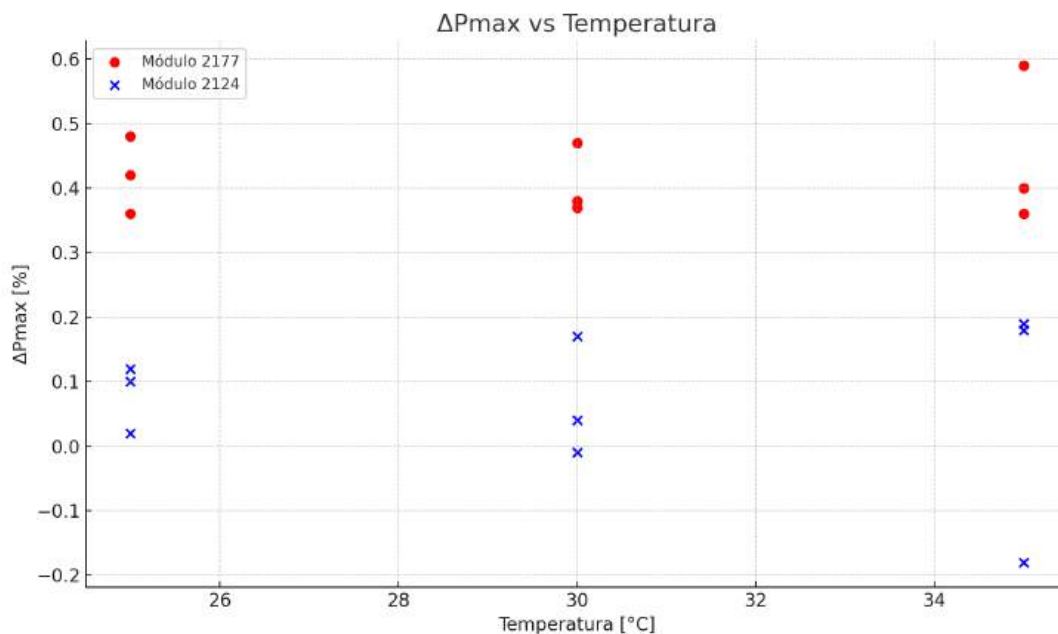


Figura 6.30: $\Delta P_{\max}$ vs T para la cara frontal de los módulos 2177 y 2124 tras TCT.

De manera análoga a lo realizado para la cara frontal, se construyeron representaciones gráficas de las variaciones porcentuales de potencia máxima $\Delta P_{\max}$ para la cara posterior de los módulos 2177 y 2124, considerando los mismos nueve puntos de ensayo. Estas gráficas permiten complementar el análisis tabular de la cara posterior y visualizar de forma directa las diferencias en el comportamiento post-TCT entre ambos módulos.

En la Figura 6.31 se muestra la relación entre $\Delta P_{\max}$ y la irradiancia para la cara posterior. Los puntos correspondientes al módulo 2177 se representan en color rojo y los del módulo 2124 en azul. En el caso del módulo 2177, las variaciones de potencia se distribuyen alrededor de cero, con un valor medio global prácticamente nulo (en torno a $-0,00\%$) y un rango comprendido entre aproximadamente $-0,26\%$ y $+0,26\%$. Al desglosar por nivel de irradiancia, se observa que a 600 y 800 W/m^2 predominan valores levemente positivos

(promedios cercanos a $+0,09\%$ y $+0,03\%$, respectivamente), mientras que a 1000 W/m^2 el promedio se vuelve algo más negativo (del orden de $-0,13\%$). Esto sugiere que, para la cara posterior del módulo 2177, el efecto del TCT sobre la potencia máxima es globalmente neutro, con pequeñas variaciones tanto positivas como negativas según la condición de operación. En contraste, el módulo 2124 presenta una degradación clara y sistemática: todos los puntos se sitúan en el semiplano negativo, con valores de $\Delta P_{\max}$ comprendidos entre aproximadamente $-0,85\%$ y $-0,63\%$, y un valor medio cercano a $-0,74\%$. Además, los promedios por irradiancia se mantienen relativamente constantes (entre $-0,72\%$ y $-0,76\%$), lo que indica una pérdida de potencia posterior prácticamente independiente del nivel de irradiancia dentro del rango ensayado.

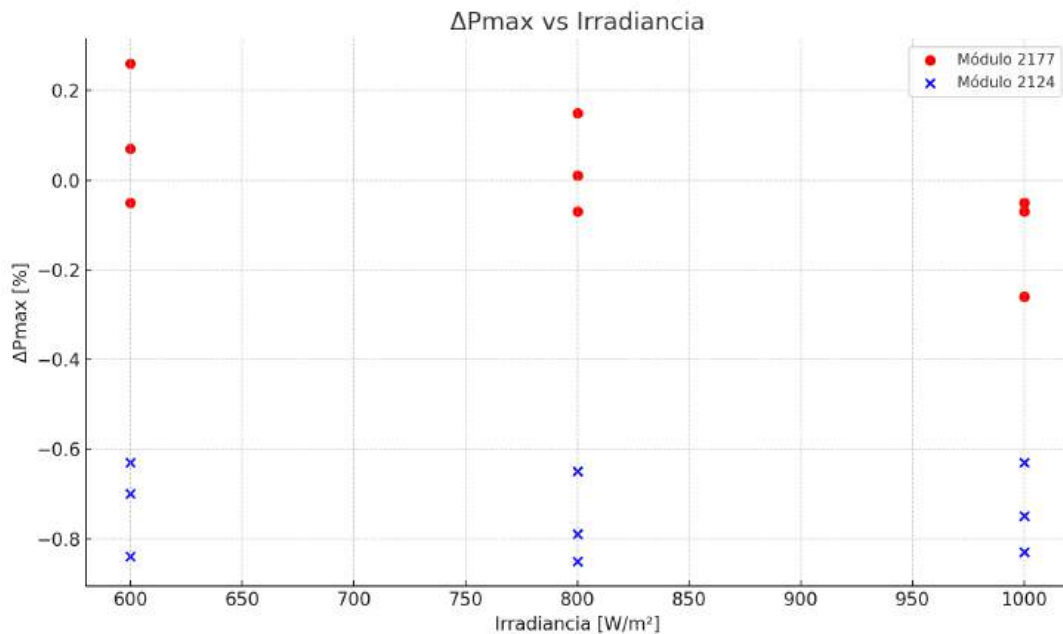


Figura 6.31: $\Delta P_{\max}$ vs G para la cara posterior de los módulos 2177 y 2124 tras TCT.

La Figura 6.32 representa la variación de $\Delta P_{\max}$ en función de la temperatura para las mismas condiciones de ensayo. En el módulo 2177, los puntos vuelven a concentrarse en torno a la línea de $\Delta P_{\max} = 0$, con promedios aproximados de $-0,13\%$, $+0,00\%$ y $+0,12\%$ para 25 , 30 y $35\text{ }^{\circ}\text{C}$, respectivamente. No se observa una tendencia de degradación marcada con la temperatura; más bien, las variaciones son pequeñas y compatibles con la dispersión de medida, lo que refuerza la idea de un comportamiento globalmente neutro de la cara posterior del módulo 2177 tras el TCT. En el módulo 2124, en cambio, se aprecia un patrón mucho más definido: las variaciones de potencia son negativas en todas las condiciones, y su magnitud aumenta con la temperatura. Los promedios pasan de aproximadamente $-0,64\%$ a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, a $-0,75\%$ a $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ y alcanzan alrededor de $-0,84\%$ a $35\text{ }^{\circ}\text{C}$. Esta evolución indica que la cara posterior del módulo 2124 es claramente más sensible al ciclado térmico, mostrando pérdidas de potencia máxima que se intensifican a temperaturas superiores. En conjunto, las gráficas de la cara posterior muestran que, mientras el módulo 2177 mantiene un desempeño post-TCT prácticamente neutro, el módulo 2124 presenta una degradación consistente del orden de $0,7\text{--}0,8\%$ de $P_{\max}$, con una dependencia apreciable respecto de la temperatura de operación.

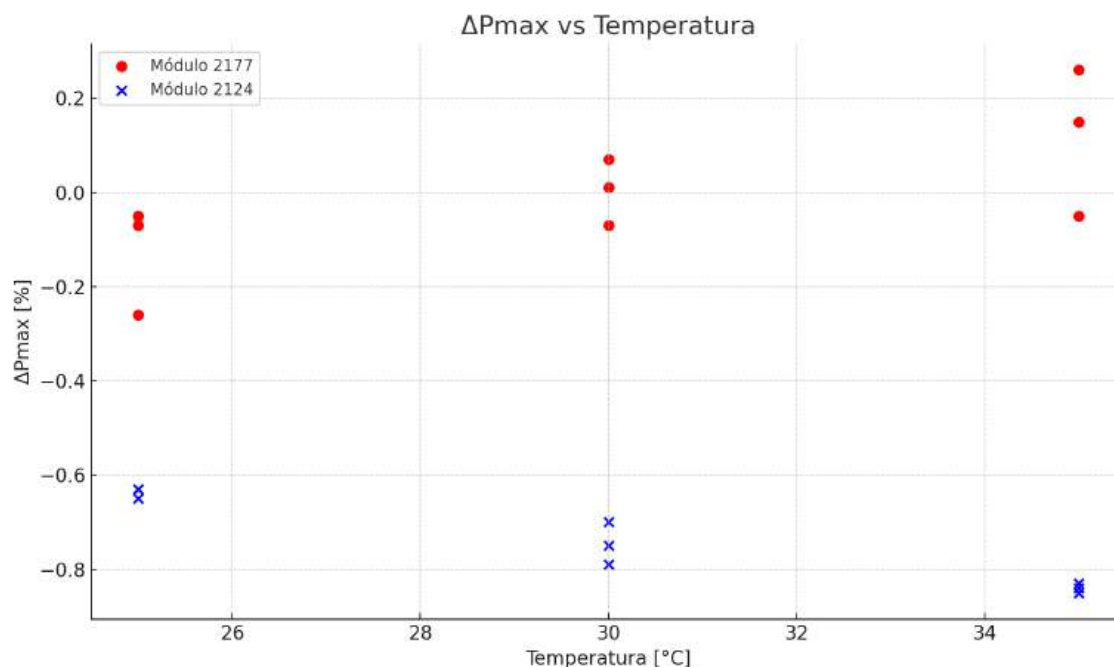


Figura 6.32: $\Delta P_{\max}$ vs T para la cara posterior de los módulos 2177 y 2124 tras TCT.

Complementariamente a la discusión previa de las variaciones porcentuales, se realiza un análisis comparativo entre los módulos bifaciales 2177 y 2124 en términos absolutos, considerando tanto la cara frontal como la posterior y su evolución antes y después del ensayo de ciclado térmico.

En términos absolutos, ambos módulos mostraron un desempeño muy similar en su condición inicial, con potencias máximas en la cara frontal del orden de 494–497 W bajo condiciones STC (1000 W/m^2 , 25 °C). La cara posterior, en ambos casos, entregó potencias en torno a 293–301 W, lo que representa aproximadamente un 60 % de la generación de la cara frontal. Esta relación concuerda con lo esperado en módulos bifaciales instalados sobre superficies con albedo intermedio, donde la contribución trasera depende fuertemente de las condiciones de reflectancia [11, 8].

Al analizar el factor de forma, se observa que ambos módulos alcanzan valores cercanos al 80 % en la cara frontal, mientras que en la posterior se sitúan en torno al 71–72 %. Este patrón es consistente con las limitaciones ópticas y resistivas adicionales de la captación trasera, confirmando que el comportamiento observado no responde a defectos individuales de los módulos, sino a características propias de la bifacialidad [23].

Respecto al efecto del ciclado térmico, tanto el módulo 2177 como el 2124 mantuvieron una notable estabilidad en sus parámetros eléctricos. Las variaciones absolutas de $P_{\max}$ fueron menores a 1,5 W en todas las condiciones, lo que representa cambios porcentuales inferiores al 1 %. Estos resultados son coherentes con las variaciones de $\Delta P_{\max}$ presentadas previamente y se encuentran muy por debajo del criterio de aceptación establecido en la norma IEC 61215-2:2021, que permite pérdidas de hasta un 5 % en la potencia máxima tras el ensayo [10]. En consecuencia, ambos módulos superan holgadamente la prueba de calificación de diseño.

Si bien la cara posterior del módulo 2124 presenta una ligera pérdida sistemática de potencia máxima tras el TCT, del orden de 0,7–0,8 %, su magnitud se mantiene acotada y claramente por debajo del límite normativo. Considerando la incertidumbre experimental y la dispersión esperable entre módulos comerciales, estas diferencias no permiten concluir la existencia de una menor robustez térmica relevante desde el punto de vista de la calificación de diseño. Más bien, el análisis conjunto confirma que ambos módulos se comportan como se espera para paneles bifaciales nuevos: presentan una clara asimetría frontal–posterior en su rendimiento eléctrico, pero no evidencian degradaciones significativas tras el ciclado térmico.

No obstante, es necesario considerar que el procedimiento experimental aplicado en este trabajo no incluyó dos condiciones adicionales exigidas por la norma IEC 61215-2:2021: la inyección de corriente continua durante la fase de calentamiento y la aplicación de una carga mecánica de 5 N sobre la caja de conexiones. La ausencia de corriente redujo el esfuerzo termoeléctrico sobre las interconexiones internas, mientras que la no aplicación de la carga eliminó la componente mecánica que somete a tensión a los terminales y al sellado de la caja. En consecuencia, los resultados obtenidos reflejan con fidelidad la respuesta de los módulos al estrés térmico, pero no pueden considerarse equivalentes a un ensayo MQT 11 completo. Aun así, dado que las pérdidas observadas fueron inferiores al 1 % y coherentes con la garantía de degradación anual del fabricante ($\leq 0,45$ % por año) [33], es razonable suponer que los módulos también habrían superado satisfactoriamente el ensayo bajo las condiciones completas establecidas por la norma.

6.4. Electroluminiscencia

En esta sección se evalúan imágenes de electroluminiscencia de los dos módulos bifaciales estudiados, en condiciones Pre y Post ciclado térmico, para ambas caras y correlacionar los defectos observados con las variaciones eléctricas observadas en las curvas I-V/P-V.

6.4.1. Módulo T08H1001-2177 - Pre vs Post TCT - Cara frontal

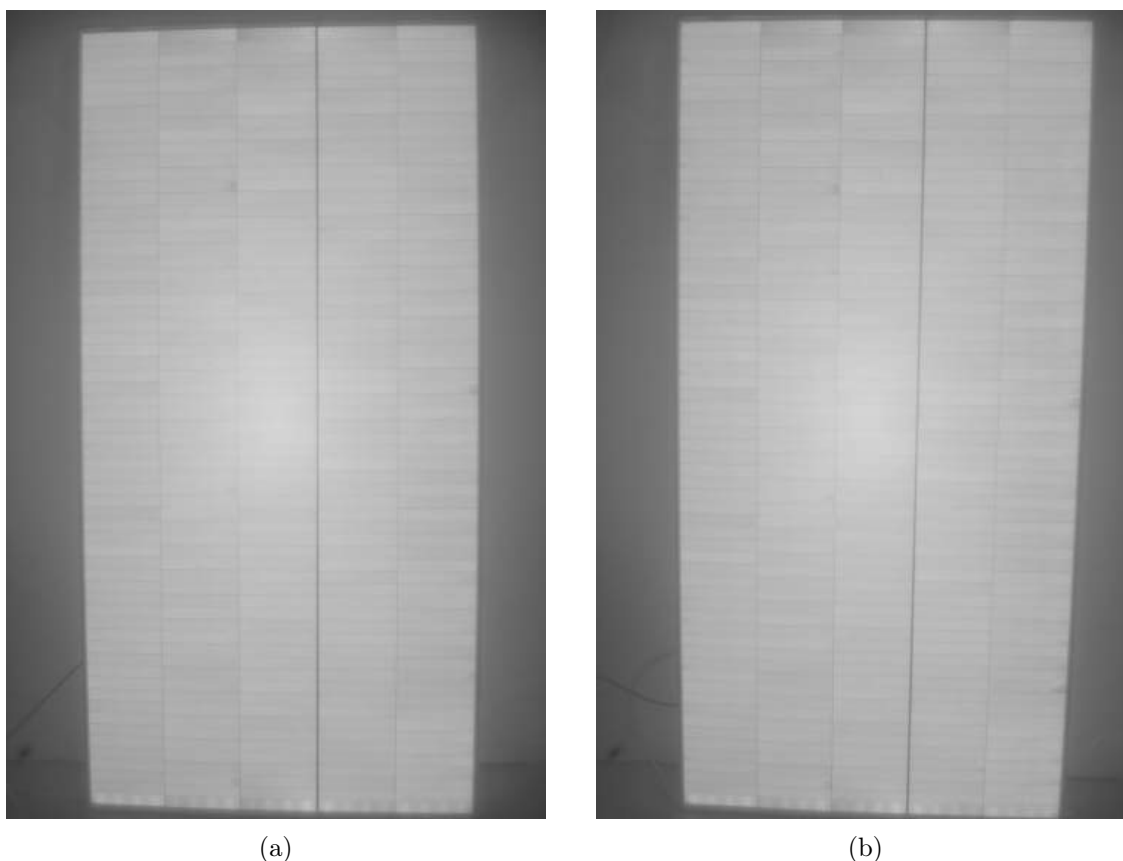


Figura 6.33: Electroluminiscencia comparativa antes y después del TCT: (a) EL previa al TCT y (b) EL posterior al TCT.

En la Figura [6.33\(a\)](#), correspondiente al módulo 2177 en su cara frontal antes del ciclado térmico, se aprecia que el módulo no presenta defectos graves como grietas o microfracturas, lo cual coincide con el estado esperado de un módulo nuevo y/o en buen estado. Los defectos leves, como celdas completamente oscurecidas o con oscurecimiento parcial, se distribuyen de manera aleatoria dentro del módulo y no superan el 15 % del total de las celdas.

Se observa también una mayor presencia de oscurecimiento en las filas ubicadas desde la mitad del módulo hacia la base donde estuvo apoyado. Este oscurecimiento puede estar asociado a una menor vida útil de los portadores minoritarios o a impurezas propias de la celda (véase Figura [3.8\(e\)](#)). Además, se identifican celdas con oscurecimiento parcial en forma de manchas: dos en la segunda columna (filas 13 y 61) y dos en la quinta columna (filas 29 y 52). Este tipo de defecto suele originarse en interconexiones o uniones deficientes de las cintas de lengüetas, lo que provoca una redistribución de la corriente hacia las

cintas restantes. A largo plazo, este mecanismo puede ser más crítico que el oscurecimiento homogéneo de celdas aisladas.

Posterior a los 200 ciclos térmicos, en la Figura 6.33(b) se comparan los defectos observados. Se aprecia un crecimiento en los oscurecimientos previamente mencionados, destacando especialmente la mancha de la celda ubicada en la columna 5, fila 52. En la condición Pre-TCT era apenas perceptible, pero tras el ciclado térmico se hizo más notoria en comparación con las demás. Estas manchas, además, se superponen con un trazo blanco que podría corresponder a un crack tipo A, definidos como microgrietas lineales que no eliminan área activa, por lo que no generan pérdidas significativas de potencia.

La uniformidad observada en las imágenes de EL concuerda con el FF elevado ($\approx 79\text{--}80\%$) y el P_{max} cercano al nominal del módulo (ver Sección 6), lo que confirma que los defectos identificados no afectan de manera significativa el desempeño eléctrico global.

6.4.2. Módulo T08H1001-2177 - Pre vs Post TCT - Cara posterior

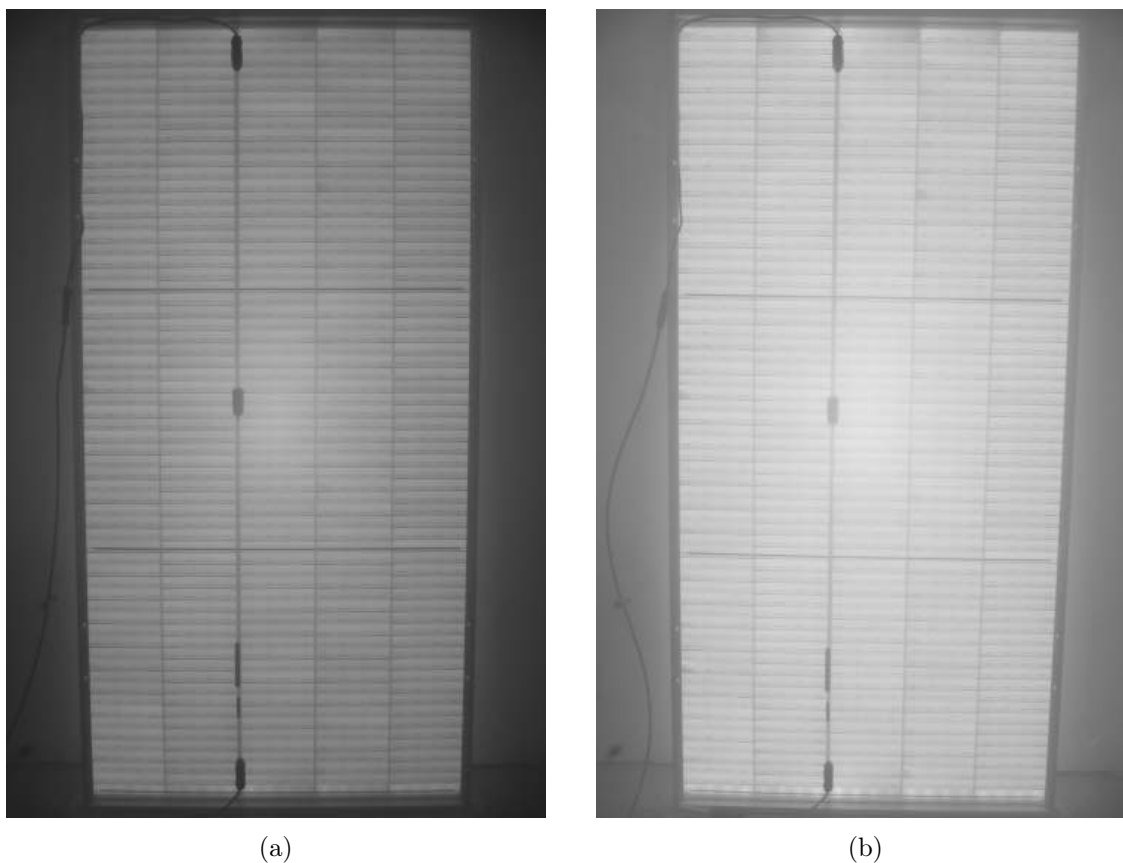


Figura 6.34: Electroluminiscencia comparativa antes y después del TCT: (a) EL previa al TCT y (b) EL posterior al TCT.

Siguiendo el mismo procedimiento de análisis que en la cara frontal, en la cara posterior se observan los mismos patrones de oscurecimiento que en la frontal previo al ciclado térmico, aunque con menor intensidad. El porcentaje de celdas oscurecidas es similar, pero con una mayor distribución a lo largo de todo el módulo. Se identifican cuatro manchas

pequeñas con su respectiva línea blanca sobrepuesta. De estas, dos aparecen más avanzadas que las otras y se ubican en la columna 2, coincidiendo en la misma fila que la mancha de la cara frontal (filas 13 y 61). Esto podría corresponder a que la celda completa presenta una microfractura o degradación. Las otras dos manchas se encuentran en la columna 5, en la misma ubicación que en la cara frontal, aunque con menor avance. Este tipo de defectos, al estar asociados a cambios bruscos de temperatura, se esperaba que se intensificaran tras el ciclado térmico.

Posterior al ensayo de ciclado térmico, se corroboró la hipótesis: los cuatro defectos señalados aumentaron en visibilidad. Sin embargo, es importante destacar que, aunque estas manchas y la línea blanca asociada se hicieron más evidentes, no lograron evolucionar hasta generar un crack o microfractura crítica en la celda. Esto se refleja en la coherencia con los datos eléctricos: la variación en P_{max} fue menor al 0,5 %, confirmando que los defectos observados no tuvieron un impacto significativo en el desempeño del módulo.

La correlación entre las imágenes EL y las curvas eléctricas confirma que, pese al aumento visual de defectos, el FF y la potencia máxima se mantuvieron prácticamente constantes, lo que refuerza la idea de que los daños detectados corresponden a mecanismos leves sin impacto relevante en el rendimiento global.

6.4.3. Módulo T08H1001-2124 - Pre vs Post TCT - Cara frontal

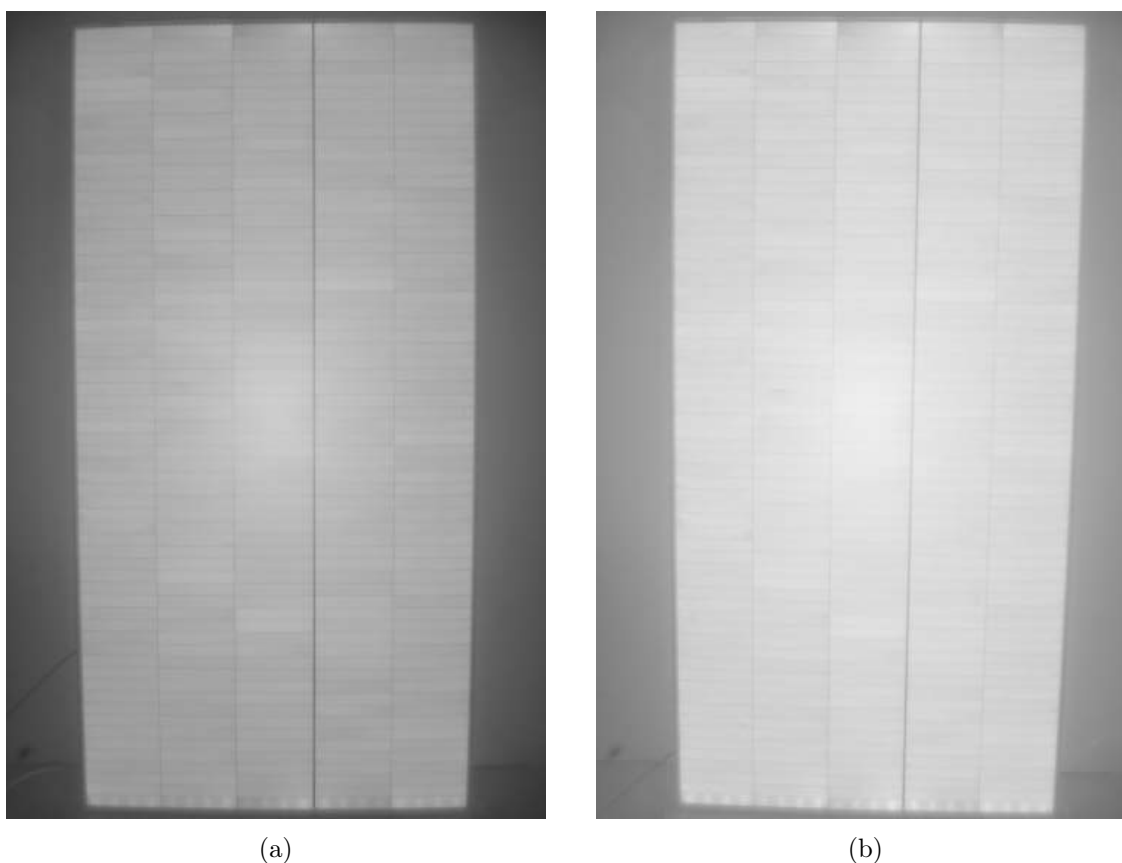


Figura 6.35: Electroluminiscencia comparativa antes y después del TCT: (a) EL previa al TCT y (b) EL posterior al TCT.

En el caso del módulo 2124 en su cara frontal, la condición inicial (Pre-TCT) mostró un mejor estado en comparación con el módulo 2177. No se observaron manchas acompañadas de líneas blancas en la misma celda, lo que evidencia una menor presencia de microfracturas o uniones debilitadas. Solo se identificó una línea blanca en la columna 1, fila 39, la cual no presentó variaciones significativas tras el ensayo de ciclado térmico.

El oscurecimiento de celdas en esta cara fue reducido, afectando a menos del 10 % del total, lo que se asocia a un estado inicial más favorable que el observado en el módulo 2177. Además, se detectaron un par de manchas leves en la condición inicial, pero tras el ciclado térmico no se evidenció un crecimiento ni la aparición de nuevas zonas oscuras.

Los resultados de EL concuerdan con las curvas eléctricas, donde el FF y el P_{max} se mantuvieron estables después del ciclado térmico. Esto confirma que los defectos observados son mínimos y no generaron un impacto apreciable en el desempeño eléctrico global del módulo.

6.4.4. Módulo T08H10012124 - Pre vs Post TCT - cara posterior

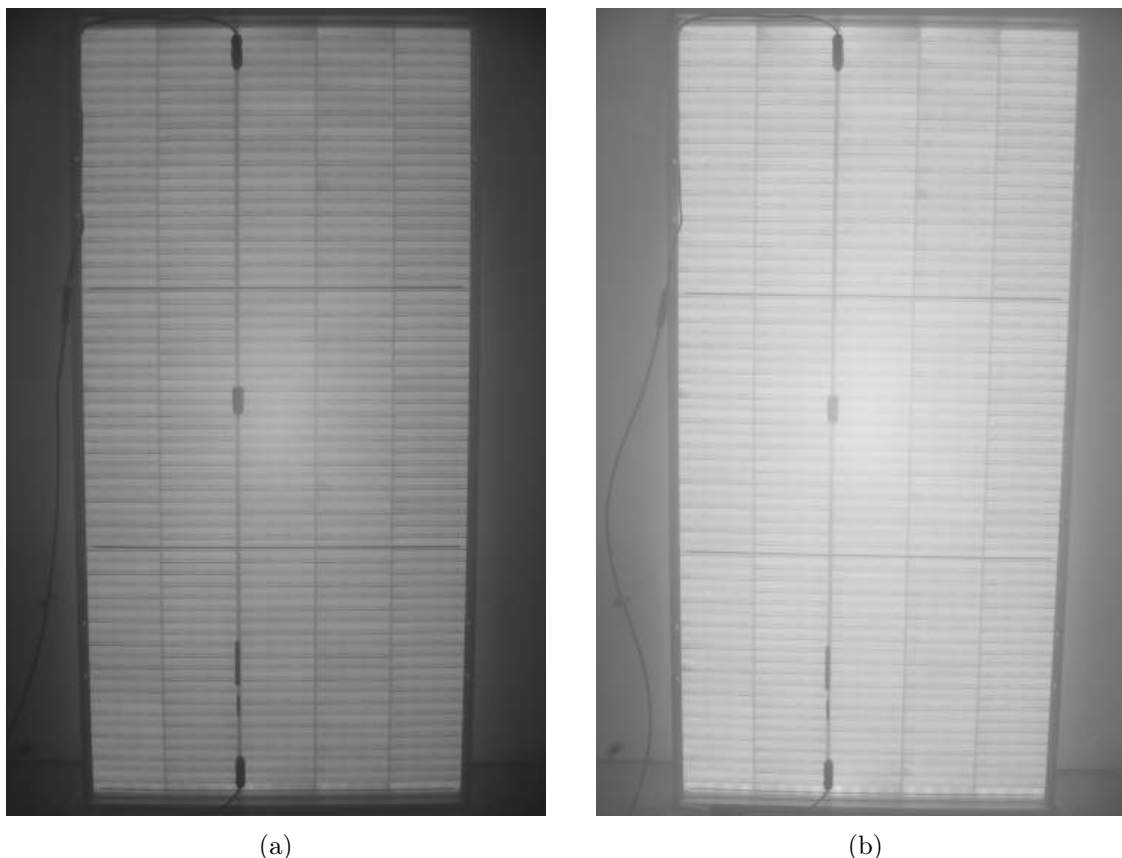


Figura 6.36: Electroluminiscencia comparativa antes y después del TCT: (a) EL previa al TCT y (b) EL posterior al TCT.

En la cara posterior del módulo 2124, la condición inicial (Pre-TCT) mostró una uniformidad alta, sin presencia de manchas relevantes ni líneas blancas asociadas a microfracturas. El oscurecimiento observado fue muy reducido, afectando a menos del 10 % de las

celdas y distribuyéndose de manera aleatoria, lo que confirma un buen estado inicial del módulo.

Tras el ensayo de ciclado térmico, prácticamente no se evidenciaron cambios respecto a la condición inicial. No se observaron crecimientos en las manchas detectadas ni aparición de nuevos defectos, lo que refuerza la idea de que la cara posterior del 2124 presentó una mayor resistencia frente a los esfuerzos térmicos en comparación con el módulo 2177.

Los resultados de EL concuerdan con las curvas I-V/P-V, donde tanto el P_{max} como el FF mostraron variaciones despreciables después del TCT. Esto confirma que el desempeño eléctrico del módulo 2124 se mantuvo prácticamente inalterado, respaldando la observación de que los defectos visuales fueron mínimos y estables.

6.4.5. Comparaciones Pre-Post y correlación con I-V/P-V

La comparación de electroluminiscencia Pre y Post TCT muestra un comportamiento diferenciado entre ambos módulos. El 2177 presentó un leve aumento en manchas ya detectadas en la condición inicial, especialmente en la cara frontal (columna 5, fila 52) y en la posterior (cuatro defectos con líneas blancas superpuestas en columnas 2 y 5). Aunque se hicieron más visibles tras el ciclado, no evolucionaron a microfracturas críticas ni comprometieron el área activa.

En contraste, el 2124 mostró mayor estabilidad. En la cara frontal sólo se observó una línea blanca en la columna 1, fila 39 y un par de manchas leves, sin cambios tras el ensayo. La cara posterior fue aún más uniforme, con oscurecimientos aleatorios en menos del 10 % de celdas, sin crecimiento ni aparición de nuevos defectos.

La correlación con las curvas I-V/P-V respalda estas observaciones: mientras el 2177 presentó variaciones menores al 0,5 % en P_{max} y FF, el 2124 prácticamente no mostró cambios eléctricos. En ambos casos, el desempeño global se mantuvo cercano al nominal, con estabilidad en V_{oc} , I_{sc} y en la forma general de las curvas.

6.4.6. Discusión crítica

El ciclado térmico aplicado no incluyó inyección de corriente continua durante el calentamiento ni la carga mecánica de 5 N sobre la caja de conexiones, como exige la IEC 61215-2:2021. La ausencia de estas condiciones pudo limitar la activación de mecanismos de degradación que suelen evidenciarse en EL, como crecimiento de microgrietas, fallos de soldadura o debilitamiento de interconexiones.

Por lo tanto, la estabilidad observada debe interpretarse con cautela: el 2124 se mantuvo prácticamente inalterado y el 2177 mostró sólo un leve incremento de defectos, lo que refleja resistencia térmica, pero no garantiza robustez frente a esfuerzos termoeléctricos y mecánicos combinados.

Aun así, considerando que ambos módulos eran nuevos y que el fabricante asegura una degradación máxima de 0,45 % anual en el primer año [33], la ausencia de defectos progresivos relevantes y las variaciones mínimas tras 200 ciclos resultan coherentes con lo esperado.

6.4.7. Conclusión parcial de EL

En conjunto, los resultados de EL evidencian que ambos módulos superaron satisfactoriamente el ensayo de ciclado térmico. El 2177 presentó defectos leves que aumentaron en notoriedad pero sin impacto eléctrico significativo, mientras que el 2124 se mantuvo estable en ambas caras. Las imágenes EL, en concordancia con las curvas I-V/P-V, muestran uniformidad luminosa alta y variaciones mínimas en FF y P_{max} , confirmando que los defectos detectados corresponden a mecanismos leves.

Se recomienda que futuros ensayos incluyan la inyección de corriente y la carga mecánica sobre la caja de conexiones, para reproducir condiciones más representativas de la norma y evaluar con mayor sensibilidad la resistencia de interconexiones y soldaduras.

Capítulo 7

Conclusiones

El presente trabajo permitió desarrollar y aplicar un método experimental para analizar la respuesta eléctrica de módulos fotovoltaicos bifaciales sometidos a estrés térmico, específicamente mediante el ensayo de ciclado térmico definido en la norma IEC 61215-2:2021 [10]. La metodología implementada incluyó la caracterización de los módulos a través de curvas I-V/P-V en condiciones controladas de irradiancia y temperatura, así como el uso de imágenes de electroluminiscencia conforme a la especificación IEC-TS-60904-13:2018 [11].

A partir de los resultados obtenidos, se concluye lo siguiente:

1. **Comportamiento eléctrico frente al ciclado térmico:** Los parámetros eléctricos fundamentales (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} y FF) presentaron variaciones reducidas tras el ensayo. Esto indica que los módulos bifaciales nuevos exhiben una pendiente de degradación inicial muy baja, coherente con la expectativa del fabricante de una pérdida inferior al 0,45 % de potencia en el primer año de operación.
2. **Magnitud de las pérdidas eléctricas:** Tras 200 ciclos térmicos, equivalentes aproximadamente a un año de operación en campo, las pérdidas de potencia fueron menores al 0,5 %. El P_{max} y el FF se mantuvieron cercanos al valor nominal, confirmando un desempeño eléctrico robusto bajo las condiciones del ensayo aplicado.
3. **Defectos observados mediante electroluminiscencia:** Las imágenes EL mostraron la aparición y leve crecimiento de defectos puntuales en el módulo 2177 (manchas y trazos blancos asociados a microgrietas tipo A), mientras que el módulo 2124 se mantuvo prácticamente inalterado en ambas caras. Estos defectos no comprometieron de manera significativa el área activa ni el desempeño eléctrico global.
4. **Correlación EL e I-V/P-V:** Los defectos identificados en EL se asociaron a ligeros aumentos en la resistencia serie y variaciones menores en el FF , sin impacto relevante en la potencia entregada. La concordancia entre las imágenes EL y los resultados eléctricos respalda la validez del enfoque metodológico.
5. **Limitaciones del ensayo aplicado:** El procedimiento no incluyó la inyección de corriente continua ni la carga mecánica sobre la caja de conexiones, condiciones exigidas en el TCT completo de la IEC 61215-2:2021. Por ello, los defectos observados

podrían estar *subestimados*, ya que esfuerzos termoelectrónicos y mecánicos combinados suelen acelerar fallas en interconexiones y soldaduras.

6. **Cumplimiento de objetivos:** Todos los objetivos planteados fueron alcanzados:

- Se diseñó e implementó un procedimiento experimental basado en la IEC 61215-2:2021 para aplicar el ciclado térmico en módulos bifaciales.
- Se caracterizó la respuesta eléctrica mediante curvas I-V y P-V antes y después del ensayo, identificando pérdidas menores al 0,5 %.
- Se complementó el análisis eléctrico con imágenes de electroluminiscencia, logrando correlacionar defectos visuales con variaciones en parámetros eléctricos.
- Se evaluó la validez y robustez del método, concluyendo que es aplicable a módulos bifaciales, aunque requiere ajustes para incluir esfuerzos combinados.

En síntesis, los resultados indican que ambos módulos bifaciales superaron satisfactoriamente el ensayo de ciclado térmico aplicado. El módulo **T08H1001-2177** mostró un leve aumento en defectos visuales sin impacto eléctrico relevante, mientras que el módulo **T08H1001-2124** se mantuvo estable en ambas caras. En conjunto, los hallazgos confirman que el método experimental propuesto es adecuado para evaluar la respuesta temprana de módulos bifaciales a esfuerzos térmicos, constituyendo una base sólida para ensayos más exigentes que incluyan cargas mecánicas y eléctricas según normativa.

Trabajos Futuros

La metodología desarrollada en esta memoria, basada en la norma IEC 61215-2:2021, permitió evaluar principalmente el efecto de la temperatura como variable de estrés. Este enfoque constituye un primer paso que puede extenderse hacia lo que la norma especifica de manera completa: la aplicación simultánea de las tres variables de estrés, a saber, térmica, mecánica y eléctrica.

En este estudio no fue posible incluir los esfuerzos mecánicos ni eléctricos, dado que el objetivo principal se centró en el análisis del ciclado térmico y en la puesta en marcha del equipo de ensayo, dejándolo operativo para investigaciones futuras. Sin embargo, a partir de esta base se abren diversas líneas de trabajo, entre las cuales destacan:

- Incluir los mecanismos de estrés restantes (mecánico y eléctrico), complementando así el procedimiento para cumplir con la totalidad del ensayo normativo.
- Analizar la respuesta eléctrica de módulos bifaciales frente a otros ensayos de la norma, tales como *Damp Heat Test* y *Humidity Freeze Test*, los cuales incorporan variables de humedad y congelación. Para estos ensayos ya se dejó instalada una llave de agua purificada con las especificaciones necesarias para garantizar una humedad constante durante las pruebas.
- Una vez consolidados estos procedimientos, dar paso a la aplicación de la **Secuencia C** de la norma IEC 61215-1:2021, que combina distintos ensayos de envejecimiento acelerado de manera integrada, combinando ensayos como *Damp Heat Test*, *Humidity Freeze Test*, *Thermal Cycling Test*, permitiendo una evaluación más completa y realística de la confiabilidad de los módulos bifaciales.

Bibliografía

- [1] International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable Capacity Statistics 2024*. Capacidad fotovoltaica mundial: 1,630 GW al cierre de 2023. Abu Dhabi, United Arab Emirates: IRENA, 2024. URL: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>.
- [2] International Energy Agency (IEA). *Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028*. Proyecciones de expansión y reducción de costos en energía fotovoltaica. Paris, France: IEA, 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>.
- [3] Mordor Intelligence. *Chile Solar Energy Market - Growth, Trends, and Forecasts (2023-2029)*. Último acceso: 17 de marzo de 2025. 2023. URL: <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/chile-solar-energy-market>.
- [4] Climate Action Tracker. *State of Climate Action 2023*. Último acceso: 17 de marzo de 2025. Climate Action Tracker, 2023. URL: https://climateactiontracker.org/documents/1179/State_of_Climate_Action_2023_-_November_2023.pdf.
- [5] Ministerio de Energía de Chile. *Reporte de Proyectos - Enero 2025*. Último acceso: 17 de marzo de 2025. Ministerio de Energía de Chile, 2025. URL: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/reportes_de_proyectos_-_enero_2025.pdf.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional. *Reporte Energético SEN - Febrero 2024*. Último acceso: 17 de marzo de 2025. Coordinador Eléctrico Nacional, 2024. URL: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Feb24.pdf.
- [7] International Energy Agency (IEA). *Snapshot of Global PV Markets 2023*. Último acceso: 17 de marzo de 2025. International Energy Agency (IEA), 2023. URL: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA_PVPS_Snapshot_2023.pdf.
- [8] Peter Hacke et al. "Evaluation of bifacial module technologies with combined-accelerated stress testing". En: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 31 (2022), págs. 1270-1284. DOI: [10.1002/pip.3636](https://doi.org/10.1002/pip.3636).
- [9] *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval*. Standard for crystalline silicon photovoltaic modules. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2005.
- [10] *IEC 61215-2:2021 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 2: Test procedures*. Accessed: November 15, 2024. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission (IEC), 2021. URL: <https://webstore.iec.ch/publication/63469>.

- [11] IEC TS 60904-13:2018. *Photovoltaic devices – Electroluminescence imaging*. International Electrotechnical Commission. 2018.
- [12] Jennifer L. Braid et al. “EL and I–V Correlation for Degradation of PERC vs. Al-BSF Commercial Modules in Accelerated Exposures”. En: *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)*. 2018, págs. 1261-1266. DOI: [10.1109/PVSC.2018.8548104](https://doi.org/10.1109/PVSC.2018.8548104).
- [13] Shashwata Chattopadhyay et al. “Visual Degradation in Field-Aged Crystalline Silicon PV Modules in India and Correlation With Electrical Degradation”. En: *IEEE Journal of Photovoltaics* 4.6 (2014), págs. 1470-1476. DOI: [10.1109/JPHOTOV.2014.2356717](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2356717).
- [14] Valentina González. *Guía rápida: Temperature Controlled Laboratory Flasher (TCLF)*. <https://www.utfsm.cl/>. FONDEQUIP EQM200183. Revisado por Romina González. Editado por Carlos Cárdenas-Bravo. 2025.
- [15] International Energy Agency. *IEA-PVPS T13-30:2025 — Degradation and Failure Modes of PV Modules*. Inf. téc. 2025.
- [16] Martin A. Green. *Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, Inc., 1982. ISBN: 978-0138222703.
- [17] Jenny Nelson. *The Physics of Solar Cells*. London: Imperial College Press, 2003. ISBN: 978-1860943409. DOI: [10.1142/p276](https://doi.org/10.1142/p276).
- [18] Arno Smets et al. *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. Cambridge: UIT Cambridge Ltd, 2016. ISBN: 978-1-906860-48-9. URL: <https://ocw.tudelft.nl/courses/solar-energy/>.
- [19] *Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*. Standard. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2019.
- [20] IEC 60904-9:2020. *Photovoltaic devices – Part 9: Solar simulator performance requirements*. International Electrotechnical Commission. 2020.
- [21] Elizabeth Picarte. “Análisis Matemático de un panel solar fotovoltaico bifacial”. Tesis de mtría. Universidad de Tarapacá, 2021. URL: <http://sb.uta.cl/CargadorTesis/TesisDigitalesARI/78636-Picarte%20Elizabeth.pdf>.
- [22] International Energy Agency. *Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications*. Inf. téc. 2021. URL: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/06/IEA-PVPS-T13-14_2021-Bifacial-Photovoltaic-Modules-and-Systems-report.pdf.
- [23] M. A. Quintana et al. “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”. En: *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002*. 2002, págs. 1436-1439. DOI: [10.1109/PVSC.2002.1190879](https://doi.org/10.1109/PVSC.2002.1190879).
- [24] Yogeswara Rao Golive et al. “Analysis of Field Degradation Rates Observed in All-India Survey of Photovoltaic Module Reliability 2018”. En: *IEEE Journal of Photovoltaics* 10.2 (2020), págs. 560-567. DOI: [10.1109/JPHOTOV.2019.2954777](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2954777).
- [25] *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection*. BS EN 62446-1:2016+A1:2018 is the British adoption of the IEC standard. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2016.

- [26] IEC TS 60904-1-2:2019. *Photovoltaic devices – Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics – Electroluminescence method*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, ago. de 2019.
- [27] *Photovoltaic devices – Part 9: Classification of solar simulator characteristics*. Standard. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2020.
- [28] IEC 60891:2021. *Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I–V characteristics*. International Electrotechnical Commission. 2021.
- [29] G. H. Wang et al. “Performance characterization for bifacial photovoltaic modules”. En: *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2019, págs. 2778-2780. DOI: [10.1109/PVSC40753.2019.8980710](https://doi.org/10.1109/PVSC40753.2019.8980710).
- [30] Houssam Amiry et al. “Temperature influence on performance of a solar cell receiving direct sunlight and a halogen lamp irradiation”. En: *2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*. 2016, págs. 218-221. DOI: [10.1109/IRSEC.2016.7983913](https://doi.org/10.1109/IRSEC.2016.7983913).
- [31] Abhishek Dubey, Jitendra N. Sarvaiya y Surajit Chattopadhyay. “On-site electroluminescence imaging of PV modules: Techniques, challenges, and applications”. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), págs. 2299-2317. DOI: [10.1016/j.rser.2017.06.058](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.058).
- [32] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1: Test requirements*. Standard. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2021.
- [33] Maxis Solar Technologies, Ltd. *SunPower Performance 6 Paneles Solares (SPR-P6-XXX-COM-S-BF)*. Datasheet oficial, revisión A. San José, California, EE.UU., jun. de 2022. URL: <https://sunpower.maxeon.com>.
- [34] *Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices*. Standard. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2023.
- [35] Valentina González Segura. “Creación de una metodología de caracterización de módulos fotovoltaicos bifaciales para climas desérticos de alta radiación”. Memoria de Título, Ingeniería Civil Eléctrica. Tesis de mtría. Universidad Técnica Federico Santa María, 2021.
- [36] ASLi Test Equipment Co., Ltd. *Temperature Cycling Test Chamber – User Manual*. Manual técnico del fabricante. Dongguan, China, 2021. URL: <https://www.aslitesting.com>.
- [37] ESPEC Corp. *Thermal Shock and Cycling Test Chambers – Technical Specifications*. Documento técnico del fabricante. Osaka, Japón, 2020. URL: <https://www.espec.com>.