



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

INSTITUTO DE INGENIERÍA

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS SUPERIORES-JURIQUILLA

**Efecto de un voltaje externo aplicado
sobre el desempeño eléctrico de
módulos fotovoltaicos de cSi**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero en Energías Renovables

P R E S E N T A

Rafael Felipe Fuentes Correa

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Aarón Sánchez Juárez

Temixco, Mor., a 5 de diciembre de 2022





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

OF/IER/LIER/140/2022
ASUNTO: Notificación de jurado y
fecha para examen profesional.

LIC. IVONNE RAMÍREZ WENCE
DIRECTORA GENERAL DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR
Presente

Por medio de la presente le informo que el día lunes 5 de diciembre de 2022, a las 11:00 h, en el Instituto de Energías Renovables, el C. RAFAEL FELIPE FUENTES CORREA, con número de cuenta 314198417 de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, llevará a cabo la presentación del trabajo de tesis y examen profesional titulado:

***“Efecto de un voltaje externo aplicado sobre el desempeño eléctrico
de módulos Fotovoltaicos de cSi”***

Debido a que el alumno ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, el Comité Académico de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, le asigna el Jurado de Examen Profesional integrado por los siguientes académicos.

PRESIDENTE: M. EN C. JOSÉ CAMPOS ÁLVAREZ
VOCAL: DRA. TERESA DE JESÚS RUIZ SÁNCHEZ
SECRETARIO: DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ
SUPLENTE: M. EN C. JOSÉ ORTEGA CRUZ
SUPLENTE: DRA. MARGARITA CASTILLO TÉLLEZ

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

Atentamente,
“Por mi raza hablará el espíritu”
Temixco, Mor., a 16 de noviembre de 2022



Dr. Jorge Alejandro Wong Loya
Coordinador de la LIER
IER-UNAM

JAWL´mfp



Priv. Xochicalco s/n,
Col. Centro,
62580 Temixco, Morelos, Mexico
T. 01 (777) 362 00 90
(52) 55 56 22 97 00

ier.unam.mx

Índice

1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. Desarrollo actual de la energía fotovoltaica	11
1.2. Antecedentes	12
1.2.1. Tecnologías de MFV	14
1.3. Planteamiento del Problema	14
1.4. Justificación	15
1.5. Objetivos generales y particulares	15
1.5.1. Particulares	16
2. MARCO TEÓRICO - DEGRADACIÓN INDUCIDA POR EL POTENCIAL	17
2.1. Radiación solar	17
2.2. Irradiancia e Irradiación	18
2.3. Atenuación y Masa de aire	19
2.4. Hora Solar Pico	21
2.5. Efecto fotovoltaico	22
2.6. Modelo ideal de una celda solar fotovoltaica	23
2.7. Módulo fotovoltaico y sus componentes	26
2.8. Topología de los sistemas fotovoltaicos	27
2.8.1. Configuración eléctrica del Arreglo FV	28
2.8.2. Nivel de Tensión	29
2.8.3. Topología eléctrica del SFV	29
2.9. Degradación Inducida por el Potencial	31
2.9.1. Dependencia de la temperatura	33
2.9.2. Dependencia de la humedad	33
2.9.3. Dependencia de la polaridad y nivel de tensión	34
2.10. Caracterización de MFV	34
2.10.1. Curva I-V	34
2.10.2. Imágenes de electroluminiscencia	35
2.10.3. Imágenes con cámara infrarroja	36
2.11. Parámetros eléctricos para análisis del PID	37
2.12. Método de obtención de parámetros eléctricos por modelo doble exponencial	38
3. DETECCIÓN DEL FENÓMENO DEL PID	41
3.1. Especificación Técnica de Referencia	41
3.1.1. Materiales y equipo	41
3.1.2. Procedimiento IEC 62804-1 en cámara climática	42
3.1.3. Diseño e implementación de la cámara climática	45
3.1.4. Caracterización de la cámara climática	48
3.2. Sistemas de medición y adquisición de datos para temperatura, humedad, y nivel de tensión	52
3.3. Descripción de los MFV	55
3.4. Descripción de las técnicas y equipos de caracterización para procesos de curvas I-V, EL e IR	57
3.4.1. Curvas I-V	57
3.4.2. Corrección de irradiancia y temperatura de acuerdo a IEC 60891	58

3.4.3.	Técnica de electroluminiscencia	60
3.4.4.	Técnica de espectroscopia infrarroja	61
3.4.5.	Metodología para el cálculo de coeficientes de temperatura	62
3.4.6.	1er procedimiento de corrección basado en la Especificación Técnica IEC 60891	64
3.4.7.	2do procedimiento de corrección basado en la Especificaciones Técnicas IEC 60891	66
4.	RESULTADOS	69
4.1.	Condiciones experimentales 500 V, 45 °C y 60 % HR	70
4.2.	Condiciones experimentales 500 V, 45°C y 85 % HR	73
4.3.	Condiciones experimentales 1000 V, 45 °C y 60 % HR	76
4.4.	Condiciones experimentales 1000 V, 45°C y 85 % HR	79
5.	CONCLUSIONES	82
6.	ANEXOS	84
A.	Caracterización de temperatura en cámara climática	84
B.	Figuras de electroluminiscencia	89
B.1.	Antes de prueba PID	89
B.2.	Después de la prueba de PID	90
C.	Figuras de Infrarrojo	91
C.1.	Antes de prueba PID	91
C.2.	Después de la prueba PID	92
D.	Curvas I-V con 1er procedimiento IEC 60891	93
D.1.	Antes de prueba PID	93
D.2.	Después de prueba PID	95

Índice de figuras

1.	Capacidad Fotovoltaica Instalada en México	11
2.	Radiación Solar	17
3.	Componentes de la Irradiancia Global en un colector solar	18
4.	AM 1 y AM 1.5	19
5.	Distribución espectral de la radiación solar a diferentes masas de aire [26]	20
6.	Comportamiento de la Irradiancia en un día despejado	21
7.	Proceso de unión de los semiconductores tipo P y tipo N	22
8.	Generación de corriente en presencia de una carga eléctrica dentro de la unión P-N. [29]	23
9.	Esquema del circuito eléctrico equivalente a una celda solar ideal. En 1 tenemos la corriente fotogenerada. En 2 tenemos el diodo rectificador. En 3 está la resistencia en paralelo y en 4 esta la resistencia en serie.[20]	23
10.	Gráfica del comportamiento I vs V, llamado comúnmente curva I-V de una celda solar	25
11.	Curva I-V con área encuadrada equivalente al Factor de Forma	26
12.	Corte transversal de los componentes de un módulo fotovoltaico [28].	27

13.	Componentes del sistema fotovoltaico	28
14.	Características de las conexiones en MFV	29
15.	Esquema de un SFV intencionalmente puesto a tierra con su EPT y su CPT.	30
16.	Esquema de un SFV en flotación con su EPT y su CPT.	31
17.	Flujo de corrientes de fuga desde un MFV tipo N	32
18.	Se muestran los caminos por donde pueden llegar las fugas de corriente.	33
19.	Se muestran los caminos preferentes de las fugas de corriente en dos casos, con la presencia de humedad y con su ausencia en un MFV tipo-P	34
20.	Curva I-V de un MFV, comparando su rendimiento a distintas magnitudes de irradiancia	35
21.	Módulo fotovoltaico LDK caracterizado por imagen de EL que muestra fracturas y defectos que no se perciben a simple vista.	36
22.	Módulo fotovoltaico LDK caracterizado por imagen de IR, donde se muestra las diferentes temperaturas que tienen las celdas solares.	37
23.	Modelo doble exponencial	38
24.	Ajuste lineal para la obtención de los parámetros, corriente de saturación y factor de idealidad.	40
25.	Casos para la evaluación de PID en 4 MFV de LDK.	43
26.	Cámara climática con vistas	46
27.	Estructuras de soporte para MFV de PVC y PLP	47
28.	Ubicación y posición de cables, estructura y MFV	48
29.	Posiciones de termopares para caracterización de cámara climática	49
30.	Estructura de PLP con termopares de caracterización de temperatura	49
31.	Caracterización de temperatura 45°C al interior de la cámara climática	50
32.	Mapa de calor de temperatura por hora en la primer mitad del largo de la cámara climática	50
33.	Mapa de calor de temperatura por hora en la segunda mitad del largo de la cámara climática	51
34.	Humedades promedio por hora con las desviaciones estándar	51
35.	Sensor de humedad y temperatura R8544	52
36.	Vista posterior de MFV con posición de termopares tipo T	53
37.	Sistema de adquisición de datos de temperatura	53
38.	Sensor DHT22	54
39.	Sistema de humidificación para el interior de la cámara climática	54
40.	Fuente de corriente Kikusui para pruebas de PID	55
41.	Fuente de corriente Hypot Max 7710	55
42.	Fuentes de corriente con conexiones hacia los MFV para detección de PID	55
43.	Equipos para la caracterización de MFV con luz natural	57
44.	Equipo para controlar la condición de AM 1.5	58
45.	Sistema completo para la obtención de la curva I-V	59
46.	MFV sobre soporte en cuarto de electroluminiscencia	60
47.	Equipo para toma de imágenes de electroluminiscencia	61
48.	Cámara termográfica FLIR	62
49.	Ajuste lineal del coeficiente de temperatura de potencia P_{max}	63
50.	Ajuste lineal del coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto V_{oc}	63
51.	Ajuste lineal del coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito I_{sc}	63
52.	Curva I-V MFV 101 con el 1er método de corrección	65
53.	Curva I-V MFV 101 con el 2do método de corrección	67
54.	Curva I-V @STC MFV 101	70
55.	Curva P-V @STC MFV 101	70

56.	Imágenes de electroluminiscencia de MFV 101	71
57.	Imágenes infrarrojas de MFV 101	72
58.	Curva I-V @STC MFV 158	73
59.	Curva P-V @STC MFV 158	73
60.	Imágenes de electroluminiscencia de MFV 158	74
61.	Imágenes infrarrojas de MFV 158	75
62.	Curva I-V @STC MFV 658	76
63.	Curva P-V @STC MFV 658	76
64.	Imágenes de electroluminiscencia de MFV 658	77
65.	Imágenes infrarrojas de MFV 658	78
66.	Curva I-V @STC MFV 806	79
67.	Curva P-V @STC MFV 806	79
68.	Imágenes de electroluminiscencia de MFV 806	80
69.	Imágenes infrarrojas de MFV 806	81
70.	Caracterización de temperatura 40°C al interior de la cámara climática	84
71.	Caracterización de temperatura 45°C al interior de la cámara climática	84
72.	Caracterización de temperatura 50°C al interior de la cámara climática	85
73.	Caracterización de temperatura 55°C al interior de la cámara climática	85
74.	Caracterización de temperatura 60°C al interior de la cámara climática	86
75.	Caracterización de temperatura 65°C al interior de la cámara climática	86
76.	Caracterización de temperatura 70°C al interior de la cámara climática	87
77.	Caracterización de temperatura 75°C al interior de la cámara climática	87
78.	Caracterización de temperatura 80°C al interior de la cámara climática	88
79.	Caracterización de temperatura 85°C al interior de la cámara climática	88
80.	Imágenes de electrolumiscencia MFV 101 y MFV 658	89
81.	Imágenes de electrolumiscencia de MFV 158 y MFV 806	89
82.	Imágenes de electrolumiscencia de MFV 101 y MFV 658	90
83.	Imágenes de electrolumiscencia de MFV 158 y MFV 806	90
84.	Imágenes con cámara termográfica FLIR de MFV 101 y MFV 658	91
85.	Imágenes con cámara termográfica FLIR	92
86.	Imágenes con cámara termográfica FLIR de MFV 101 y MFV 658	92
87.	Imágenes con cámara termográfica FLIR de MFV 158 y MFV 806	93
88.	Corrección de curva I-V @STC MFV 101	93
89.	Corrección de curva I-V @STC MFV 158	94
90.	Corrección de curva I-V @STC MFV 658	94
91.	Corrección de curva I-V @STC MFV 806	94
92.	Corrección de curva I-V @STC MFV 101 degradado	95
93.	Corrección de curva I-V @STC MFV 158 degradado	95
94.	Corrección de curva I-V @STC MFV 658 degradado	96
95.	Corrección de curva I-V @STC MFV 806 degradado	96

Índice de tablas

1.	Parámetros eléctricos de la placa de datos de los MFV LDK	56
2.	Parámetros eléctricos obtenidos con el trazador de curvas I-V corregidos a STC de los MFV LDK	56

3.	Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial	56
4.	Coefficientes de temperatura y parámetros eléctricos	64
5.	Resultados de la corrección por el 1er procedimiento IEC 60891	65
6.	Resultados de la corrección por el 2do procedimiento de la IEC 60891	67
7.	Parámetros eléctricos de MFV 101	71
8.	Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial	71
9.	Parámetros eléctricos de MFV 158	74
10.	Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial	74
11.	Parámetros eléctricos de MFV 658	77
12.	Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial	77
13.	Parámetros eléctricos de MFV 806	80
14.	Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial	80

Agradecimiento UNAM-PAPIIT

Agradezco el apoyo económico otorgado por la Dirección General de Asuntos del Personal Académico de la UNAM (DGAPA) que a través del esquema Becas de Titulación consideradas en el Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT), me fue otorgado en el desarrollo del *Proyecto IT101720 Desarrollo e implementación de un banco de pruebas y protocolo para el estudio del efecto de potenciales inducidos sobre el desempeño eléctrico de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino*, para la realización de mi tesis de licenciatura.

Agradezco al Instituto de Energías Renovables de la UNAM, las facilidades concebidas para el uso de su infraestructura asociada al Laboratorio de Evaluación Fotovoltaica LANEFV, parte integral de los proyectos que conforman el Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar (CEMIE-Sol), para el desarrollo experimental del presente trabajo, sin el cual, no hubiera sido posible la realización de la tesis.

Agradezco a la LIER, al Dr. Aarón Sánchez Juárez, M. José Ortega Cruz, M. Edson Osvaldo Angel Ruiz y M. Samuel Rojas López Zalar por su apoyo, tiempo, conocimientos y disposición, que fue fundamental para llevar a cabo el trabajo de tesis.

Dedicatoria

A mi mamá y papá. Los adoro, su apoyo incondicional fue la base para conseguir mi grado.
A mi familia, tanto en Colombia como en México.
A Itzel, por tu apoyo y compañía en este camino.

Resumen

En este trabajo se presenta un análisis del efecto de una tensión eléctrica externa aplicada a un módulo fotovoltaico, bajo condiciones climáticas controladas provistas por una cámara diseñada para tal fin, sobre sus características eléctricas de generación fotovoltaica, con el objeto de determinar, conocer y cuantificar las pérdidas en la potencia generada derivado de una degradación inducida por el potencial. El fenómeno es conocido en la literatura como *Potential Induced Degradation, PID*. La tecnología fotovoltaica elegida para el estudio fue la de silicio cristalino, específicamente módulos de 60 celdas monocristalinas.

Con el objeto de tener un “Banco de Pruebas” y un “Protocolo de Ensayo” que permitiera tener experimentos reproducibles, se tomó como base a la Especificación Técnica Internacional *IEC TS 62804-1: Test methods for the detection of potential-induced degradation – Part 1: Crystalline silicon*. Dado que dicha especificación técnica sugiere dos métodos en donde uno de los cuales, se requiere de una cámara climática con control de temperatura y humedad relativa para garantizar reproducibilidad en los experimentos, para el estudio de los efectos de potencial externo, en este trabajo se eligió éste método, por lo que también se presenta el diseño y la caracterización de la cámara climática para la realización de los experimentos.

Se desarrolló y presenta el Protocolo de Ensayo para realizar las pruebas correspondientes que incluyen el ¿Qué hacer? y ¿Cómo hacer?, considerando tanto el material, equipo y aspectos de seguridad.

Con el fin de analizar los efectos de los potenciales eléctricos externos se cotejó información de los módulos fotovoltaicos, incluyendo además la curva I-V, imágenes tanto de electroluminiscencia como de termografía en infrarrojo y fugas de corriente. Las características eléctricas de los MFV medidas bajo irradiancia natural y las medidas de fugas de corriente fueron realizadas usando el protocolo *LANEFV-Desempeño Eléctrico-V1-2019, basado en la norma IEC 61215: Design qualification and type approval – Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules*.

Se determinó que para la muestra de MFV analizados, 4 piezas de la misma marca y potencia, identificados como MFV 806, MVF 658, MVF 158 y MFV 101, todos ellos se degradaron, perdiendo potencia eléctrica, posterior al estrés eléctrico y ambiental seleccionado, al cual fueron sometidos. El MFV 806 con un estrés de 1000 V, 96 h en la cámara climática a 45°C y 85 % de HR, presentó una degradación del 87 % respecto a la potencia inicial generada. El MFV 658 con un estrés de 1000 V, 96 h en la cámara climática a 45°C y 60 % de HR, presentó una degradación del 41 % respecto a la potencia inicial generada. El MFV 158 con un estrés de 500 V, 96 h en la cámara climática a 45°C y 85 % de HR, presentó una degradación del 79 % respecto a la potencia inicial generada. El MFV 101 con un estrés de 500V, 96 h en la cámara climática a 45°C y 60 % de HR, presentó una degradación del 20 % respecto a la potencia inicial generada.

De los resultados obtenidos se determina que la tensión eléctrica externa aplicada, así como la humedad relativa juega un papel muy importante en el desempeño eléctrico del MFV sometido a estrés y la magnitud de la degradación que presentan; por lo cual, el fenómeno PID debe tenerse presente cuando se diseñen plantas fotovoltaicas cuyas cadenas fotovoltaicas generen más de 500 V. Estudios futuros se realizarán para determinar el umbral de la tensión externa aplicada a partir de los cuales aparece la degradación inducida por el potencial.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Desarrollo actual de la energía fotovoltaica

A nivel mundial el gran desarrollo en la industria fotovoltaica se ha visto impulsado principalmente por sus los bajos costos de producción. Actualmente, China es el principal productor de los módulos fotovoltaicos, abarcando cerca del 25 % de la producción del mercado global. Las celdas solares representan aproximadamente el 50 % del costo total de producción de un módulo fotovoltaico (MFV), debido a su innovación en la tecnología, las eficiencias de conversión se han incrementado [9]. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), en 2019 China tuvo 78 GWp de envíos de módulos solares fotovoltaicos por país de origen, principalmente provenientes de la región de Xinjiang, el origen de la mayoría de la tecnología solar que se instala en nuestro país es de China. Mientras el costo promedio de los MFV asociados a proyectos energéticos de gran escala fue de 0.4 USD\$/W [14].

Hoy en día la energía solar fotovoltaica en México es una de las fuentes de generación más competitivas, de acuerdo al Prodesen 2018-2032, la capacidad instalada del 2021 fue de 7.554 GW [24], ésta energía ha ido en aumento de manera sustancial. La IEA en su reporte *Snapshot of Global PV Markets: 2021* menciona que el porcentaje de generación de electricidad anual en México, proveniente de energía fotovoltaica fue aproximadamente del 3%. A continuación en la Figura 1 se muestra una gráfica de barras con la cantidad de energía solar fotovoltaica instalada a lo largo de los últimos 10 años, desde 2011 a 2021 [16].

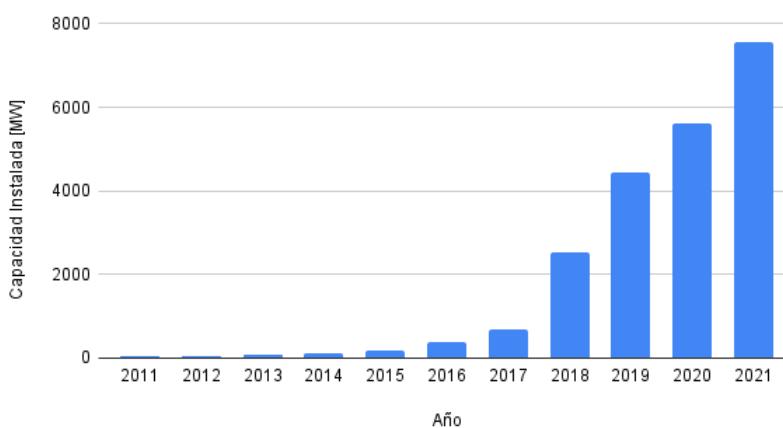


Figura 1: Capacidad Fotovoltaica Instalada en México

En nuestro país, el desarrollo del mercado mexicano de la tecnología solar fotovoltaica ha ido en aumento, debido a las siguientes razones:

1. El costo de los MFV ha ido a la baja.

2. El desarrollo en la electrónica de potencia para integrar los sistemas fotovoltaicos (SFV) a la red eléctrica de nuestro país.
3. El marco regulatorio que permite la interconexión de SFV en generación distribuida.
4. Las políticas ambientales y el compromiso de la sociedad mexicana con el uso de energías renovables.
5. Los incentivos fiscales que consienten la deducción del costo de los SFV en el pago de los impuestos.

Además la energía solar fotovoltaica está catalogada como una fuente de energía sustentable, competitiva con el mercado eléctrico y que reduce las emisiones de CO_2 , provocando un beneficio con respecto a las otras fuentes de generación convencionales. A raíz de lo anterior el entorno de los interesados desde compañías, investigadores e inversionistas se han enfocado en determinar las causas que afectan el desempeño de los módulos fotovoltaicos, cadenas de MFV y sus arreglos.

A pesar de los diversos estudios se siguen presentando fenómenos como la corrosión y la degradación de la tecnología. Dentro de los módulos fotovoltaicos existen diversos factores que perjudican el desempeño eléctrico de la tecnología, principalmente lo es la tensión a la que trabaja el circuito activo, la temperatura de operación de la celda y la humedad del ambiente, afectando la eficiencia de conversión de los módulos [31].

1.2. Antecedentes

Los primeros reportes del PID en la tecnología fotovoltaica, datan del año 1985 en California, EUA. La NASA junto al *Jet Propulsion Laboratory*, realizaron un estudio en donde los MFV sufren de corrosión electroquímica debido a sus materiales, además, hablan respecto a que la temperatura y humedad afectan el parámetro de resistividad [21]. A partir del siglo XXI la comunidad científica, principalmente en Alemania, China, Estados Unidos, y Reino Unido comienzan a fijar su atención en los riesgos originados en la tecnología de módulos fotovoltaicos. En el 2005 el *National Research Energy Laboratory*, (NREL, por sus siglas en inglés) describen el efecto por un estrés ocasionado por alta tensión, éste fenómeno repercute en la durabilidad y eficiencia de los módulos fotovoltaicos, dependiendo de las fugas de corriente que existen entre las celdas solares y la conexión a tierra [3].

Sin embargo, fue hasta el año 2010 que S. Pingel y sus colaboradores, gracias a los aportes en los temas relacionados a la degradación de los módulos fotovoltaicos, engloba las características del PID, desde el origen a nivel de la celda solar hasta los materiales que se utilizan en la construcción del MFV como lo son la cubierta de vidrio templando, si es un MFV tipo-p o tipo-n y las propiedades de la capa antireflectiva; incluyendo además, el efecto que tiene la polaridad y magnitud del sistema, la importancia de la temperatura y la humedad en la evaluación del PID, el tipo de inversor utilizado en un sistema fotovoltaico [23].

A partir de ahí la comprensión del fenómeno del PID ha ido en aumento, por ejemplo, el Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS, por sus siglas en inglés), en 2012, llevó a cabo un estudio de susceptibilidad en diferentes tecnologías fotovoltaicas del tipo de película delgada y de silicio cristalino

comprobando la sensibilidad respecto PID en los recubrimientos de los MFV. El investigador V. Naumann y su grupo, exponen una metodología para evaluar el desempeño de los materiales y las celdas solares en el PID antes de ser sometidas a procesos de producción. De acuerdo con su investigación, las propiedades de los materiales que empaquetan a la celda solar, producen una deposición de átomos de sodio (Na) provenientes de un recubrimiento antireflectivo de SiNx, sobre las celdas solares, provocando pequeños cortos circuitos a nivel atómico en la unión P-N, que propician el PID. Dentro de sus aportes también establece que el PID afecta solamente pequeñas partes de las celdas solares, en donde se encuentran los átomos de Na; de igual manera, concluyen que los parámetros eléctricos de la resistencia en paralelo, la corriente de saturación y el factor de idealidad se ven afectados por la presencia del PID [22].

Después, Hoffmann y Koehl estudian la relación que tiene el PID con la temperatura y la humedad. Como ya se ha comentado anteriormente la tensión máxima del sistema fotovoltaico tiene mucha importancia en el desarrollo de la degradación de la tecnología. De acuerdo al país en el que estemos tendremos restricciones en el límite de la tensión máxima del SFV. Ahora bien, la tendencia en la configuración de los inversores, se dirige hacia los sistema en flotación, en donde al tener un sistema de 1000V, la magnitud y polaridad que carga el último módulo de la cadena puede ser de hasta -500V, si tenemos condiciones ambientales con alta humedad relativa (50% o más), se crea una película conductora sobre la superficie del MFV que al tener el marco metálico puesto a tierra, se crea un camino por el cual la corriente puede circular y así ocasionar el PID. Las fugas de corriente pueden ser una tasa que describe el grado de degradación [10].

Aunado al efecto de la máxima tensión en el SFV, J. Hylsky y sus colaboradores, estudian el suceso del PID en una planta fotovoltaica generadora de 2 MWp en República Checa, la planta esta conformada por 55 cadenas fotovoltaicas, que contienen 32 MFV de 205 W y 210W tipo-p que han estado en funcionamiento por 7 años. La tensión que maneja cada inversor es de 600 V. La configuración del inversor es de un sistema en flotación, lo que indica que en cada extremo de la cadena habrá un tipo de polarización, una negativa -300 V y otra positiva 300 V, mientras que en el centro de la cadena será 0 V. Los resultados que obtienen son que las condiciones ambientales aceleran la formación de PID y provocan que las celdas solares sean más vulnerables a la presencia de fugas de corriente. Además concluyen que el efecto del PID, precisamente no esta influenciado por el nivel de tensión que llevan los MFV en la cadena, sino que los defectos en los procesos de fabricación por la acumulación de cargas positivas de Na, son las que propician el grado de degradación del PID [13].

En años más recientes, Hara K y su grupo, estudian el fenómeno del PID en celdas bifaciales, al aplicarles las mismas pruebas de humedad y temperatura. De acuerdo con sus aportes, la degradación de la tecnología que tiene este tipo de celdas es similar a las celdas de silicio cristalino convencionales. Dentro de las celdas tipo-n el fenómeno del PID se le atribuye a una pérdida del efecto pasivativo en el recubrimiento de SiN_x , mientras que para las celdas tipo-p, los iones metálicos(Na+), se consideran el factor causal del PID. Así mismo describen que es posible limitar la degradación en las celdas tipo-p si en el encapsulante de etil-vinil-acetato (EVA) se le agrega una película de etil-polietileno (EP) que previene la deposición de los iones de Na+ debido a su grado de resistividad. Y para las celdas tipo-n concluyen que para limitar el PID es necesario obtener una resistividad mayor que la obtenida con el EP, además de que la polaridad de la tensión que causa la degradación depende del tipo de recubrimiento que tenga la celda solar si es tipo-n o tipo-p [8].

De acuerdo con las investigaciones anteriores, el efecto del PID se puede llegar a revertir, al cambiar la polaridad con la que los MFV fueron afectados. Otro factor que también apoya la reactivación de las

celdas solares son las altas temperaturas. Hoy en día también existe tecnología anti-PID que limita los efectos de la degradación, todo lo anterior aporta a la optimización en la producción de energía del sistema fotovoltaico para que la vida útil de los MFV perdure 25 años. Si bien existen diversos estudios en la investigación de MFV, la comprensión del fenómeno PID sigue dejando incógnitas y sigue siendo un problema importante en la industria solar fotovoltaica.

1.2.1. Tecnologías de MFV

Existen distintas tecnologías fotovoltaicas que van de acuerdo a los materiales de los semiconductores que conforman la unión P-N, a pesar de existir un sin fin de elementos con las propiedades de ser semiconductores, solamente una pequeña proporción es capaz de transformar los fotones en electricidad. Generalmente los MFV con mayor globalización en el mercado son los de silicio cristalino (cSi).

La tecnología de cSi, abarca entre el 80-90% del mercado fotovoltaico. Hace algunos años las eficiencias de los MFV de cSi estaban para MFV monocristalinos entre 14% y 20% [1] y entre 12% y 17% para los MFV policristalinos.

Hoy en día se ha diversificado la oferta de MFV de cSi, como por ejemplo con la tecnología PERC (passivated emitter rear cell), en donde las celdas solares tiene un par de capas de recubrimientos químicos en su cara posterior, que les permite transformar los fotones que son reflejados por la parte metálica del MFV, en energía, contribuyendo así a la eficiencia de la tecnología. Por otra parte también existe la tecnología Bifacial, en donde se permite la entrada de los rayos de luz solar desde la parte frontal y la posterior de la celda solar, con esto, se puede convertir la incidencia de fotones desde ambas partes en electricidad. Un ejemplo de un MFV bifacial es el fabricado por la compañía Trina Solar, con su modelo TSM-NEG15MC.20(II) de 425 W, que es una tecnología bifacial monocristalina de tipo N con cerca del 24% de eficiencia [30].

Dentro de la producción e innovación de la tecnología de silicio en los MFV, un aumento en la eficiencia de las celdas solares representa un beneficio dentro de todos los aspectos que comprende un SFV, desde generar mayor cantidad de energía hasta reducir los costos de los proyectos. Yifeng y sus colaboradores realizaron un trabajo en donde se compara las últimas tecnologías de silicio en desarrollo, siendo la tecnología PERC, del tipo P, que alcanza cerca del 22.5% de eficiencia y la tecnología Bifacial i-TOP, del tipo N con una eficiencia que ronda los 23.5%, las que se consideran de mayor eficiencia actual [2].

1.3. Planteamiento del Problema

En la arquitectura moderna de los sistemas fotovoltaicos (SFV), se está siguiendo la tendencia de hacer las instalaciones fotovoltaicas cada vez más grandes, partiendo por las granjas de generación de energía con órdenes de magnitud de MW o GW, mientras que las aplicaciones de los SFV interconectados a la Red General de Distribución (RGD) para industrias, cines, farmacias, supermercados o incluso en los hogares, pueden rondar el orden desde menos de 500 kW hasta unos cuantos kW. La reducción de costos en la tecnología asociado a su desarrollo a inducido el crecimiento de la potencia instalada. Debido a lo anterior la magnitud de tensión del sistema fotovoltaico a la cual opera el circuito activo, va en crecimiento, desde 30 V a 60 V para sistemas con microinversores, hasta tensiones mayores de 300V,

llegando a límites de hasta 1500 V [31].

De manera particular, los SFV están expuestos a distintas cantidades de estrés aplicado, dependiendo de la tensión de operación del sistema activo. Al tener una variedad de diferencias de potencial entre los circuitos activos del SFV y las partes metálicas de cada módulo fotovoltaico (MFV), se propicia el fenómeno de la degradación inducida por potencial (PID, por sus siglas en inglés) en las cadenas de los MFV, afectando el desempeño eléctrico de la tecnología fotovoltaica y en consecuencia en la generación de energía.

En este trabajo se pretende simular el efecto del estrés que experimenta un MFV que pertenece a una cadena, que genera tensiones superiores a 500 V; por lo cual, se busca evaluar el desempeño eléctrico de 4 módulos fotovoltaicos de la marca LDK de 245 Wp, que serán sometidos a un estrés controlado de tensión eléctrica, temperatura y humedad relativa, teniendo como marco de referencia las indicaciones proporcionadas en la *Especificación Técnica Internacional IEC-TS 62804-1*. Para la evaluación del rendimiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos bajo estudio se debe medir la curva I-V bajo condiciones de luz natural, teniendo como marco de referencia la norma *IEC 61215-2012* y obtener los valores de los siguientes parámetros eléctricos: corriente de cortocircuito (I_{sc}), tensión de circuito abierto (V_{oc}), potencia máxima de salida (P_{max}), resistencia en serie (R_s), resistencia en paralelo (R_p), corriente de saturación (I_0) y el factor de idealidad (n_i). Con dichas magnitudes y utilizando un modelo de normalización, el cual requiere los coeficientes de temperatura del MFV, se realizan la normalización de los mismos para obtener sus valores correspondientes a las condiciones estándares de medición.

Los experimentos para someter a los MFV a un estrés de tensión, temperatura y humedad relativa controlados se realizarán con base en la *Especificación Técnica Internacional IEC-TS 62804-1*. Para nuestros experimentos se utiliza una cámara climática con control de temperatura y humedad, y un par de fuentes de corriente que simulan la tensión de un SFV. Las tensiones de operación son de 500V y 1000V, las temperaturas de operación de los módulos es 45°C, y las humedades relativas en el ambiente de la cámara son de 60 % y 85 %.

Así, tenemos como objeto de estudio determinar el efecto que causa la tensión externa aplicada bajo ciertas condiciones climáticas sobre las características eléctricas del módulo fotovoltaico y encontrar si existe una relación entre los parámetros relevantes dentro del experimento.

1.4. Justificación

La magnitud de la tensión de los SFV, la temperatura de operación de los MFV y la humedad del ambiente, propician la degradación por potencial inducido que termina repercutiendo en el desempeño eléctrico de los MFV y el SFV.

1.5. Objetivos generales y particulares

- Evaluar el efecto de una tensión externa aplicada con una fuente de corriente, sobre el desempeño eléctrico de módulos fotovoltaicos LDK 245 Wp dentro de una cámara climática con condiciones controladas de temperatura y humedad.

1.5.1. Particulares

- Elaborar el protocolo de ensayo con base en la *Especificación Técnica Internacional IEC-TS 62804-1*.
- Diseñar, implementar, poner en operación y caracterizar una cámara climática con la capacidad de contener 2 MFV.
- Evaluar el desempeño eléctrico de los MFV mediante la medición de la curva I-V, obtenida con luz natural y corrigiendo los valores de los parámetros eléctricos a condiciones STC.
- Evaluar mediante imágenes de electroluminiscencia y termografía posibles defectos estructurales.
- Someter a los MFV elegidos a un estrés eléctrico y ambiental, y evaluar sus efectos en las características eléctricas de los mismos.
- Realizar un análisis de la degradación por el potencial inducido.

2. MARCO TEÓRICO - DEGRADACIÓN INDUCIDA POR EL POTENCIAL

2.1. Radiación solar

El Sol, como muchas estrellas en el universo, tiene la capacidad de emitir energía en forma de ondas electromagnéticas, su principal característica consiste en la variación de un campo eléctrico junto a otro campo magnético, que se encuentran de manera perpendicular entre sí. Las propiedades de las ondas son: la longitud, la amplitud y la frecuencia con que se comportan. Las clasificaciones de la radiación constituyen el espectro electromagnético, el rango que forma la energía proveniente del Sol esta compuesta por ondas visibles, infrarrojas y ultravioletas. Las últimas dos ocasionan un efecto de calentamiento en los cuerpos o superficies que inciden. En la Figura 2 se muestra una ejemplificación de las ondas electromagnéticas emitidas por el Sol.

De manera general la luz solar está catalogada como un conjunto de partículas de energía, o fotones. Y en la Ec (1) se muestra como se calcula su energía, sus unidades son electrón-volt (eV) que es la cantidad de energía que se requiere para acelerar un electrón a través de una diferencia de potencial de un volt. El valor de $1.24 \text{ [eV} \cdot \mu\text{m]}$ es el resultado de la multiplicación de la constantes y la conversión de unidades hacia los μm de la longitud de onda.

$$E_f = h * c / l = 1.24 / l \quad (1)$$

Donde:

E_f es la energía del fotón [eV].

l es la longitud de onda del fotón [μm].

h es la constante de Planck [$6.626 \times 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s}$].

c es la velocidad de la luz [$2.998 \times 10^8 \text{ m/s}$].

Las características importantes de la radiación solar son: su espectro, la densidad de potencia (irradiancia $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$), y la magnitud de la energía absorbida (irradiación o recurso solar) en un captador localizado en un sitio en particular.



Figura 2: Radiación Solar

2.2. Irradiancia e Irradiación

La irradiancia solar es la energía radiante por unidad de área por unidad de tiempo que atraviesa una superficie de área, perpendicular a la dirección de transmisión de la onda, esta simbolizada por G , y se expresa en la Ec (2).

$$G = \frac{E}{S * t} = \frac{P}{S} \quad (2)$$

Donde:

E es la magnitud de energía radiante[J]

P es la potencia [W]

S es la superficie determinada[m²]

t es el tiempo determinado [s]

Fuera de la atmósfera, la irradiancia solar se considera una constante con una magnitud de $1353 \pm 21 \frac{W}{m^2}$, conocida como la Constante Solar y simbolizada por G_{Sol} . Al entrar los rayos solares a la atmósfera terrestre se llevan a cabo procesos de absorción, reflexión y dispersión derivado del espesor de la masa de aire, tal que, al llegar a la superficie terrestre la magnitud de la irradiancia solar es menor que aquel fuera de la atmósfera. En consecuencia un captador recibe en su superficie dos tipos de radiación solar: Irradiancia Directa G_B e Irradiancia Difusa G_D . La Irradiancia Directa es aquella que llega al captador sin experimentar cambios de dirección en su trayectoria desde el foco emisor hacia éste. La Difusa, es la irradiancia que recibe el captador que viene de la bóveda celeste, la cual puede tener dos componentes, la Irradiancia Refractada y la Irradiancia Reflejada. A la suma de la Irradiancia Directa y Difusa se le conoce con el nombre de Irradiancia Global. Un diagrama esquemático de la Irradiancia Global se muestra en la Figura 3:

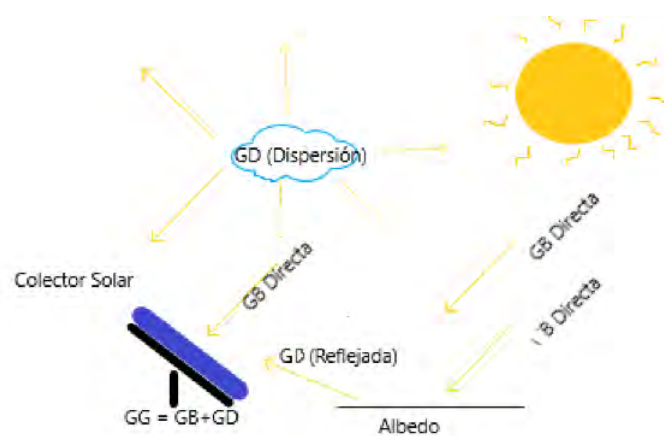


Figura 3: Componentes de la Irradiancia Global en un colector solar

Ahora bien, la Irradiación Solar H esta definida como la acumulación de la irradiancia durante un periodo de tiempo, ya sea un día, mensual o anual. Generalmente la irradiación se expresa en unidades de $\frac{Wh}{m^2}$.

2.3. Atenuación y Masa de aire

Como ya se comentó anteriormente, parte de la irradiancia que atraviesa la atmósfera es dispersada, parte es absorbida y parte es reflejada. Por lo que la atenuación depende de la longitud de la trayectoria que recorre la radiación y del medio por el cual pasa. Un captador solar está definido como cualquier objeto al que le incida los rayos de la luz solar.

Existen distintos factores que pueden atenuar la incidencia de la irradiancia en la atmósfera, como son las nubes, la contaminación o partículas suspendidas en el aire. El concepto de masa de aire (AM, por sus siglas en inglés) contempla las condiciones de la atmósfera, el ángulo de incidencia de la irradiancia, y el espesor de la atmósfera; factores que atenúan la magnitud de la radiación solar recibida en los captadores. La masa de aire está definida por la Ec (3) y en la Figura 4 se ejemplifica el concepto.

$$AM(x) = AM\left(\frac{1}{\cos\Theta}\right) \quad (3)$$

Donde:

Θ es el ángulo cenital[°].

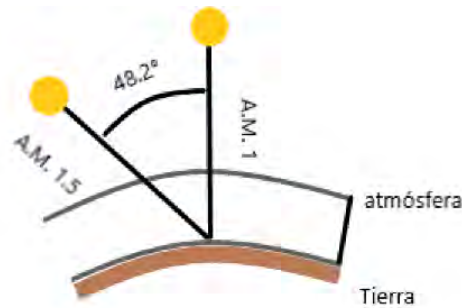


Figura 4: AM 1 y AM 1.5

Bajo las condiciones anteriores el espectro de la radiación solar derivado del espesor de la masa de aire se muestra en la Figura 5

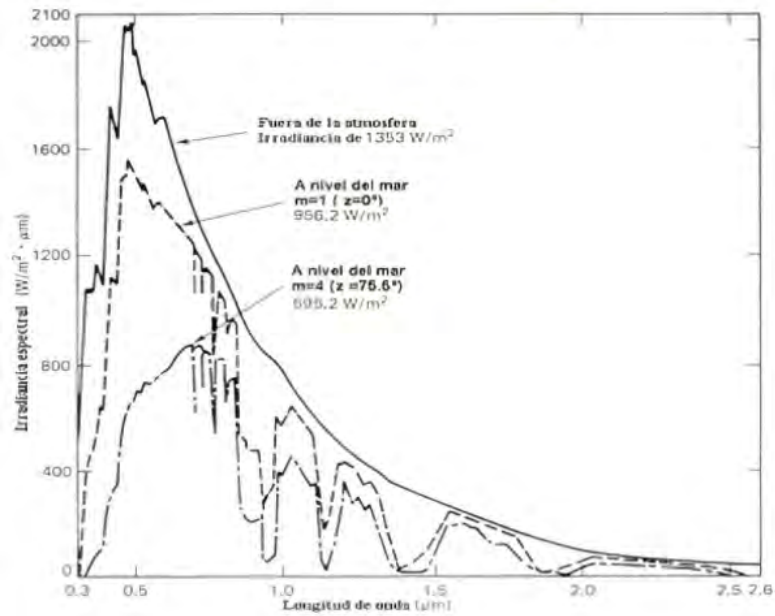


Figura 5: Distribución espectral de la radiación solar a diferentes masas de aire [26]

La figura anterior muestra que a nivel del mar, estando el Sol en el Cenit del captador (AM 1), la máxima Irradiancia Directa es de $952 \frac{W}{m^2}$, que es ligeramente menor a los $1000 \frac{W}{m^2}$, por lo anterior y para fines estimativos se ha tomado la convención internacional de considerar que, bajo las condiciones anteriores el valor máximo de la Irradiancia, llamado el pico de la radiación solar sea de $1000 \frac{W}{m^2}$, el cual es simbolizado por G_p ; es decir,

$$G_p = 1000 \frac{W}{m^2} \quad (4)$$

En un día despejado la Irradiancia Global que recibe un captador tendrá como componente mayor la Irradiación Directa GB . La Figura 6 muestra el comportamiento de la magnitud de la Irradiación Global, Directa y Difusa, para un día completamente despejado que recibe un captador colocado horizontalmente. En dicha gráfica se ha normalizado los valores, al valor pico de la irradiancia.

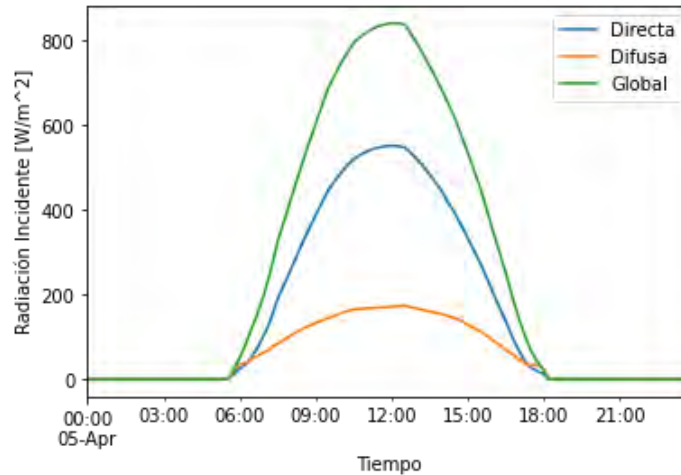


Figura 6: Comportamiento de la Irradiancia en un día despejado

2.4. Hora Solar Pico

En una gráfica de irradiancia contra tiempo, como la mostrada en la Figura 6, el área definida bajo la curva proporciona la energía acumulada en el tiempo correspondiente y en consecuencia proporciona el valor de la Irradiación recibida o acumulada en el captador. La magnitud de dicha área, que es la energía recibida diariamente en un captador se le suele llamar el Recurso Solar de la localidad con unidades de $\frac{Wh}{m^2}$.

Si la cantidad de irradiancia que recibe un captador y su cuantificación durante el tiempo de incidencia solar dependerá de la manera en que este ve a la radiación solar, durante su trayectoria diaria y anual (transito solar), y claro esta, también de la condiciones atmosféricas y meteorológicas de la localidad. Lo anterior nos lleva a concluir que en los sitios con condiciones desérticas se tendrá mayor Recurso Solar derivado de la pobre atenuación atmosférica y en sitios con climas cálidos-húmedos, templados-húmedos se tendrá menor recurso solar.

Los valores del Recurso Solar para las diferentes localidades de nuestro país se pueden encontrar en las fuentes de información nacional, tales como, las publicadas por el Laboratorio de Radiación Solar del Instituto de Geofísica de la UNAM, la Secretaria de Energía (SE) y el Sistema Meteorológico Nacional (SMN); o bien en fuentes de información internacional, como lo es, el National Renewable Energy Laboratory (NREL) y la National Aeronautics and Space Administration (NASA).

Para la aplicación del Recurso Solar en los SFV se ha convenido expresar a las unidades con las que se mide la Irradiación Solar o Recurso Solar, en unidades llamadas, *Horas Solares Pico*, *hsp*, usando la transformación siguiente:

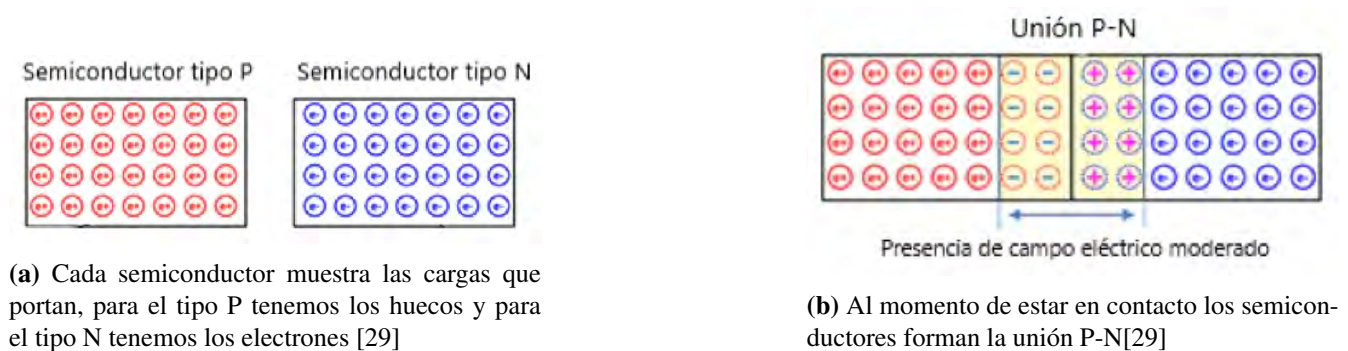
$$1hsp = 1000 \frac{Wh}{m^2} \quad (5)$$

La expresión anterior no es otra cosa más que sustituir la curva del comportamiento diario de la Irradiancia por un rectángulo cuya altura sea $1000 \frac{W}{m^2}$ (la Irradiación Pico) y cuya base sea un número igual a

aquel que represente la magnitud del área bajo la curva de Irradiancia vs Tiempo.

2.5. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico por el cual se transforma la absorción de los fotones en un dispositivo electrónico directamente en electricidad. Dicho dispositivo generalmente está construido por la unión íntima de dos semiconductores, uno positivo tipo P y uno negativo tipo N, la cual recibe comúnmente el nombre de unión P-N. La Figura 7 muestra una representación esquemática del fenómeno físico que ocurre cuando un semiconductor P se une íntimamente con un semiconductor N. En la Figura 7a tenemos ambos tipos de semiconductores con sus respectivos portadores de carga separados entre sí. Al ir los acercando y disminuyendo la distancia de separación, electrones del semiconductor N ven espacios vacíos en el semiconductor P, difundiéndose hacia él creando en la zona de unión una concentración de cargas negativas, y en el lugar de éstos electrones que se trasladaron, su ausencia, representan una acumulación de cargas positivas en el semiconductor N, ambas acumulaciones de carga crean un campo eléctrico interno. En la Figura 7b se muestra la unión de ambos semiconductores haciendo hincapié en la formación de un campo eléctrico.



(a) Cada semiconductor muestra las cargas que portan, para el tipo P tenemos los huecos y para el tipo N tenemos los electrones [29]

(b) Al momento de estar en contacto los semiconductores forman la unión P-N[29]

Figura 7: Proceso de unión de los semiconductores tipo P y tipo N

Cuando a la unión P-N se le hace incidir la radiación solar, los fotones de luz, que tienen la energía suficiente para ionizar los átomos que integran a los semiconductores, electrones de éstos se liberan de su enlace y se difunden hacia la zona en donde existe el campo eléctrico: electrones liberados del semiconductor P son arrastrados hacia el semiconductor N creando una acumulación de cargas negativas; y los huecos o espacios vacíos que dejan en el semiconductor P crean una acumulación de cargas positivas; y en concreto aparece una diferencia de potencial en los extremos de la unión P-N que es capaz de enviar una corriente de electrones hacia el exterior si es que se coloca un conductor eléctrico externo en sus extremos. Este es el efecto fotovoltaico.

Una vez que se lleva a cabo el efecto fotovoltaico en la unión P-N, podemos asumir que si al dispositivo se le conecta una carga eléctrica entre las terminales, se produce una corriente eléctrica proporcional a la incidencia de los fotones, que es capaz de generar un trabajo en la misma carga. Lo anterior afirma que el efecto fotovoltaico se puede definir como una fuerza electromotriz [26]. Los DF que transforman la luz solar en electricidad son conocidos como generadores fotovoltaicos y la unidad más pequeña de conversión de éste fenómeno eléctrico es la celda solar.

En la Figura 8 podemos observar un circuito eléctrico y él, una disminución en el campo eléctrico, que se forma al conectar una resistencia entre sus terminales.

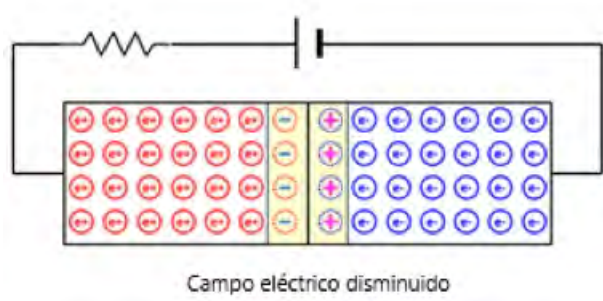


Figura 8: Generación de corriente en presencia de una carga eléctrica dentro de la unión P-N. [29]

2.6. Modelo ideal de una celda solar fotovoltaica

La representación del circuito eléctrico equivalente de una celda solar se observa en la Figura 9. En la imagen se representa una fuente de corriente (fotogenerada por la celda solar), junto con un diodo rectificador en paralelo, y las resistencias en serie y en paralelo [25]. Este modelo también funciona para el concepto de módulo fotovoltaico que está conformado de varias celdas solares o para un arreglo fotovoltaico que está conformado por varios MFV.

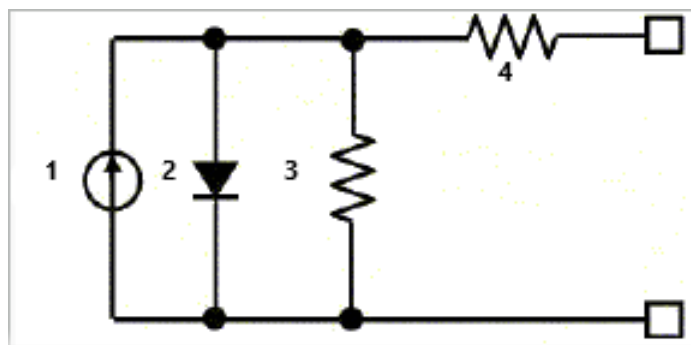


Figura 9: Esquema del circuito eléctrico equivalente a una celda solar ideal. En 1 tenemos la corriente fotogenerada. En 2 tenemos el diodo rectificador. En 3 está la resistencia en paralelo y en 4 está la resistencia en serie. [20]

La descripción del modelo de la celda solar ideal se puede realizar debido a su comportamiento exponencial, es similar al de un diodo en la oscuridad. Partiremos de la ecuación de Shockley, que se muestra en la Ec (6), en donde se relaciona la corriente y la tensión de una celda solar, al momento de estar iluminada por los rayos de luz solar [19].

$$I = I_{fg} - I_0 \left(e^{\frac{q*V}{k_B*T}} - 1 \right) \quad (6)$$

Donde:

I_{fg} es la corriente fotogenerada por la incidencia de los fotones en la celda solar [A].

I_0 es la corriente de saturación del diodo[A].

k_B es la constante de Boltzmann[J/°C].

T es la temperatura de la celda[°C].

V es la tensión en las terminales[V].

q es la carga del electrón[C].

La Figura 10 representa un diagrama típico del comportamiento corriente vs tensión (I-V) de una celda solar. En ella podemos identificar tres parámetros importantes de la celda solar:

A) VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO.- Representado por V_{ca} , es el máximo tensión que genera la celda solar bajo las condiciones de medición. Se identifica como la abscisa del punto en donde la curva corta al eje horizontal, siendo éste punto con coordenadas $(V_{ca}, 0)$. El concepto de circuito abierto significa que no hay un camino de conducción (conductor eléctrico externo) entre las terminales de la celda solar; en consecuencia, la corriente de salida I es igual a 0, y considerando la Ec (6) se tiene:

$$V_{ca} = \frac{k_B * T}{q} \left[\ln \left(1 + \frac{I_{fg}}{I_0} \right) \right] \quad (7)$$

B) CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.- Representada por I_{cc} , es la máxima corriente que genera la celda solar bajo condiciones de medición. Se identifica como la ordenada del punto en donde la curva corta al eje vertical, siendo éste punto con coordenadas $(0, I_{cc})$. El concepto de cortocircuito significa que las terminales de la celda solar están conectadas entre sí, sin la presencia de una carga; en consecuencia, la tensión de salida V es igual a 0; por lo cual de la Ec (6) se tiene:

$$I_{cc} = A * I_{fg} \quad (8)$$

Donde: A es una constante de proporcionalidad asociada a la magnitud de irradiancia.

C) PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA.- La curva I-V esta formada por puntos con coordenadas (V, I), cada uno proporcionando una potencia $P = V * I$. De todos los puntos (V, I), sólo hay uno y sólo un punto para el cual la potencia P es máxima. Para determinar dicho punto (V_m, I_m) en la curva I-V es necesario graficar P vs V y determinar el valor V_m para el cual P es máxima (simbolizado por P_m).

Para evitar que todos los investigadores y fabricantes de celdas solares divulguen los parámetros eléctricos de los productos que fabrican o investigan con diferentes condiciones, se ha convenido internacionalmente que todos utilicen las siguientes Condiciones Estándares de Medición (STC, por sus siglas en inglés) Irradiancia: $G_p = 1,000 \frac{W}{m^2}$, Temperatura de Celda: $T_C = 25^\circ C$, Masa de Aire: AM 1.5.

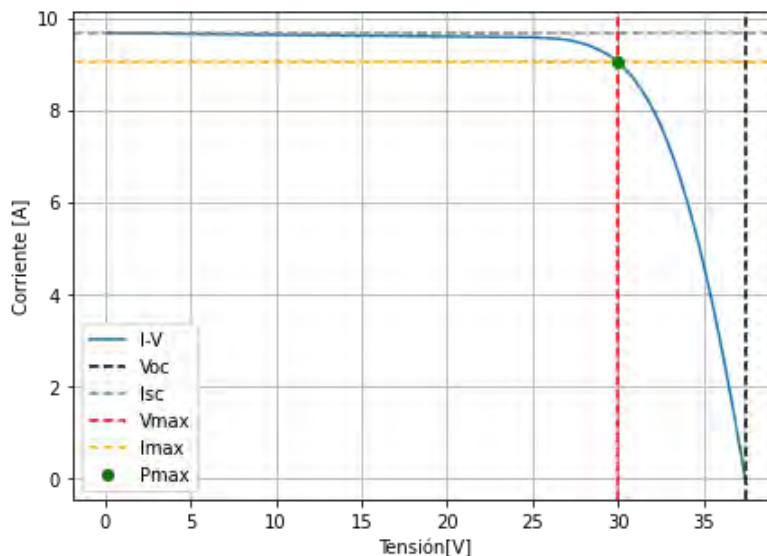


Figura 10: Gráfica del comportamiento I vs V, llamado comúnmente curva I-V de una celda solar

Como se muestra en la Figura 9, el modelo que representa a una celda solar contempla un par de resistencias, la resistencia en serie (R_s) y la resistencia en paralelo (R_{sh}). La resistencia R_s aparece en los caminos de conducción de la corriente fotogenerada (rejillas, cinta metálica de contacto y contactos eléctricos) y afecta el tensión de salida de la celda solar (por la Ley de Ohm, al circular una corriente por R_s en ella aparece una caída de potencial), su efecto se ve a la derecha del punto de máxima potencia de la curva I-V. Su valor ideal es 0 ($R_s=0$).

La resistencia en paralelo (R_{sh}) por otra parte tiene sus contribuciones a bajas tensiones y altas corrientes, disminuyendo la corriente de salida de la celda solar. Aparece debido a defectos de fabricación e impurezas superficiales creando caminos de conducción en paralelo, por lo cual puede representar las fuga de corriente a través de la unión P-N [5]. Su valor ideal es infinito (del orden de $M\Omega$) y se puede determinar su valor en el comportamiento I-V a la izquierda del punto de máxima potencia.

Para representar los efectos de dichas resistencias a la Ec (6) se le añade un término, que se le atribuye el funcionamiento de las celdas solar como fuente de corriente en conjunto a la R_s y la R_p , y se muestra en la Ec (9).

$$I = I_{fg} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{k_B \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (9)$$

Otro parámetro de interés para cuantificar el desempeño eléctrico de una celda solar es el concepto de Factor de Forma (FF) de la curva I-V, que establece relaciones de áreas entre el rectángulo formado por I_{cc} y V_{ca} y aquel formado por I_m y V_m . La Ec (10) muestra dicha relación y en la Figura 11 se tiene la relación de áreas.

$$FF = \frac{I_{max} V_{max}}{I_{cc} V_{ca}} = \frac{P_{max}}{I_{cc} V_{ca}} \quad (10)$$

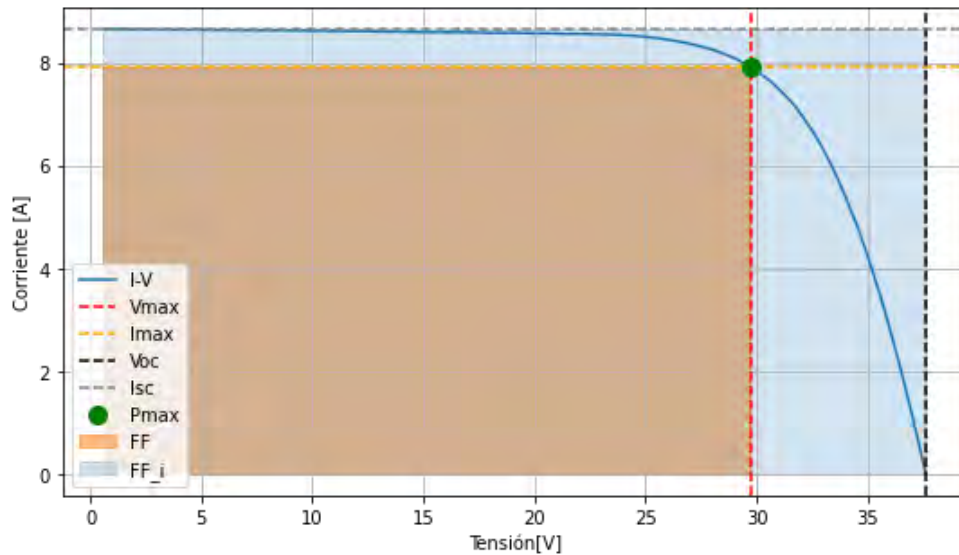


Figura 11: Curva I-V con área encuadrada equivalente al Factor de Forma

2.7. Módulo fotovoltaico y sus componentes

Ya que la potencia que genera una celda solar es del tipo corriente directa, estas se pueden conectar en serie o paralelo para crear una nueva estructura llamada módulo fotovoltaico. Aunque la tecnología fotovoltaica actual basada en silicio cristalino, se conforman de celdas que producen mucha corriente (aproximadamente 10 A) pero muy bajo tensión (aproximadamente 0.7 V), los MFV comerciales se fabrican con la integración de celdas solares conectadas en serie, siendo comúnmente 36, 54, 60, 72, 144 el número de ellas. Las celdas solares de silicio son muy frágiles se debe de proveer de un superestrato rígido y transparente y encapsularlas con algún polímero flexible para evitar su exposición al ambiente.

De acuerdo con la norma *IEC 61730-1 Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction*, un módulo fotovoltaico es un laminado o sándwich integrado por un superestrato, celdas solares conectadas en serie y polímeros que debe estar fabricado cumpliendo los criterios de seguridad y construcción. Para ello los componentes específicos son un vidrio templado como superestrato para la superficie exterior, un polímero transparente, comúnmente etil-vinil-acetato (EVA), el conjunto de celdas solares conectadas en serie, un polímero opaco (EVA), una superficie trasera, un marco de aluminio, y una caja con las conexiones de salida y los diodos de paso [15].

Los MFV constan de tres pasos para su construcción, siendo el primero el conjunto de conexiones de las celdas solar en serie, después se forma lo que es el sándwich, con vidrio templado, EVA, celdas solares, EVA y la superficie trasera, el cual se somete a un proceso de laminación; y por último en el tercer paso, se ensambla el marco metálico de aluminio y la caja con las conexiones de salida. A continuación en la Figura 12 se detallan esquemáticamente los componentes de un MFV, y en la siguiente sección se aborda con mayor profundidad los conceptos anteriores.

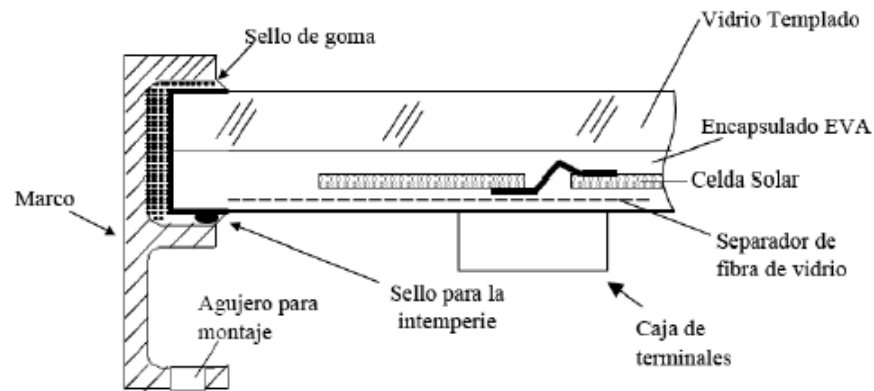


Figura 12: Corte transversal de los componentes de un módulo fotovoltaico [28].

VIDRIO TEMPLADO EXTERIOR.- La superficie superior de un MFV generalmente es vidrio templado con un contenido bajo de hierro, es necesario que sea fuerte para evitar fracturas o daños en las celdas colares, muy transparente, impermeable al agua y a los gases. Debe tener una alta transmitancia en el rango de longitud de onda de 350 nm a 1200 nm. Es importante que también cuente con baja reflectancia [11].

ENCAPSULANTE.- Se utiliza un tipo de encapsulante conocido como EVA, que pueda brindar adhesión entre las células solares, la superficie superior y la superficie trasera del MFV. El encapsulante debe ser estable a temperaturas elevadas y alta exposición a los rayos ultravioleta. Se debe considerar un material que sea transparente y tenga una baja resistencia térmica [11].

SUPERFICIE POSTERIOR.- Las cualidades más importante de la parte posterior del MFV son que debe tener una baja resistencia térmica y que debe evitar la entrada de agua o vapor de agua. En la mayoría de los módulos, se utiliza una fina lámina de un polímero conocido como Tedlar, para la superficie trasera [11].

MARCO.- Es el componente estructural final del MFV. Comprende lo que es el enmarcado de los componentes del MFV. Es un marco común que la mayoría de las veces esta hecho de aluminio anodizado [11].

CAJA DE TERMINALES.- La caja de conexiones debe ser resistentes a las condiciones climáticas de la intemperie, como lo son la lluvia y el polvo. Las terminales de salida, positiva y negativa, deben estar señaladas en la caja del MFV, comúnmente son los conectores MC4 [27].

2.8. Topología de los sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos (SFV) es una integración de equipos, partes y componentes, cuya función es generar electricidad mediante el generador fotovoltaico (GFV) que produce electricidad en corriente directa, conducirla y acondicionarla para su uso o consumo por las cargas eléctricas. A los medios de conducción y acondicionamiento de potencia conforman lo que se llama el balance del sistema. En la Figura 13 se observan las principales partes de un SFV.

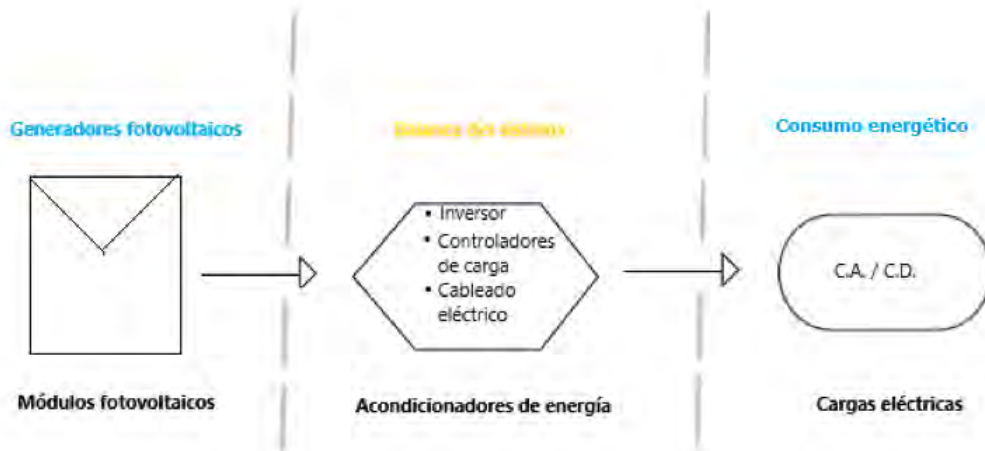


Figura 13: Componentes del sistema fotovoltaico

El sistema de balance de energía está compuesto generalmente de conductores eléctricos, dispositivos de protección de seguridad eléctrica, controladores de carga, seguidores de máxima potencia, almacenamiento de energía, convertidores de CD/CA (inversores) y la estructura metálica junto con todos los herrajes necesarios para la correcta instalación del arreglo fotovoltaico.

2.8.1. Configuración eléctrica del Arreglo FV

Los GFV o Arreglos Fotovoltaicos (AFV) regularmente están conformados por la conexión en serie o paralelo de módulos fotovoltaicos, los cuales se instalan mecánicamente en una estructura rígida que permite la inclinación y orientación requerida por el proyecto fotovoltaico asociado al uso de la energía. La condición exigida para los MFV y realizar ambas conexiones es que los MFV tengan los mismos valores para los parámetros eléctricos de generación. A continuación se describen brevemente las características de las conexiones entre MFV.

CONEXIÓN SERIE.- La conexión en serie de MFV, simbolizada por NS, llamada comúnmente la Cadena Fotovoltaica (CFV), proporciona la tensión requerida por la carga eléctrica (aparato eléctrico, acondicionador de potencia, etc.) y la tensión máxima del SFV. La conexión en serie se crea al conectar la terminal negativa de un MFV, con la terminal positiva del subsecuente, éste tipo de unión tiene como resultado un aumento en la tensión, mientras que la corriente de salida permanece constante.

CONEXIÓN PARALELO.- La conexión en paralelo de M números de MFV o CFV, proporciona, a través del suministro de la corriente eléctrica, la potencia que producirá el Generador Fotovoltaico. La conexión en paralelo es el empalme de la terminal negativa de un MFV o CFV, con la terminal negativa del otro y así sucesivamente, lo mismo se hace para las terminales positivas; y como resultado, se tiene un incremento en la corriente de salida, mientras que la tensión permanece constante.

Satisfiriendo los requerimientos de conexión en MFV, adecuados al diseño del proyecto, la configuración eléctrica del AFV queda determinada por la siguiente nomenclatura.

$$(N * S) \times (N * P) \quad (11)$$

Por ejemplo en la Figura 14b podemos observar tres cadenas de MFV conectadas en paralelo (3*P) cada una con tres MFV conectados en serie (3*S). En consecuencia el número total de MFV, $N_{T(MFV)}$ esta dado por la Ec (12), y para el caso anterior tendríamos que el SFV mostrado en la Figura 14b esta compuesto por nueve MFV.

$$N_{T(MFV)} = N * M \quad (12)$$

La Figura 14 muestra la topología eléctrica de conexión entre MFV en serie.

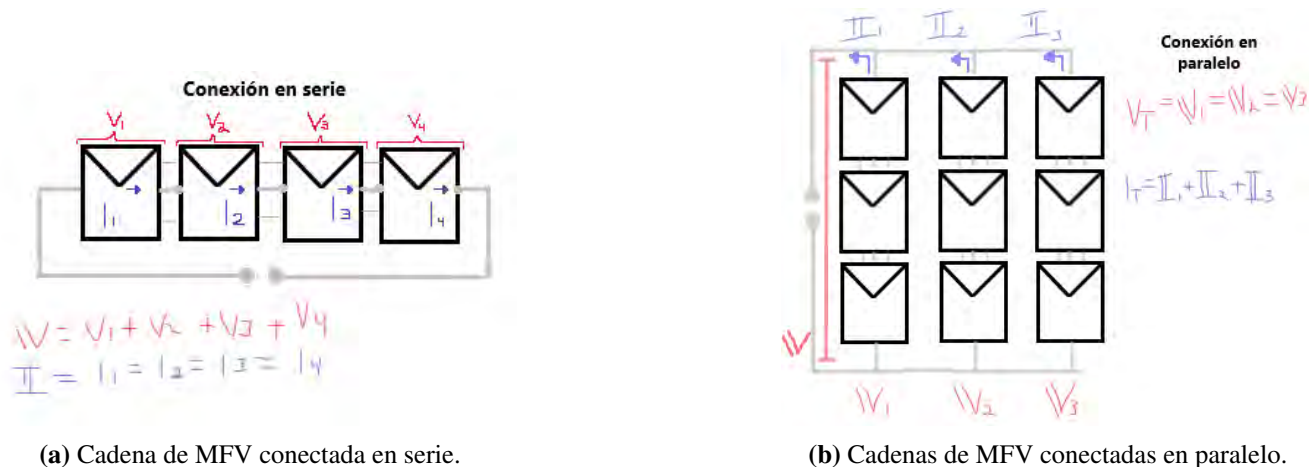


Figura 14: Características de las conexiones en MFV

2.8.2. Nivel de Tensión

El nivel de tensión de un SFV se refiere a la magnitud de tensión que lleva en conjunto el AFV, el cual es proporcionado por la CFV, y es la que determina tanto la magnitud de la tensión de acoplamiento con el inversor en un SFV de interconexión a la Red (Tensión en el punto de máxima potencial en la CFV, V_{MP}), así como la tensión de aislamiento (Tensión a circuito abierto de la CFV, V_{CA}) que se le requerirá, como una especificación fundamental, a los conductores y las protecciones eléctricas, y también al inversor.

Los inversores están configurados para seguir el punto de máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés) dentro de los SFV, dentro de ellos se controla la tensión y la corriente para operar en un punto óptimo. De esta forma se obtiene la máxima potencia de los MFV, a pesar de las condiciones ambientales que varían a lo largo del año; por lo cual, tienen un desempeño operativo en un rango extenso de condiciones para estar siempre en su mayor eficiencia factible [17]. Sin embargo, las condiciones de irradiancia solar y temperatura de operación de los MFV son las variables que más se deben tomar en consideración para la cuantificación de la energía que se producirá en los periodos de tiempo establecidos.

2.8.3. Topología eléctrica del SFV

El concepto de topología eléctrica de un SFV, esta asociado al hecho de que se pueda poner a tierra a uno de los dos conductores del circuito de salida del AFV. Lo anterior depende de la topología eléctrica

con la cual ha sido diseñado el transformador.

Por lo anterior, un SFV, solamente puede tener una de las dos topologías eléctricas siguientes:

SISTEMA FV INTENCIONALMENTE PUESTO A TIERRA.- Para este caso, uno de los dos conductores del circuito de salida, el positivo o negativo, elegido por las especificaciones técnicas del inversor o acondicionador de potencia respectivo, se pone a tierra, conectándolo de manera íntima, con un conductor de puesta a tierra (CPT), el cual debe estar conectado íntimamente con el electrodo de puesta a tierra del sistema eléctrico fotovoltaico.

La necesidad de conectar a tierra, uno de los dos conductores, es requerida por el fabricante del acondicionador de potencia. Para el caso de los SFV interconectados a la Red, solo es posible tener esta topología si el inversor tiene un aislamiento galvánico que es provisto por un transformador, o bien mediante un aislamiento electrónico que impida que la corriente directa se introduzca a los circuitos de corriente alterna; y generalmente la conexión a tierra se hace en el conductor negativo y en una terminal, dentro del inversor, que provee el fabricante del mismo. En consecuencia de lo anterior, la conexión a tierra de uno de los dos conductores del circuito de salida del SFV solo se hace (se permite y se exige) si el inversor trae transformador.

La Figura 15 muestra un diagrama esquemático eléctrico de un SFV interconectado a la Red, intencionalmente puesto a tierra.

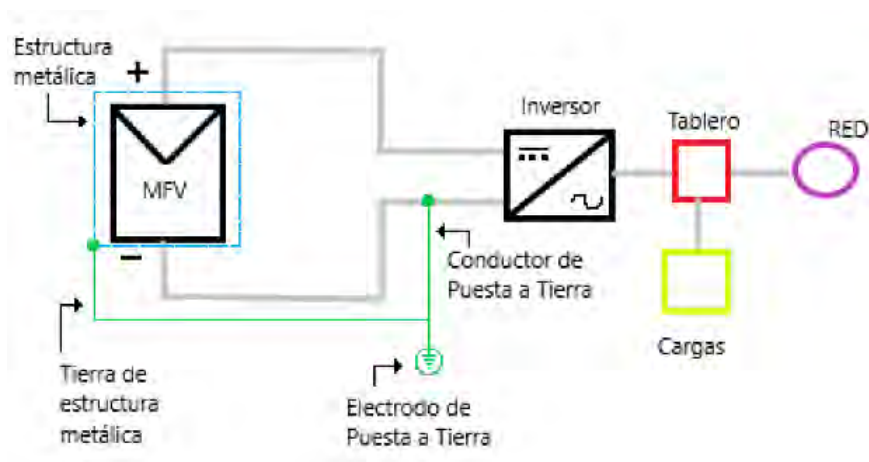


Figura 15: Esquema de un SFV intencionalmente puesto a tierra con su EPT y su CPT.

SISTEMA FV EN FLOTACIÓN.- En esta topología ninguno de los dos conductores del circuito de salida del AFV, positivo o negativo, se ponen intencionalmente puesto a tierra, la Fig 16 muestra un diagrama eléctrico esquemático de un SFV en flotación.

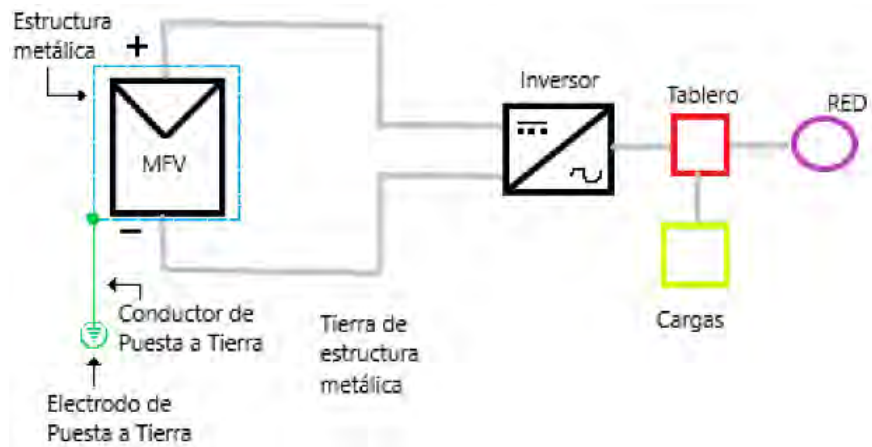


Figura 16: Esquema de un SFV en flotación con su EPT y su CPT.

SISTEMA DE TIERRAS.- La Norma Eléctrica Mexicana NOM-001-SEDE-2012 (vigente), en su Art. 250, requiere que todo sistema eléctrico tenga un sistema de protección contra fugas de tensión o corriente, que representen un riesgo de salud para los usuarios; por lo cual, se debe tener un Sistema de Tierras Físicas que provea los caminos de conducción, a través de conductores eléctricos, que descarguen hacia tierra las posibles fallas que se puedan presentar.

Un Sistema de Tierra Física, esta compuesto por Conductores de Puesta a Tierra (CPT), Electrodo de Puesta a Tierra (EPT), conectores para la puesta a tierra (zapatas de puesta a tierra) y barras metálicas o bus metálico para la distribución de Puesta a Tierra.

El Art. 250 de la NOM-001-SEDE-2012 considera que, en una de sus tantas secciones, todas las envolventes metálicas que confinen a equipos con sistemas eléctricos y las partes metálicas asociadas, gabinetes, marcos, estructuras, deben estar puestos a tierra, mediante un Sistema de Tierras.

Para el caso de los SFV, tanto el marco de los MFV, la estructura de montaje, las cajas metálicas que se usen para resguardar equipo de seguridad, la carcasa de los inversores, así como los conduit metálicos, deben estar puestos a tierra. Cada uno de ellos, debe de contar con una zapata terminal que garantice la unión íntima entre su superficie metálica y uno de los extremos del CPT; y el otro extremo del CPT debe de ir a una Barra Metálica Terminal para la puesta a tierra que recibirá a todos los CPT. De esta barra terminal saldrá uno y solo un conductor para la puesta a tierra llamado, el Conductor de Puesta a Tierra General, CPTG, el cual se conectará íntimamente al EPT, o sistema de electrodos de puesta a tierra.

Comúnmente los diseños eléctricos FV, incluyen, como EPT, a una varilla de acero con un recubrimiento de cobre que tiene un diámetro de $\frac{5}{8}$ de pulgada y 3 m de longitud. Para una mayor descripción de los CPTs y los EPTs, invitamos al lector a referirse al Art. 250 de la NOM-001-SEDE-2012.

2.9. Degradación Inducida por el Potencial

En SFV que normalmente están conectados a la RGD, el diseño de ellos puede proveer niveles de tensión elevados en las cadenas o arreglos fotovoltaicos. Al estar el marco metálico de los MFV, debidamente aterrizados de acuerdo a la normatividad eléctrica (en el caso de México, NOM-001-SEDE-2012) se induce una diferencia de potencial entre las celdas solares que integran a los MFV y el marco metálico

de ellos, debido a su puesta a tierra, trayendo como consecuencia que aparezco o se propicie, corrientes de fuga desde cualquier circuito del MFV, y como consecuencia una disminución en la magnitud de los parámetros eléctricos, lo que conlleva, a una reducción de la potencia generada, dando lugar así, al fenómeno conocido como Degradación Inducida por el Potencia Eléctrico.

La degradación por PID, se presenta al contar con altas diferencias de potencial eléctrico, entre el circuito activo y el marco de los módulos en el extremo de la cadena, lo que puede desencadenar una corriente de fuga, que corresponden a flujos de intensidad de corriente que van desde el marco metálico hacia las celdas solares, además la existencia de los puntos calientes en las celdas, fallas en la adhesión de los materiales de los módulos y la corrosión de los mismos dan pie a la degradación del MFV [13].

Una consideración acerca de este tipo de degradación es que dependiendo de la posición que ocupe el MFV en la CFV, será la magnitud del potencial y el efecto de las corrientes de fuga, dando lugar a dos posibles situaciones: que la fuga provengan del marco metálica hacia las celdas solares, o al revés, de las celdas solares al marco metálico [31].

En la Figura 17 se detalla de manera esquemática como fluyen las corrientes de fuga hacia un MFV tipo P, ocasionando el PID.

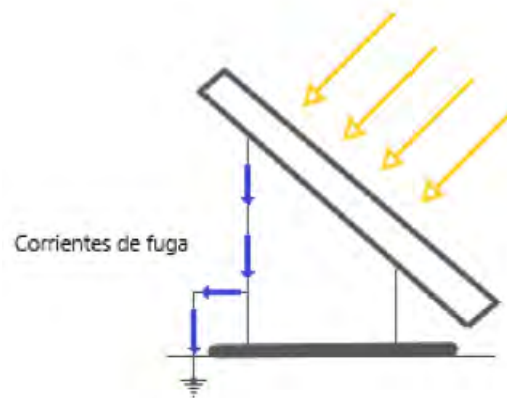


Figura 17: Flujo de corrientes de fuga desde un MFV tipo N

Existen dos maneras de clasificar el fenómeno del PID, a nivel microscópico y a nivel macroscópico. A nivel microscópico el PID puede ser provocado por el tipo celda solar, por el marco metálico que sella el MFV, o la capa anti-reflectiva en las celdas solares o los materiales del encapsulante del MFV. A nivel macroscópico, el PID puede ser provocado por la topología del SFV, la temperatura del MFV, la humedad del ambiente que influye en la humedad, seco o mojado, del vidrio, la exposición a la radiación solar o incluso el polvo, los cuales pueden inducir diferentes niveles de degradación [12].

La Figura 18 muestra, los probables caminos de las fugas de corriente que se pueden presentar en un MFV, derivado de la tensión inducida: El 1er camino es por la parte superior del vidrio templado, el 2do es por la parte lateral del vidrio templado, el 3er es por el encapsulante y el 4to es por la parte posterior del MFV.

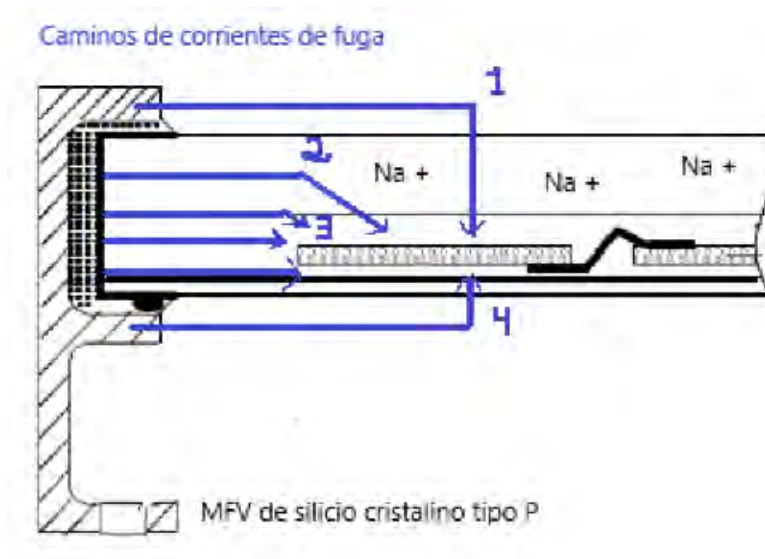


Figura 18: Se muestran los caminos por donde pueden llegar las fugas de corriente.

Existen errores en la fabricación de los MFV que también pueden favorecer el desarrollo del PID, como por ejemplo si la distancia de separación que existe entre la celda solar y el marco metálico es muy corta, el efecto de las fugas de corriente es más probable que suceda.

2.9.1. Dependencia de la temperatura

La aparición y magnitud del PID, es función de la magnitud de las fugas de corriente y la acumulación de cargas que se presentan en el interior del MFV. Éstos parámetros pueden aportar información relevante en el estudio de PID para la pruebas en MFV de la misma tecnología.

Se ha determinado que el efecto que tiene la temperatura sobre las fugas de corriente al estar en un nivel de humedad fijo, tiene un comportamiento exponencial, que muestra la dependencia de la velocidad en una reacción atómica con la temperatura, lo cual es un comportamiento ya observado en otras situaciones [6]. Para el caso de un MFV tipo-P, al presentarse PID, prevalece la interacción y difusión de iones alcalinos metálicos (Na^+), este proceso es activado por la temperatura y por eso se debe a la relación de Arrhenius [31]. En la Ec (13) se detalla la manera algebraica del comportamiento de las fugas de corriente con respecto a la temperatura.

$$k = A * \exp \frac{-B}{T} \quad (13)$$

Donde:

A y B son constante que dependen de la interacción en la reacción.

T es la temperatura.

2.9.2. Dependencia de la humedad

La humedad es otro factor determinante en el fenómeno del PID, al estar fija la temperatura, es una variable que afecta la conductividad del MFV, tal que, cuando tiene un valor alto, se crea una película

delgada de agua que es altamente conductiva facilitando el camino a las fugas de corriente que pueden tomar y prevalece por la parte superior del vidrio templado, limitando aquellas, por las partes laterales del MFV. En ambientes con humedad baja generalmente el camino que toman las fugas de corriente no es por la parte superior del MFV, sino es por las partes laterales del vidrio templado o por el encapsulante [18]. La Figura 19, muestra los caminos de las fugas de corriente para las dos situaciones consideradas en el párrafo anterior.



(a) Fenómeno del PID en MFV tipo-P con un ambiente húmedo

(b) Fenómeno del PID en MFV tipo-P con un ambiente seco

Figura 19: Se muestran los caminos preferentes de las fugas de corriente en dos casos, con la presencia de humedad y con su ausencia en un MFV tipo-P

2.9.3. Dependencia de la polaridad y nivel de tensión

El efecto que tiene el PID sobre un MFV, depende de la polaridad y la magnitud del nivel de tensión al que opera el SFV. Para el caso de un MFV tipo-P de silicio cristalino se encuentra en la zona negativa de la diferencia de potencial del SFV, las celdas solares éste pueden presentar la difusión de iones alcalinos metálicos (Na^+) en el silicio afectando la eficiencia del ellos y en consecuencia la eficiencia del MFV [31]. Para el caso de MFV tipo-N, cuando se encuentran en la zona positiva de la diferencia de potencial, ocurre el fenómeno contrario, existe una dispersión de iones positivos de las celdas solares, provocando una acumulación de cargas negativas que afecta el desempeño del MFV [31].

2.10. Caracterización de MFV

2.10.1. Curva I-V

Conocer el comportamiento de generación eléctrica Corriente vs Tensión, para condiciones de irradiancia y temperatura fija, es de gran importancia para el conocimiento sobre el desempeño eléctrico de la tecnología fotovoltaica. Dicho comportamiento se obtiene al trazar la curva, Corriente generada vs Voltaje generado, comúnmente conocida como curva I-V, cuando el MFV esta conectado a una carga de resistencia eléctrica variable y es mantenido a una temperatura fija.

La curva I-V se utiliza para comparar, clasificar y conocer los parámetros eléctricos y el rendimiento de los MFV. Para fines de comparación entre MFV, ya sean de fabricación nacional o internacional, se ha convenido que las condiciones de medición sean, temperatura de celda o MFV fija a 25°C , irradiancia

normal incidente de 1000 W/m^2 y masa de aire Am 1.5, las que se llaman Condiciones Estándares de Prueba (STC).

Existen dos procedimientos experimentales que pueden usarse para conocer la curva I-V: Una usando un simulador solar, en un cuarto climático que mantenga la temperatura a 25°C ; y la otra hacerlo con luz natural, tratando de medir la curva I-V a una temperatura de 25°C . En ambos casos se utiliza un trazador de curvas I-V, que proporciona la carga eléctrica variable para tal propósito. Se debe cuidar que las condiciones experimentales sean las mismas, en caso contrario, los resultados medidos deben de normalizarse, mediante modelos matemáticos a las condiciones STC.

A continuación en la Figura 20 se muestra la curva I-V de un MFV a tres valores distintos de radiación solar, de 600 W/m^2 , 800 W/m^2 y 1000 W/m^2 para ejemplificar las diferencias que existen entre las condiciones STC y su variación con respecto a la irradiancia.

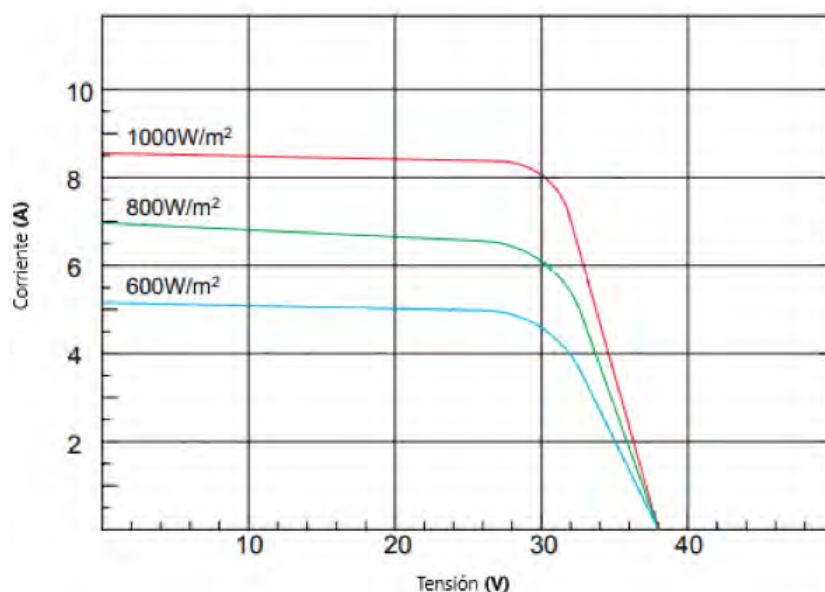


Figura 20: Curva I-V de un MFV, comparando su rendimiento a distintas magnitudes de irradiancia

2.10.2. Imágenes de electroluminiscencia

La caracterización de los MFV por imágenes de electroluminiscencia (EL), sirve para identificar fallas dentro de los MFV, como por ejemplo fracturas o microfracturas en las celdas solares, defectos en la soldadura que ocasionen puntos calientes, celdas solares sin flujo de corriente o el fenómeno del PID. El fenómeno de EL en un MFV se presenta cuando éste es sometido a un potencial externo que le inyecta una corriente en dirección directa, haciendo que las celdas solares emitan en el espectro que corresponde al infrarrojo, tal y como si fuera un diodo emisor de luz. Dicha emisión sólo se puede observar cuando el experimento se hace en la oscuridad y se usa una cámara especial para captar el espectro en el infrarrojo. En la Figura 21 podemos ver un ejemplo de una imagen de EL, ilustrando las fallas de un MFV.

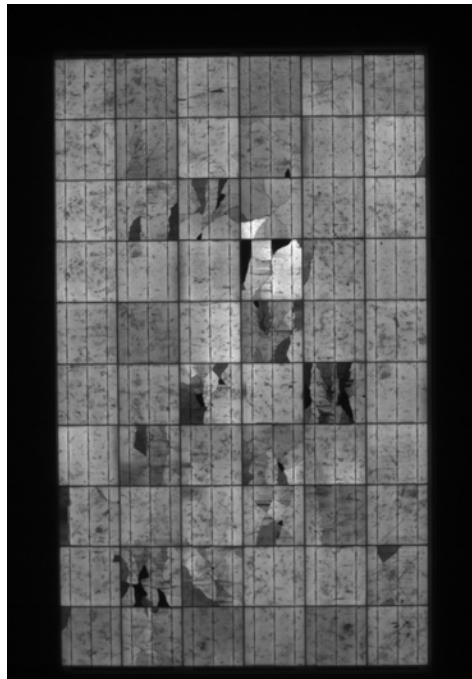


Figura 21: Módulo fotovoltaico LDK caracterizado por imagen de EL que muestra fracturas y defectos que no se perciben a simple vista.

2.10.3. Imágenes con cámara infrarroja

Todos los cuerpos calientes emiten radiaciones en el espectro infrarrojo. En el caso de sistemas eléctricos, pueden aparecer zonas más calientes que las otras, comúnmente llamados puntos calientes, derivadas de fallas asociadas a conexiones eléctricas mal realizadas o defectos asociados a una mala instalación eléctrica.

Para el caso de los MFV, los puntos calientes pueden aparecer derivado de una mala conexión eléctrica entre las celdas, un desprendimiento de las cintas conductoras, o fallas estructurales en las propias celdas; e inclusive también una mala conexión eléctrica de los diodos y en las terminales de salida de la caja de conexión.

Dado que la emisión de radiación de los cuerpos calientes se encuentra en la zona del infrarrojo, la cual no es visible a los ojos humanos, la detección e identificación de un punto caliente se realiza con una cámara especial en el espectro infrarrojo, las que comúnmente reciben el nombre de cámara infrarroja. La Figura 22 muestra un espectro de emisión en infrarrojo de un MFV que presenta una temperatura media de 40°C, estando las zonas más brillantes a 53°C.

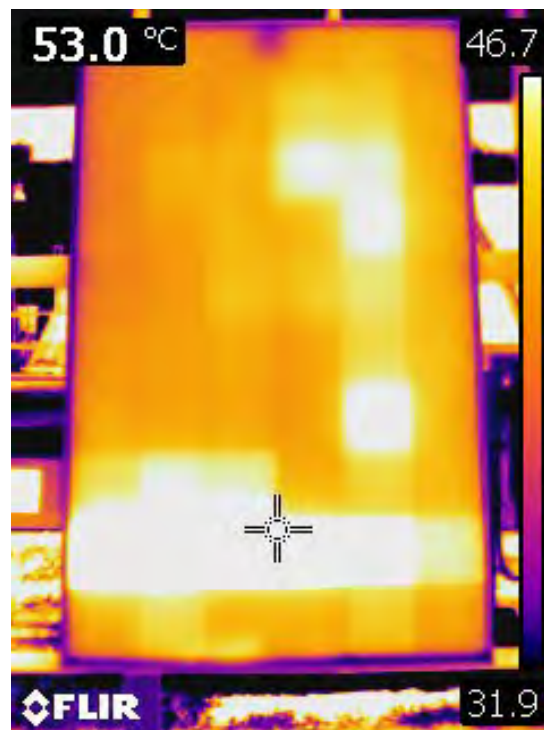


Figura 22: Módulo fotovoltaico LDK caracterizado por imagen de IR, donde se muestra las diferentes temperaturas que tienen las celdas solares.

2.11. Parámetros eléctricos para análisis del PID

Dentro de las tecnologías fotovoltaicas de silicio cristalino existen efectos resistivos en las celdas solares que perjudican el desempeño de los MFV al disipar la energía. Las resistencias dentro del circuito equivalente de una celda solar ideal son la resistencia en serie y la resistencia en paralelo.

RESISTENCIA EN SERIE.- La resistencia en serie, (R_s), está principalmente asociada a los contactos metálicos entre la conexiones de las celdas solares, los contactos metálicos de la parte anterior y posterior del MFV y el flujo de corriente que pasa por el emisor y la base de la celda solar. Se ve afectada con valores de tensión altos que puede impactar en la forma de la curva I-V, afectando de manera general el factor de forma [11].

RESISTENCIA EN PARALELO.- La resistencia en paralelo, R_p , aparece por procesos de recombinación que se llevan a cabo en los propios semiconductores, en la unión de los dos semiconductores y sobre la superficie de la misma, que son creados a través de las imperfecciones en la fabricación de las celdas solares y los MFV. Generalmente se le asocia con las fugas de corriente que ocurren en la unión P-N de las celdas solares. Al reducirse la cantidad de corriente, la tensión también disminuye [11]. La contribución de la R_p tiene su efecto a valores altos de corriente que puede impactar en la forma de la curva I-V, también afectando de manera general el factor de forma. Un efecto asociado a la reducción de la resistencia en paralelo está presente en el fenómeno del PID en MFV tipo P [7].

CORRIENTE INVERSA DE SATURACIÓN.- La corriente inversa de saturación (I_0), es un parámetro que se usa en la caracterización de las celdas solares, al ser una representación del fenómeno de recombinación de los electrones y huecos [4]. Se puede utilizar para diferenciar regiones dopadas del tipo

P o tipo N en las superficies de las celdas solares [31]. La velocidad a la que reaccionan los portadores de carga al recombinarse es proporcional al producto de sus respectivas concentraciones, por lo tanto el parámetro representa una densidad de corriente de saturación en los portadores de carga. Es una medida de la recombinación en el MFV, mientras menor sea la calidad del material, mayor es este parámetro, y viceversa [4].

FACTOR DE IDEALIDAD DE LA UNIÓN P-N.- El factor de idealidad de la unión P-N (n_i) es una comparación entre el comportamiento de una celda solar o un MFV, con el comportamiento de un diodo, siguiendo la ecuación ideal del diodo. Una aportación importante es que en las celdas solares de silicio cristalino, los mecanismos de transporte actuales de la unión P-N pueden ser revelados por el factor de idealidad [11].

FUGAS DE CORRIENTE.- Las fugas de corrientes en los MFV, son pequeñas corrientes eléctricas que reducen la corriente que se genera. Los caminos que toman las fugas de corriente dependen de las condiciones climáticas en las que se encuentre funcionando el MFV, los procesos de fabricación y materiales utilizados. La corriente de fuga en una celda solar se puede considerar como una corriente indeseable que se inyecta desde los electrodos antes de encender la tensión. Dentro del régimen de funcionamiento (0 V a voltaje de circuito abierto), la corriente de fuga fluye en sentido opuesto a la fotocorriente y, por lo tanto, reduce la corriente de luz.

2.12. Método de obtención de parámetros eléctricos por modelo doble exponencial

El modelo doble exponencial, es un método que permite realizar ajustes lineales en curvas semi logarítmicas para la obtención de los parámetros eléctricos más representativos que no se obtienen directamente en las curvas I-V. Se desarrolla una metodología para calcular las resistencias en paralelo y serie, la corriente inversa de saturación y el factor de idealidad de la unión P-N [32]. Partiendo de la Figura 23, en donde se tiene un circuito eléctrico que se asemeja al comportamiento de una celda fotovoltaica, éste se encuentra conformado por dos diodos agrupados (d_{01} y d_{02}), junto a un par de resistencias (R_s y R_p).

El primer paso es obtener las curvas I-V de los MFV. Una vez que se obtienen los valores de tensión y corriente se procede a calcular la R_s y R_p a través de regresiones lineales. Para la primera resistencia R_s , se trabaja con un rango del 3% de los últimos valores, es decir del 97% al 100%, cerca del área de V_{oc} . Para la segunda resistencia R_p , se trabaja con un rango de los primeros valores del 50%, es decir del 0% al 50%, estando más cerca del área de I_{sc} .

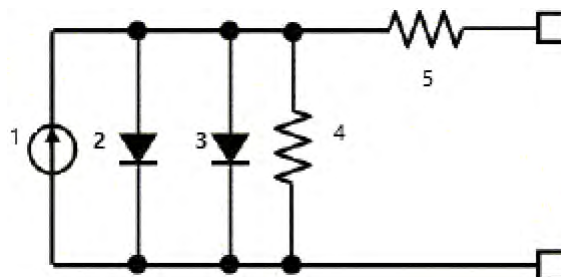


Figura 23: Modelo doble exponencial

Una vez que se calcularon las resistencias eléctricas del MFV, el modelo de doble exponencial parte de identificar los componentes de la corriente en la celda, que son: la corriente fotogenerada, I_{ph} , la corriente en paralelo, I_p , la corriente en el diodo 1, I_{d1} , y la corriente en el diodo 2, I_{d2} .

$$I(V) = I_{ph} - I_p - I_{d1} - I_{d2} \quad (14)$$

Cuando las celdas solares se conectan en serie para formar un MFV, podemos asumir que es posible aplicar el modelo doble exponencial asumiendo que las celdas son prácticamente idénticas, lo que conlleva a que la Ec 14 se reescriba, asumiendo que tanto la tensión V como la corriente I , se están midiendo en las terminales del MFV, de la siguiente manera:

$$I(V) = I_{ph} - \frac{V + IR_s}{R_p} - I_{01} \left(e^{\frac{V+IR_s}{N_s * n_1 * V_T}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V+IR_s}{N_s * n_2 * V_T}} - 1 \right) \quad (15)$$

Al considerar que en la Ec 15, la tensión del modelo se encuentra en cero ($V=0$), podemos asumir que la $I_{sc} \approx I_{ph}$, debido a que la R_s es mucho menor que R_p y las corrientes inversas de saturación tienen valores muy pequeños a niveles de irradiancia típicos, la Ec 15 se reescribe de la siguiente manera:

$$I_{ph} - I = \frac{V + IR_s}{R_p} + I_{01} \left(e^{\frac{V+IR_s}{N_s * n_1 * V_T}} \right) + I_{02} \left(e^{\frac{V+IR_s}{N_s * n_2 * V_T}} \right) \quad (16)$$

Ahora, debido a que el valor de n_2 es mayor que el valor de n_1 , el último término de la Ec 16 domina sobre los otros dos términos al contar con valores de tensión altos. Al dividir la Ec entre I_{ph} y aplicar el logaritmo natural, en ambos lados, tenemos que:

$$\log\left(\frac{I_{ph} - I}{I_{ph}}\right) \approx \left(\log\frac{I_{01}}{I_{ph}}\right) + \frac{V + I * R_s}{N_s * n_1 * V_T} \quad (17)$$

Al graficar $\log\left(\frac{I_{ph} - I}{I_{ph}}\right)$ vs $\left(\frac{V + I * R_s}{N_s}\right)$, considerando los valores de tensión elevados, el comportamiento será lineal, y si el valor de R_s es conocido, para la regresión lineal, el eje vertical intercepta en $\log\frac{I_0}{I_{sc}}$ y $\frac{q}{n * k_b * T}$ es la pendiente de la línea.

$$m = \frac{q}{n_i * K_b * T} \quad (18)$$

$$b = \ln\left(\frac{I_0}{I_{sc}}\right) \quad (19)$$

Ahora que se mostró la equivalencia de las ecuaciones con los resultados obtenidos en la transformación del modelo, tomando en consideración el valor de la carga (q), el valor de la constante de boltzmann (K_b), el valor de la temperatura (T) y el valor de I_{sc} , se puede despejar de las ecuaciones anteriores los valores del factor de idealidad n_i y la corriente de saturación I_0 . De esta forma podemos obtener los parámetro que terminan de describir el comportamiento de una celda solar o un MFV.

En la Figura 24 se representan las características que debe tener el ajuste, principalmente en el final donde es necesario contar con la linealidad para comprobar que los valores proporcionados por del método sean correctos.

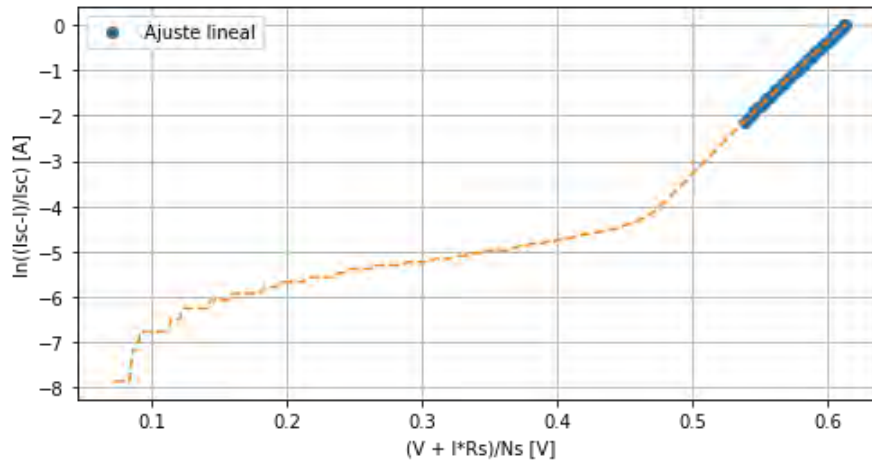


Figura 24: Ajuste lineal para la obtención de los parámetros, corriente de saturación y factor de idealidad.

Los valores que se obtiene para el ajuste particular anterior son: una R_s de 0.2644Ω , una R_p de 330.8770Ω , un factor de idealidad n_i de 1.3719 y una corriente de saturación I_0 de $3.472e-07$ A, y una P_{max} de 226 W. En las Ec (20) y (21) se encuentran los valores de las pendientes y ordenadas al origen de las resistencias R_s y R_p .

$$R_s : y = -1.7533x + 64.4416 \quad (20)$$

$$R_p : y = -0.003022x + 8.158338 \quad (21)$$

3. DETECCIÓN DEL FENÓMENO DEL PID

3.1. Especificación Técnica de Referencia

De acuerdo con la *Especificación Técnica de la organización International Electrotechnical Commission IEC-TS 62804-1: Métodos de prueba para la detección de degradación inducida por potencial*, se busca estandarizar la manera de evaluar el desempeño eléctrico y electrónico, con respecto al ciclo de vida en los MFV de cSi ante la presencia de una tensión que conlleva al PID. Dependiendo de la magnitud de la tensión del SFV, el MFV es susceptible a distintos procesos de degradación en donde también influyen las características de los componentes y los procesos de fabricación de la tecnología solar.

Como ya se ha comentado anteriormente, la diferencia de potencial que existe entre el circuito activo del SFV y la superficie del módulo puesto a tierra, puede conducir a la degradación del módulo por múltiples maneras. Entre ellos están los puntos calientes en la celda solar, la redistribución de portadores de carga que degrada a la celda solar, fallas en la adhesión y corrosión de sus componentes, y el transporte iónico en el encapsulante.

Dependiendo de las condiciones ambientales, las variables como la temperatura y la humedad, pueden favorecer los procesos de degradación en los MFV. Si se utiliza una cámara ambiental, el nivel de humedad empleado puede servir como una vía conductora a tierra, efecto que también puede aparecer en condiciones ambientales donde se predispongan partículas conductivas, ácidas, cáusticas o iónicas que predisponen de una mayor conductividad en la cara frontal del MFV. De igual manera, la polaridad en las cadenas fotovoltaicas, los materiales, el diseño y la construcción de las celdas solares son parámetros que pueden propiciar el fenómeno del PID.

Basándose en la *Especificación Técnica IEC TS 62804-1*, el experimento considera todos los factores existentes en ambiente que pueden afectar el desarrollo del PID, salvo la irradiancia incidente en el MFV que también afecta el fenómeno del PID. En dicho documento, se describen los métodos para lograr un nivel de estrés constante y medir la resiliencia del MFV en su diseño y cuantificar su posible degradación por los efectos de la tensión del sistema en un periodo de tiempo corto.

Los métodos de ensayo están estudiados para medir la sensibilidad PID en la tecnología FV. Los resultados de la experimentación dependerán de acuerdo a los niveles de tensión, la temperatura y la configuración de puesta a tierra del MFV. Es común que la tensión aplicada sea menor en el centro del MFV, por lo que la presencia del PID generalmente se observa en las celdas cercanas a los bordes del marco metálico.

3.1.1. Materiales y equipo

Los materiales y equipos que se suelen utilizar para la detección del PID, en base a la *Especificación Técnica IEC TS 62804-1*, son los siguientes:

- Módulos fotovoltaicos de cSi, de la misma potencia y marca con los mismos procesos de fabricación.
- Un trazador de curvas I-V, para la caracterización de los parámetros eléctricos.

- Cuarto de enfriamiento.
- Cámara de electroluminiscencia.
- Cámara termográfica FLIR.
- Celda de referencia.
- Una fuente de tensión en DC con la capacidad de dar el nivel de tensión requerido por la prueba, y con la posibilidad de medir las fugas de corriente en el sistema.
- Cables aislados con clasificación a la tensión, temperatura y humedad de la prueba.
- Sensores y adquisidor de datos para registrar las condiciones ambientales (temperatura y humedad relativa).
- Una estructura de soporte para el MFV eléctricamente aislado.
- Una cámara ambiental con la capacidad de controlar la temperatura y humedad.
- Sistema de humidificación y sistema de temperatura.

3.1.2. Procedimiento IEC 62804-1 en cámara climática

El procedimiento para la evaluación del PID dentro de una cámara climática, requiere que la humedad relativa y temperatura, garanticen la condición de formar una capa como agente humectante en la parte superior del MFV. Además es necesario definir las combinaciones de aplicación de tensión, temperatura y humedad al interior de la cámara climática.

Para el preacondicionamiento del test generalmente se hace la caracterización del MFV, obteniendo los parámetros eléctricos e imágenes de EL e IR para comparar el desempeño antes de la prueba. Apegados a la norma *IEC-TS 62804-1* se realizaron los siguientes pasos:

1. Todos los MFV que se vayan a utilizar en la prueba deben ser expuestos a la luz del sol (real o simulada) hasta alcanzar el nivel de irradiación 5kWh de acuerdo con el procedimiento para la estabilización para MFV de cSi contemplado en la *Especificación Técnica IEC 61215, c:5*.
2. Realizar una inspección visual, de acuerdo con la *Especificación Técnica IEC 61215*.
3. Realizar la determinación de máxima potencia, incluyendo un módulo de control, de acuerdo con la *Especificación Técnica IEC 61215, 10.2*.
4. Realizar la prueba de fugas de corriente, de acuerdo con *Especificación Técnica IEC 61215*. Si un agente humectante es usado en la prueba de fugas de corriente, todas las superficies del MFV deben ser enjuagados después de la prueba con agua con una resistividad no menor a 0.05 M Ω .cm. Después de esto, el MFV debe ser secado con algún elemento de algodón o papel y no se debe permitir que se seque por sí mismo con el aire con el objetivo de evitar sedimentos en la superficie del módulo.
5. Tomar imágenes de electroluminiscencia aplicando al MFV en la oscuridad, una corriente con magnitud igual a la corriente de I_{sc} del MFV bajo estudio.

6. Tomar imágenes de infrarrojo bajo condiciones de iluminación natural, con Irradiancia incidiendo de manera normal al MFV con una densidad de potencia mayor de 800 W/ms y bajo condiciones de I_{sc} .
7. Realizar la prueba de continuidad a tierra, de acuerdo con la *Especificación Técnica IEC 61730-2*, si el MFV tiene partes conductivas expuestas. Cualquier corriente o tensión al cual la resistencia pueda ser evaluada puede ser aplicada.

Todos los datos obtenidos a partir de las pruebas anteriores servirán como datos de referencia para comparar cambios en ellos después de haber sometido el MFV a un potencial externo.

Para la realización de la prueba PID se requiere cumplir con las siguientes condiciones de control en la cámara ambiental:

- Temperatura de la cámara que induzca en el módulo una temperatura de 60 °C +/- 2 °C.
- Humedad relativa de la cámara 85 % +/- 3 %.
- Tiempo de prueba: 96 horas después de haberse estabilizado el módulo a la temperatura y humedad indicadas.
- Tensión máxima del sistema y polaridad de acuerdo a los datos de placa del MFV.

En el caso particular que compete a este trabajo de investigación, se decidió usar una temperatura de 45°C para el MFV y humedades relativas de 60% y 85% respectivamente, dado que en la literatura no se reportan datos de los efectos del PID bajo estas condiciones. El hecho de haber elegido una temperatura para el MFV de 45°C está asociado a que la mayoría de los MFV de silicio comerciales tienen una temperatura de operación de 45°C bajo las condiciones NOCT (Temp ambiente de 20°C; Irradiancia de 800 W/m², velocidad del viento de 1 m/s y masa de aire AM 1.5). El nivel de la tensión eléctrica externa aplicada se determinó con valores de 500 y 1000 V respectivamente. En el diagrama de la Figura 25 se detallan las combinaciones posibles de los parámetros elegidos para el estudio del PID.

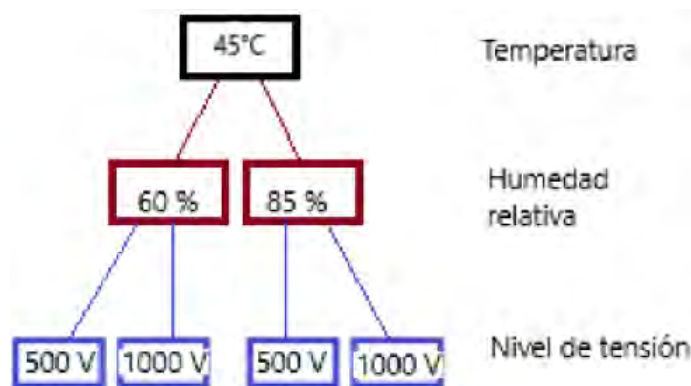


Figura 25: Casos para la evaluación de PID en 4 MFV de LDK.

Para la evaluación de la prueba se deben considerar los siguientes pasos:

1. El MFV debe ser colocado dentro de la cámara climática en una estructura de soporte de un material no poroso eléctricamente aislado. Los MFV deben ser colocados con las celdas hacia arriba, sin embargo, se puede colocar en la mejor posición tal que alcance la uniformidad de humedad y temperatura.
2. El método para la conexión a tierra debe ser la que se indique en el manual. Para MFV con marcos metálicos que contienen puntos de conexión a tierra o que tienen puntos para montar el módulo y que no se especifique su uso sobre estructuras aisladas, la terminal de tierra de la fuente de tensión debe ser conectada a un punto de tierra del MFV bajo las especificaciones del fabricante. Los recubrimientos sobre el marco metálico deben ser removidos para permitir el contacto metal con metal entre el conector y el marco metálico.
3. Las terminales positivas y negativas del MFV deben ser conectadas entre ellas haciendo cortocircuito, además deben ser conectadas a la terminal de la fuente de tensión con el conductor adecuado para el nivel de tensión de la prueba.
4. Se realizan las conexiones pertinentes, fuente-MFV, que permitirán aplicar la tensión eléctrica seleccionada hasta que se logre el equilibrio termodinámico del MFV dentro de la cámara. La temperatura de la cámara climática debe de ser elevada desde el ambiente hasta la temperatura especificada mediante un control de temperatura que enciende y apaga los calefactores que proveen el calor dentro de ella.
5. Cuando los valores de humedad relativa y temperatura sean alcanzados dentro de sus tolerancias, se comience un periodo de 12 a 24 horas de estabilización para las condiciones ambientales. Al final de este periodo, se aplica la tensión al MFV a los niveles deseados. El periodo de duración de la prueba inicia cuando la tensión ha llegado al nivel establecido y dura 96 horas.
6. Para la fase de enfriamiento al final de la prueba, apague la generación de humedad y simultáneamente comience a enfriar la cámara de tal manera que los módulos alcancen la temperatura ambiente en un máximo de una hora. La tensión aplicado debe ser apagado cuando el módulo alcance la temperatura de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$.

Posterior a la aplicación del potencial externo los MFV deben ser evaluados desde el punto de vista eléctrico; y para esto se requiere someter al MFV a las siguientes pruebas:

1. Realizar la prueba de la *Especificación Técnica IEC 61215*, determinación de máxima potencia entre 2-6 horas después de completar la prueba para la detección de PID. Es importante mantener el módulo dentro de 25°C o menos y fuera de exposición a la luz del sol hasta que haya completado la determinación de la máxima potencia.
2. De manera opcional, realice la prueba de fugas de corriente de acuerdo con *Especificación Técnica IEC 61215* dentro de las primeras 8 horas después de completar la prueba para la detección de PID.
3. De manera opcional, tome imágenes de electroluminiscencia a las proporciones de 1 y 0.1 de los valores de I_{sc} en un plazo no mayor a dos días después de completar la prueba para la detección de PID.
4. De manera opcional tomar imágenes de IR con la cámara FLIR.

5. Realice una inspección visual de acuerdo a *Especificación Técnica IEC 61215*.
6. Por último, haga las comparaciones, identifique los cambios, y lleve acabo las cuantificaciones de las pérdidas correspondientes.

3.1.3. Diseño e implementación de la cámara climática

Para la implementación de la *Especificación Técnica IEC-TS 62804-1* se requiere de una cámara climática que tenga control de temperatura y humedad relativa diseñada de acuerdo a los requerimientos de la norma *IEC 60068-2-78: 2012*, la cual considera las siguientes características:

1. Las pruebas deben realizarse de manera interrumpida, considerando el pre-tratamiento y el post-tratamiento del experimento.
2. El margen para la variación de la temperatura dentro de la cámara climática debe respetar los $\pm 2^\circ$ C.
3. Se debe mantener la diferencia de temperatura entre dos puntos cualesquiera en la cámara climática para mantener la humedad relativa en el rango de tolerancia.
4. Las condiciones de humedad no se podrán lograr si existen variaciones de temperatura que superen 1° C.
5. Considerar hacer fluctuaciones de $\pm 0.5^\circ$ C para mantener la humedad requerida.

Considerando lo anterior se diseñó y mandó a construir una cámara climática con paredes de láminas metálicas aisladas con fibra de vidrio, diseñadas para altas temperaturas, con dimensiones externas de 92 x 132 x 285 cm (largo, ancho, alto) y dimensiones internas de 80 x 120 x 270 cm (largo, ancho, alto). Cuenta con una puerta en la parte frontal con cerradura hermética y además tiene un sistema de apertura en el interior por seguridad. En el piso tiene láminas con textura, con un tapete de neopreno aislante eléctricamente hasta por 17 kV con un espesor de $\frac{1}{4}$ de pulgada. Cuenta con atravesadores que permite introducir a la cámara los cables conductores de energía y de los sensores respectivos.

El sistema de calefacción esta integrado por un equipo de la marca Calelec modelo CM230611VAX05 con sistema de control de 6 kW de potencia y una alimentación eléctrica a 230 V y cuenta con un ventilador axial para la distribución de la temperatura uniforme en toda la cámara. El sistema de control, permite el ajuste manual de la temperatura con una resolución de 0.1° C, opera cuando la temperatura está 1° C debajo de la temperatura de ajuste y se apaga al llegar a la temperatura indicada.

En la Figura 26 se muestra las imágenes de la cámara climática, con las conexiones que regulan la temperatura y humedad del interior.



(a) Vista frontal de la cámara climática de pruebas.



(b) Vista posterior de la cámara climática de pruebas.

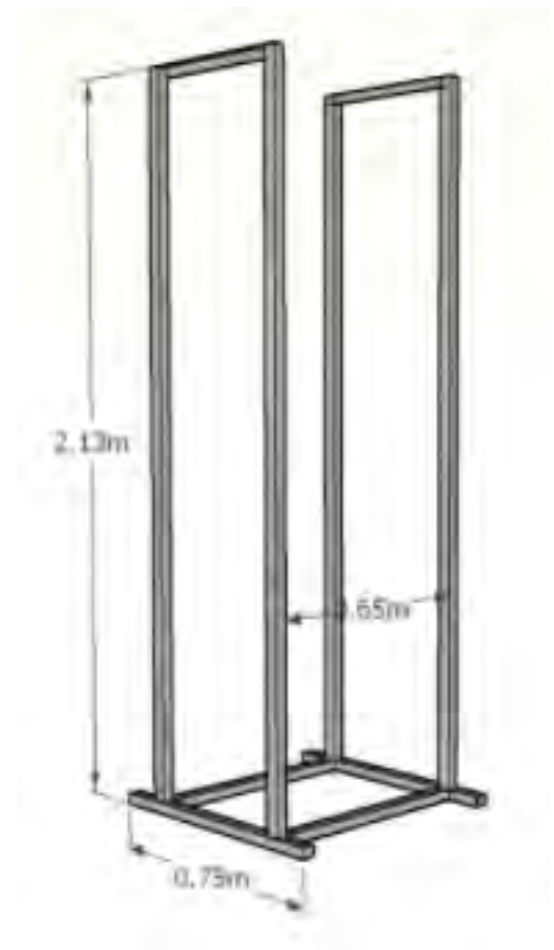
Figura 26: Cámara climática con vistas

Para la fijación de los módulos fotovoltaicos dentro de la cámara climática, se desarrolló una estructura de soporte aislante construido con tubos de pvc cédula 40, con la capacidad de resistir la exposición a altas temperaturas por largos períodos. La estructura está adecuada y sostenida con codos de 90 grados a la altura del piso de la cámara, de manera que los módulos no tengan contacto con el suelo. Está diseñada para que al soportar los módulos sobre ella, no tengan contacto entre ellos ni con las paredes de la cámara, puesto que los módulos se encuentran polarizados a altas tensiones eléctricas. En la Figura 26(a) se muestra una imagen del diseño anterior.

Para una mayor estabilidad mecánica de los módulos, se diseñó una estructura con rieles estructurados de la marca plp tipo P4, de 2.5 metros de largo, colocados en forma de postes. Cada riel está fijado a una base de perfil cuadrado estructurado de aluminio de 4 cm por cada lado. Para garantizar el aislamiento entre los módulos, la estructura de soporte y de la cámara, se colocó un recubrimiento de neopreno de $\frac{1}{4}$ de pulgada de espesor con un aislamiento de 17 kV a lo largo de toda la estructura. Sobre la estructura de soporte de los módulos se colocaron los sensores de humedad, temperatura y se fijaron los cables de salida de las fuentes de tensión que llegan hacia los módulos fotovoltaicos. Ambas estructuras estarán ubicadas al centro de la cámara, de manera que al soportar los módulos sobre ella, estos se encuentren en la misma posición dentro de la cámara y se garantice que los módulos estarán a la misma temperatura y humedad. En la Figura 27b se muestra la estructura del diseño anterior.



(a) Estructura de PVC cédula 40.



(b) Estructura de PLP

Figura 27: Estructuras de soporte para MFV de PVC y PLP

En la Figura 28a se muestra la entrada de las conexiones a la cámara climática, a través de tres canales que se comunican con el cuarto de control, y además en la Figura 28b se muestra el ejemplo de como estaría posicionado el MFV en la estructura de soporte.



(a) Salidas de termopares, sensores de humedad y caímanes

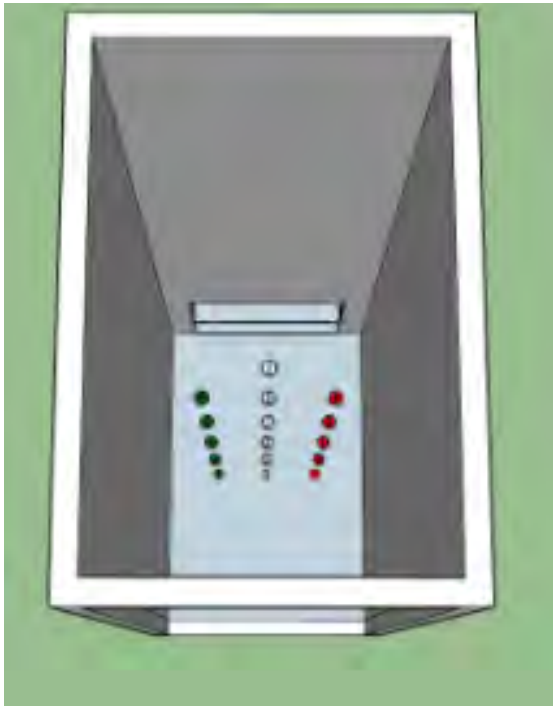


(b) Ejemplo de MFV sobre estructura

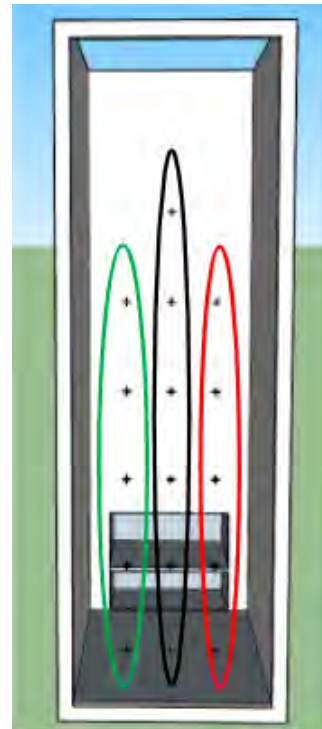
Figura 28: Ubicación y posición de cables, estructura y MFV

3.1.4. Caracterización de la cámara climática

Para la caracterización de la temperatura en la cámara se utilizaron 16 termopares que midieron la temperatura en intervalos de 5°C, durante una hora, comenzando en 40°C y terminando en 85°C. De acuerdo con la *Especificación Técnica IEC 62804-1* se debe considerar un periodo de tiempo de 12 a 24 h para estabilizar la temperatura del módulo con la de la cámara. Es necesario que la temperatura permanezca constante (+/- 1-2 °C) durante 4 días para validar las pruebas de degradación. La posición de los termopares está esquematizada en la Figura 29, la primer columna verde es la posición 1, la segunda columna negra/blanca es la posición 2 y la tercera columna roja es la posición 3. En la Figura 30 se detalla como quedaron los termopares posicionados sobre la estructura de PLP.



(a) Vista superior de termopares



(b) Vista frontal de termopares

Figura 29: Posiciones de termopares para caracterización de cámara climática



Figura 30: Estructura de PLP con termopares de caracterización de temperatura

Además en la Figura 31 se muestra las tres distribuciones de temperatura, validando que la variación de temperatura es menor a los $\pm 2^{\circ}\text{C}$, cumpliendo lo que pide la prueba. En el anexo A se agregan todas las distribuciones de temperatura en los diferentes niveles de referencia hasta 85°C .

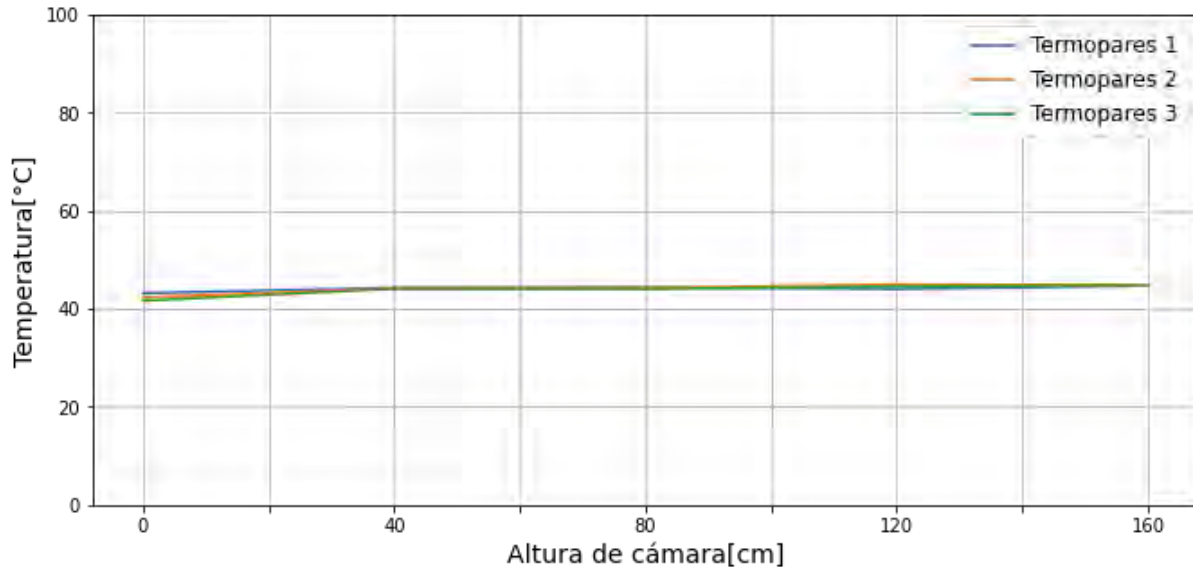


Figura 31: Caracterización de temperatura 45°C al interior de la cámara climática

Para obtener una idea de la manera en que se distribuye la temperatura al interior de la cámara se dividió en cuatro sección imaginarias (1, 2, 3 y 4), tomando como referencia los pisos que se observan en la estructura de pvc cédula 40, de igual forma se dividió en dos secciones, a la mitad de la cámara climática tomando como referencia el largo. Se tomaron datos de temperatura por un par de días, y de acuerdo a la Figura 32 y Figura 33 se determinó que la sección dos es la más uniforme y nos sirve para garantizar el control de las condiciones de las pruebas.

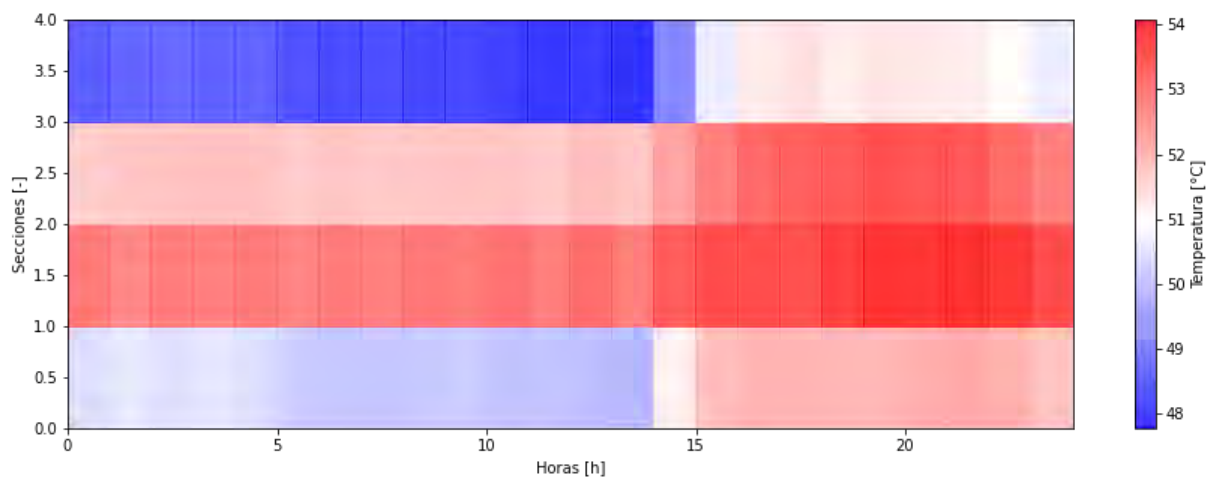


Figura 32: Mapa de calor de temperatura por hora en la primer mitad del largo de la cámara climática

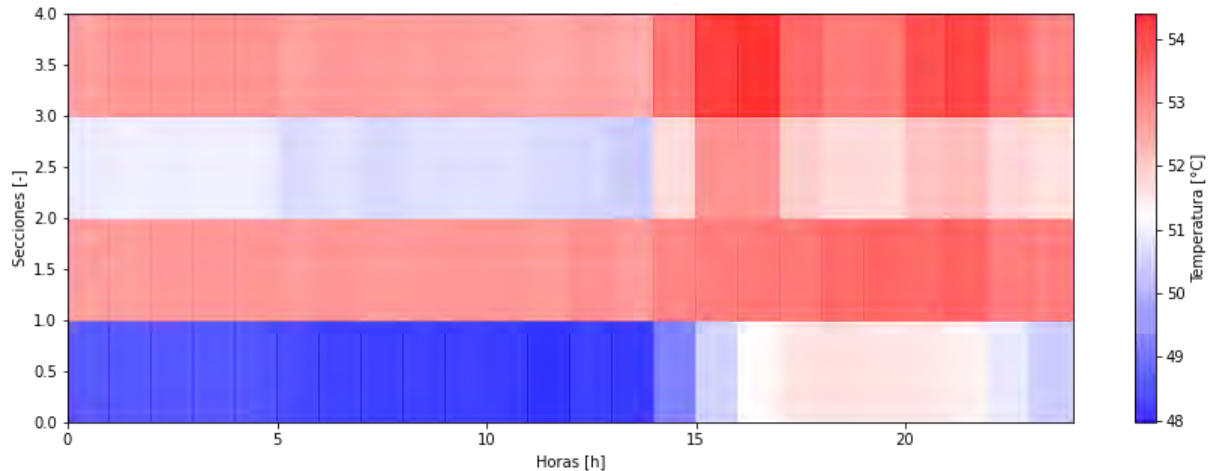


Figura 33: Mapa de calor de temperatura por hora en la segunda mitad del largo de la cámara climática

Para la caracterización de la humedad también se utilizaron los datos recabados anteriormente con el sensor de humedad R8544 que aparece en la Figura 35; y en la Figura 34 se muestra la variación de la humedad en el interior de la cámara de pruebas. Cabe recalcar que esta caracterización se hizo para las condiciones de las pruebas de PID, que son 45°C y 50% de HR.

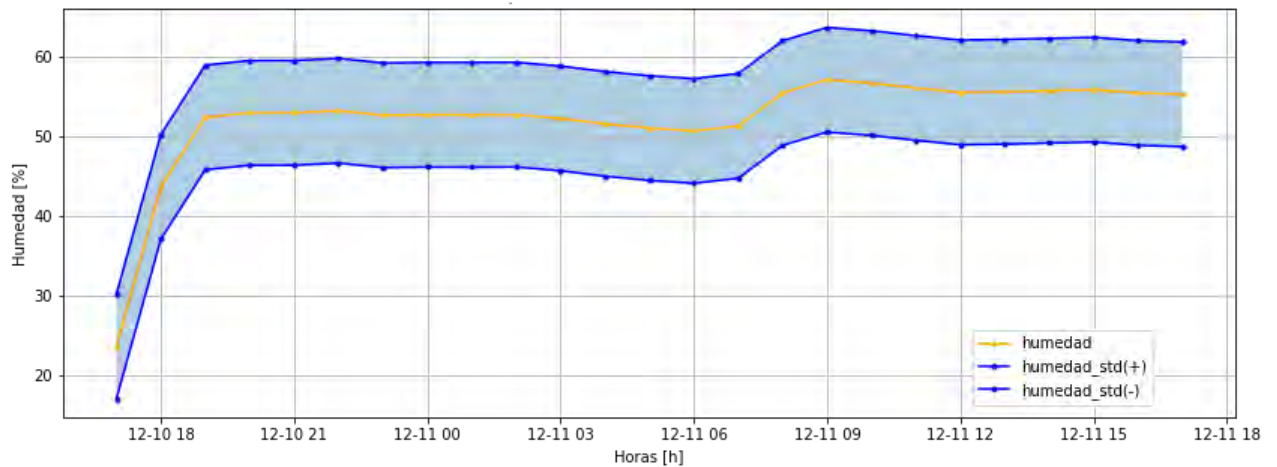


Figura 34: Humedades promedio por hora con las desviaciones estándar

Uno de los factores que configura el comportamiento de la cámara climática es que se encuentra al intemperie, por lo que las principales condiciones ambientales (irradiación, temperatura, humedad relativa y velocidad del viento) de su ubicación y época del año, tienen una aportación al evaluar los niveles de temperatura y humedad relativa que son requeridos para poder desempeñar las pruebas de PID.

3.2. Sistemas de medición y adquisición de datos para temperatura, humedad, y nivel de tensión

A lo largo de las pruebas de PID, se utilizaron sistemas de adquisición de datos para recabar la información del comportamiento de las variables que condicionan el espacio comprendido al interior de la cámara climática. El sistema de adquisición de datos es para la caracterización de la cámara climática, en donde se empleó el sensor Omega R85044, que se muestra en la Figura 35. Dicho sensor tiene la capacidad de medir la humedad relativa y la temperatura, con una resolución de 0.1 % HR y 0.01°C, así mismo cuenta con la capacidad de recompilar la información de la mediciones para después ser procesada en su interfaz gráfica.



Figura 35: Sensor de humedad y temperatura R8544

Con el fin de verificar las mediciones y así mismo tener otra referencia del comportamiento de la temperatura en el interior de la cámara climática, se utilizaron termopares tipo T conectados a un adquirente de datos Omega TC-08, así mismo para determinar la distribución de temperatura en el interior y la homogeneidad de temperatura de los MFV a la hora de realizar la experimentación de PID. En la Figura 36 se muestra en que parte del MFV fueron colocados los termopares durante las experimentaciones.

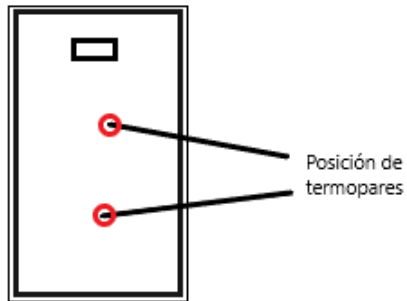


Figura 36: Vista posterior de MFV con posición de termopares tipo T



(a) Adquisidor de datos Tc-08



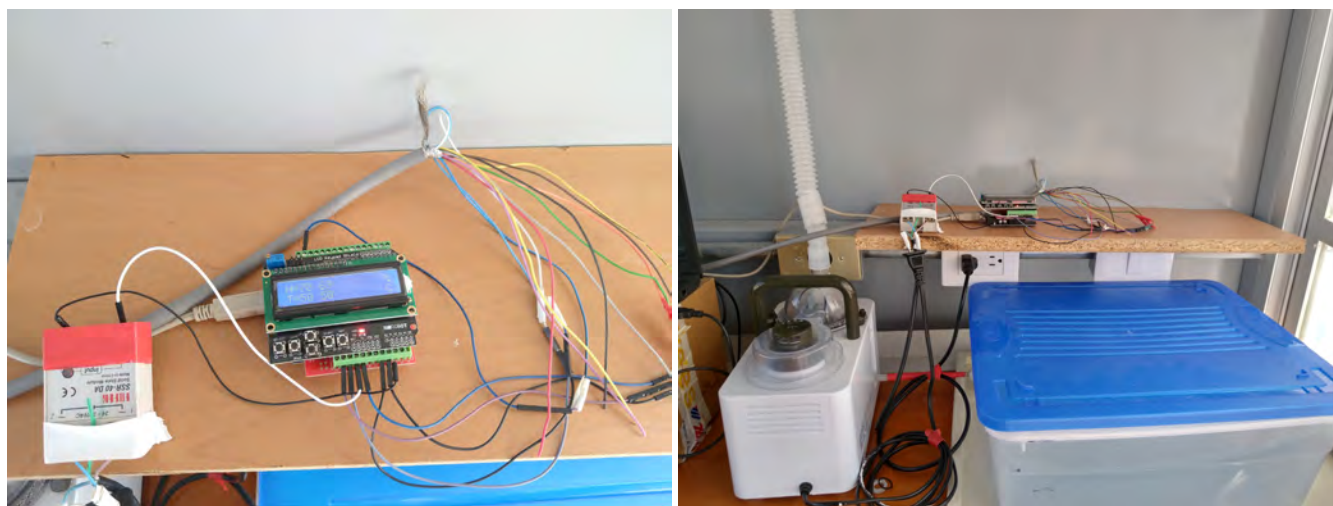
(b) Termopar tipo T

Figura 37: Sistema de adquisición de datos de temperatura

A continuación se presenta el sistema de humidificación, conformado por una placa de Arduino Uno y dos sensores DHT22, colocados sobre la estructura de soporte, éstos tienen la función de controlar y regular la adición del vapor de agua que se está suministrando a lo largo de las 96 horas de test. El sistema de humidificación se pueden ajustar los niveles de humedad relativa de 60% y 85%, y la resolución con la que cuentan los sensores es de 0.1 °C y 0.1% HR. En la Figura 39 se muestran las partes que comprenden el sistema de inyección de vapor de agua.



Figura 38: Sensor DHT22



(a) Placa Arduino Uno con el sistema de humidificación

(b) Humidificador con reservorio de agua

Figura 39: Sistema de humidificación para el interior de la cámara climática

Como parte fundamental de las pruebas de PID, es necesario suministrar el nivel de tensión requerido en los MFV, para esto, se utilizaron dos fuentes de corriente, una fuente la marca Kikusui modelo TOS7210S, que se muestra en la Figura 40. Con la capacidad de inyectar tensión desde 0 V hasta 2000 V, y una corriente máxima de 5 mA, a ella se conectó otra placa Arduino Uno, en donde cuantifica y registra los valores de fugas de corriente cada segundo y son almacenados en la memoria interna de una computadora. La fuente Kikusui es comercializada específicamente para la detección de PID en MFV, ya que tiene la característica de invertir la polaridad de sus terminales desde la fuente. Tiene además, una resolución de 1 V y una exactitud del 1.5 % del valor de la tensión configurada.

La otra fuente de corriente que se utilizó en las pruebas de PID, fue de la marca Associated Research modelo HYPOTMAX 7710 que se muestra la Figura 41. Esta no cuenta con las medición de fugas de corriente, sin embargo, inyecta desde 0 hasta 12,000 V con una corriente máxima de 10 mA. La exactitud de la tensión es de 2 % del valor configurado. Tiene la capacidad de configurar 50 memorias diferentes con la posibilidad de enlazarse después del término del tiempo de la prueba, que puede ser de hasta 999 minutos por cada una. Ambas fuentes se alimentan a 127 V en AC y se encuentran en el cuarto de control.

En la Figura 42, se muestra la manera en que los MFV están conectados, en la Figura 42a tenemos una conexión cortocircuitada, mientras que en la Figura 42b tenemos una terminal de la fuente conectada

al marco metálico del MFV, con el fin de obtener una diferencia de potencial en el MFV.



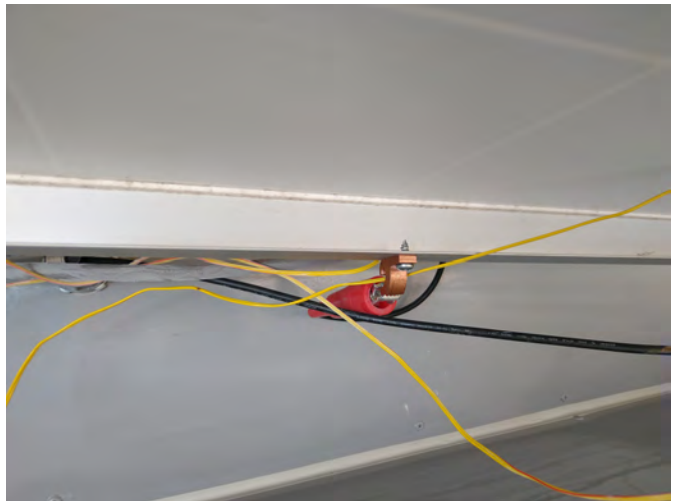
Figura 40: Fuente de corriente Kikusui para pruebas de PID



Figura 41: Fuente de corriente Hypot Max 7710



(a) Conexión del MFV a la fuente de corriente



(b) Conexión de MFV hacia fuente para detección de fugas de corriente

Figura 42: Fuentes de corriente con conexiones hacia los MFV para detección de PID

3.3. Descripción de los MFV

Los MFV que se seleccionaron para realizar las pruebas de PID, son de la marca LDK 245D-20. Se realizó una inspección visual para prevenir que tuvieran defectos superficiales, algunos de ellos se habían

utilizado para otras pruebas de campo y otros eran nuevos. La caracterización inicial se hizo de acuerdo al procedimiento de *Especificación Técnica IEC 61215: Design qualification and type approval – Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules*. Para diferenciarlos se consideraron los tres últimos dígitos de su número de serie.

Los módulos evaluados fueron tomados del resguardo de módulos Fotovoltaicos del Laboratorio Nacional de Evaluación Fotovoltaica (LANEFV) del IER-UNAM, y después de haberlos sometido a las pruebas de desempeño eléctrico de acuerdo con los protocolos del LANEFV descritos en la norma internacional *IEC 61215*, fueron seleccionados aquellos que pasaron todas las pruebas de seguridad y desempeño. En la Tabla 1 se muestran los parámetros eléctricos de placa proporcionados por el fabricante, con la finalidad de evaluar las condiciones de los MFV seleccionados.

Los parámetros eléctricos que se obtuvieron utilizando el trazador de curvas IVPC3 y los parámetros eléctricos que se calcularon con ayuda del modelo de doble exponencial, se muestran en la Tabla 2 y en la Tabla 3.

MFV	Voc[V]	Isc[A]	Pmax[W]	Vmax[V]	Imax[A]
101	37.4	8.48	245	32.4	7.56
158	37.4	8.48	245	32.4	7.56
658	37.4	8.48	245	32.4	7.56
806	37.4	8.48	245	32.4	7.56

Tabla 1: Parámetros eléctricos de la placa de datos de los MFV LDK

MFV	Voc[V]	Isc[A]	Pmax[W]	Vmax[V]	Imax[A]
101	36.79	8.35	226.11	28.19	8.02
158	37.21	8.46	229.98	28.94	7.94
658	36.6	8.9	240	29.1	8.27
806	36.83	8.29	226	29.14	8.1

Tabla 2: Parámetros eléctricos obtenidos con el trazador de curvas I-V corregidos a STC de los MFV LDK

MFV	Rs[Ω]	Rp [Ω]	ni	I0[A]	P _{max} [W]	Tensión [V]	Temp [°C]	Hum [%]
101	0.264	330.877	1.371	3.472e-07	226.117	500	45	60
158	0.278	118.353	1.398	3.406e-07	232.526	500	45	85
658	0.265	400.72	1.246	4.724e-08	240.822	1000	45	60
806	0.287	150.510	1.257	5.001e-08	226.004	1000	45	85

Tabla 3: Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial

3.4. Descripción de las técnicas y equipos de caracterización para procesos de curvas I-V, EL e IR

3.4.1. Curvas I-V

Para la caracterización de los módulos, antes y después de las pruebas de degradación inducida por potencial eléctrico, se toma en consideración *Especificación Técnica IEC 60891: Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*. Una vez instalado el equipo de trazado de curvas con la celda de referencia y el termopar tipo T, que se muestra en la Figura 43. Se trae el módulo de la cámara de enfriamiento para proceder con las mediciones. El trazador de curvas Daystar-1000 cuenta con un software que toma las curvas I-V en cada instante por lo que es necesario mantener las condiciones STC para validar la información obtenida. Los datos arrojados por el trazador de curvas que son requeridos para analizar la degradación inducida por potencial son: V_{oc} , I_{sc} , FF, P_{max} , entre otros.



(a) Celda de referencia para procedimientos de caracterización



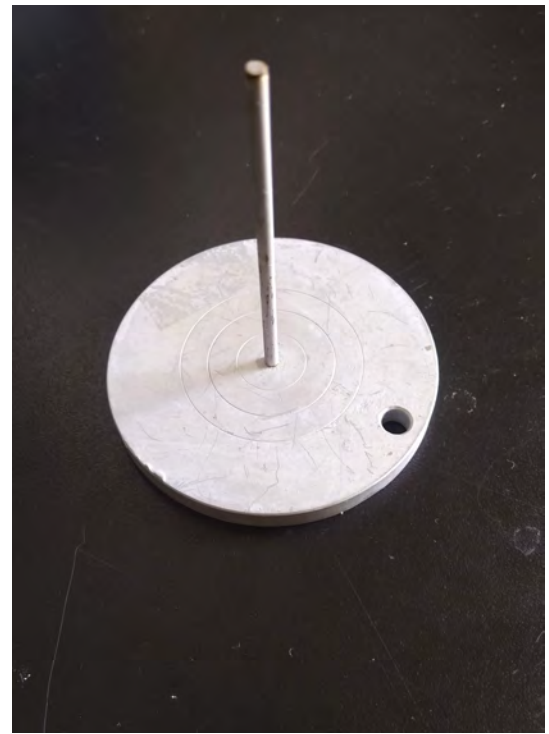
(b) Trazador de curvas I-V Daystar 1000 utilizado en los procedimientos de caracterización de los MFV

Figura 43: Equipos para la caracterización de MFV con luz natural

Además, se utilizó una estructura de soporte, que se muestra en la Figura 44a, el MFV es recargado y orientado hacia la posición deseada, así mismo, en la Figura 44b se muestra un gnomon, que tuvo la finalidad de verificar la inclinación respecto a la incidencia de irradiancia en el MFV.



(a) Estructura de soporte de dos ejes



(b) Gnomon

Figura 44: Equipo para controlar la condición de AM 1.5

3.4.2. Corrección de irradiancia y temperatura de acuerdo a IEC 60891

La corrección de los parámetros eléctricos de acuerdo a la irradiancia y temperatura se hace usando la *Especificación Técnica IEC 60891*, la cual considera 3 alternativas para dicha corrección. En nuestro caso se decidió utilizar tanto el 1ro como el 2do procedimiento que se basa en el modelo del diodo ideal para la unión P-N. Dado que la irradiancia se midió con una celda solar de referencia, en los experimentos consideramos los siguientes requisitos:

- La calibración de la celda solar de referencia debe realizarse de acuerdo a la *Especificación Técnica IEC 60904-2 o IEC 60904-6*.
- La tecnología de la celda solar de referencia y la del MFV deben ser la misma (Si cristalino).
- La celda solar de referencia debe tener un comportamiento lineal en I_{sc} en función de la irradiancia.
- La temperatura de la celda solar de referencia debe ser comparada con la del MFV durante el proceso de medición, y en caso de de diferir, hacer las correcciones pertinentes.
- La variación de la irradiancia global no debe fluctuar más del 1 %.
- La magnitud de la irradiancia global debe ser mayor o igual a $800 \frac{W}{m^2}$.
- Los sensores de temperatura deben tener una alta precisión.

Para la técnica de caracterización se siguieron los requisitos anteriores, se utilizó una celda de referencia modelo PVM1113 2x2 Si BK7, se cuidó la variación de la irradiancia, los valores de las pruebas dan valores por encima de $1000 \frac{W}{m^2}$, y los sensores que se utilizaron son termopares tipo T. En la Figura 45 se muestra una imagen del sistema de trazado de curvas (IVPC3), con un MFV, la celda solar de referencia, un gnomon para estar orientado perpendicularmente a la posición del Sol, y los termopares en la parte trasera. Además las conexiones a los MFV con el IVPC 3.



(a) MFV con la celda de referencia sobre una estructura de seguimiento solar de dos ejes.



(b) MFV por la parte posterior con la conexión de cuatro hilos al trazador de curvas I-V, y termopares tipo T .

Figura 45: Sistema completo para la obtención de la curva I-V

Para asegurar el trazado de la curva I-V, los valores de tensión y corriente deben seguirse las siguientes consideraciones:

- La precisión del trazador IVPC3 puede tener un margen de $\pm 0.2\%$ de V_{oc} y de I_{sc} .
- La conexión entre las terminales y el trazador debe ser 4 hilos, intentando tener una distancia corta.
- La medición del I_{sc} debe ser en el punto de 0 tensión.

Para poder llevar cualquier condición de operación que se midió en los MFV a las condiciones STC, se requieren de ecuaciones matemáticas con los coeficientes de rendimiento por temperatura e irradiancia. En la sección 3.4.5 se describe la metodología para el cálculo de coeficiente de temperatura y en la sección 3.4.6 se describe el 1er procedimiento que usa la *Especificación Técnica IEC 60891*.

3.4.3. Técnica de electroluminiscencia

El procedimiento para tomar las imágenes de EL es sencillo, primero se tiene que llevar el MFV a un cuarto especial en donde se debe procurar limitar la entrada de luz. Se coloca sobre una estructura de soporte a unos 5 m de distancia. Una vez que esta bien asegurado, se conectan las terminales del MFV con las terminales de una fuente. Una vez que el cuarto se encuentra totalmente oscuro, la fuente de EL inyecta la corriente y realiza la toma de fotografías con la cámara. En las Figuras 46 y 47 se muestran los equipos junto al espacio descrito anteriormente. Todas las imágenes de electroluminiscencia tomadas a los MFV, se agregaron en el anexo B.



Figura 46: MFV sobre soporte en cuarto de electroluminiscencia



(a) Fuente de corriente de electroluminiscencia



(b) cámara de electroluminiscencia

Figura 47: Equipo para toma de imágenes de electroluminiscencia

3.4.4. Técnica de espectroscopia infrarroja

El procedimiento para tomar imágenes con la cámara termográfica también es sencillo, se debe procurar contar con las condiciones meteorológicas adecuadas (mínimo $800 W_{m^2}$), una vez verificado lo anterior, el MFV se coloca en cortocircuito, y se coloca la estructura de soporte de 2 ejes, una consideración importante es la posición desde donde se tomen las fotografías, ya que tiene que evitar el reflejo directo de los rayos del Sol. Para éste procedimiento se utilizó una cámara marca FLIR modelo T540. En la Figura 48 se muestra un ejemplo del mismo. Todas las imágenes termográficas tomadas a los MFV, antes y después de ser sometidos al fenómeno de PID, se cotejaron en el anexo C.



Figura 48: Cámara termográfica FLIR

3.4.5. Metodología para el cálculo de coeficientes de temperatura

Los coeficientes de temperatura en V_{oc} , I_{sc} y P_{max} se determinan de acuerdo al procedimiento contemplado en la *Especificación Técnica IEC 60891*. Para determinar las magnitudes de dichos coeficientes se trazan distintas curvas I-V a un nivel de irradiancia constante en el exterior, es importante considerar que se requiere que la temperatura de operación del MFV durante las mediciones sea ascendentemente uniforme en un rango de al menos ± 2 °C. Para el caso particular, se tomaron mediciones entre 31°C y 55°C. En la captura de las curvas I-V se debe garantizar que la irradiancia sea constante; por lo cual, se recomienda que este tipo de experimento se realice en un día completamente despejado y al mediodía solar. Así mismo que no existan cambios repentinos en la velocidad del viento para que el incremento de la temperatura del MFV sea gradual y solo se deba al proceso de absorción de la radiación solar.

Una vez que se tienen los parámetros de V_{oc} , I_{sc} y P_{max} a partir de las curvas I-V para cada temperatura de captura, sus magnitudes se grafican en función de la temperatura de adquisición, y los puntos de dichas curvas se ajustan a una ecuación lineal, mediante el método de mínimos cuadrados. El coeficiente térmico está dado por la pendiente del ajuste numérico. Es importante considerar el nivel de irradiancia en el que se determinan los coeficientes. En la siguiente sección se resume la información de los coeficientes térmicos que se calcularon junto con sus respectivas ecuaciones y gráficas.

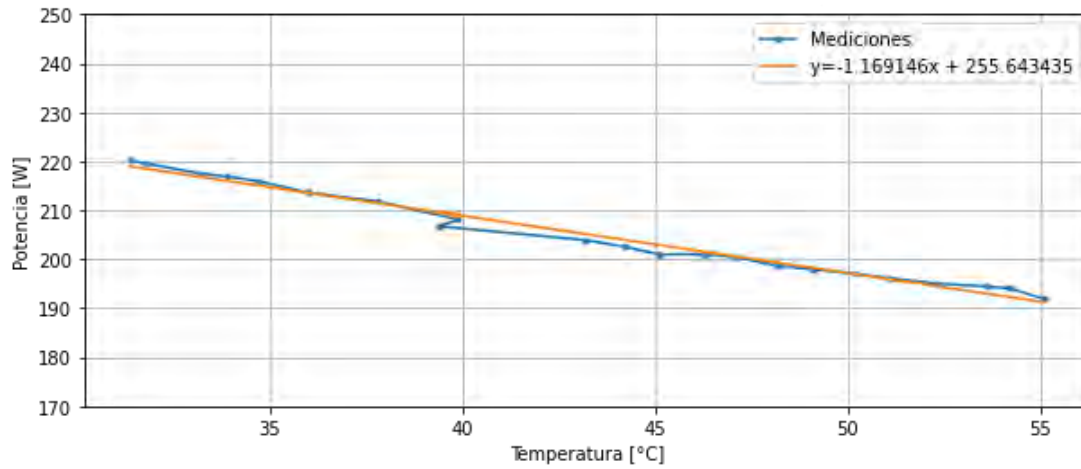


Figura 49: Ajuste lineal del coeficiente de temperatura de potencia P_{max}

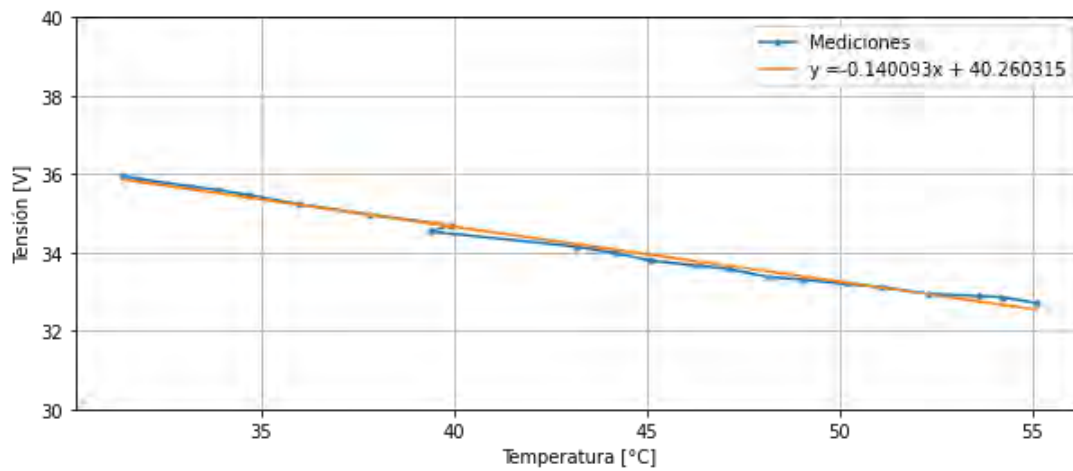


Figura 50: Ajuste lineal del coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto V_{oc}

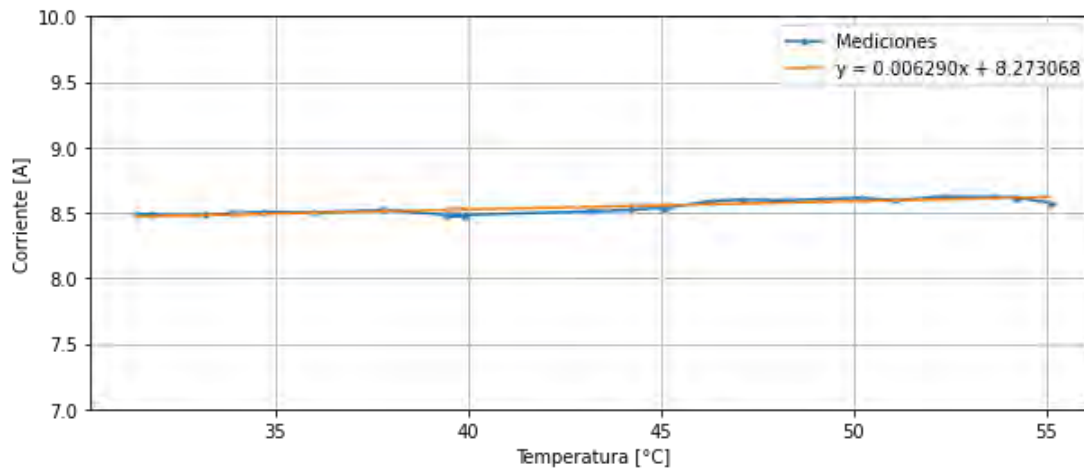


Figura 51: Ajuste lineal del coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito I_{sc}

De acuerdo con las Figuras 49, 50 y 51, y en la tabla 4, se muestra la comparación de los valores de los coeficientes de temperatura y los valores de los parámetros eléctricos a STC, que se tomaron de las mediciones realizadas a 1 de los 4 MFV de LDK con los datos proporcionados por el fabricante.

Tipo	Pmax [W]	Voc [V]	Isc [A]	$\Gamma[\frac{\%}{C}]$	$\beta[\frac{\%}{C}]$	$\alpha[\frac{\%}{C}]$
Fabricante	245	37.4	8.48	-0.47	-0.34	0.06
Mediciones	226.11	36.79	8.35	-0.57	-0.41	0.07
% de Δ	7.7	1.6	1.5	21.2	20.6	16.6

Tabla 4: Coeficientes de temperatura y parámetros eléctricos

3.4.6. 1er procedimiento de corrección basado en la Especificación Técnica IEC 60891

El primer procedimiento de esta norma emplea un método de corrección principalmente empírico, basado en el modelo ideal del diodo que describe el funcionamiento de la tecnología fotovoltaica. Se utilizan dos coeficientes de temperatura, α y β , que representan la variación de la corriente y tensión con temperatura.

También se requiere de 2 parámetros para la transformación de correcciones, que son la R_s resistencia en serie, y la κ , factor de corrección de la curva I-V. Los dos parámetros de corrección R_s y κ tienen en cuenta los cambios que pueden ocurrir en la forma de la curva I-V, presentando una diferencia de temperatura e irradiancia. Para la determinación del coeficiente κ , se utilizaron 3 curvas I-V trazadas al mismo valor de irradiancia y a distintas temperaturas del MFV.

Para realizar el 1er procedimiento de la *Especificación Técnica IEC 60891* se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$I_n = I_1 + I_{sc} \left(\frac{G_n}{G_1 - 1} \right) + \alpha(T_n - T_1) \quad (22)$$

$$V_n = V_1 - R_s(I_n - I_1) - \kappa * I_n(T_n - T_1) + \beta(T_n - T_1) \quad (23)$$

Donde:

I_1 y V_1 son el par de puntos medidos en la curva I-V.

I_n y V_n son el par de puntos de la curva I-V corregida.

G_1 es la irradiancia medida con la celda de referencia.

G_n es la irradiancia a STC $1000 \frac{W}{m^2}$.

T_1 es la temperatura medida por los termopares tipo T.

T_n es la temperatura a STC $25^\circ C$.

I_{sc} es la corriente de cortocircuito medida [A].

α es el coeficiente de temperatura de la corriente [$A/^\circ C$].

β es el coeficiente de temperatura de la tensión [$V/^\circ C$].

R_s es la resistencia en serie medida [Ω].

κ el factor de corrección de la curva I-V.

Usando el MFV LDK 101 con irradiancia de $1011 \frac{W}{m^2}$ y temperatura de $31.4 \text{ }^\circ\text{C}$ se determinó el primer método de corrección. En la Figura 52 se muestran ambas curvas bajo condiciones de medición y condiciones STC de prueba, y en la Tabla 5 se comparan los resultados obtenidos.

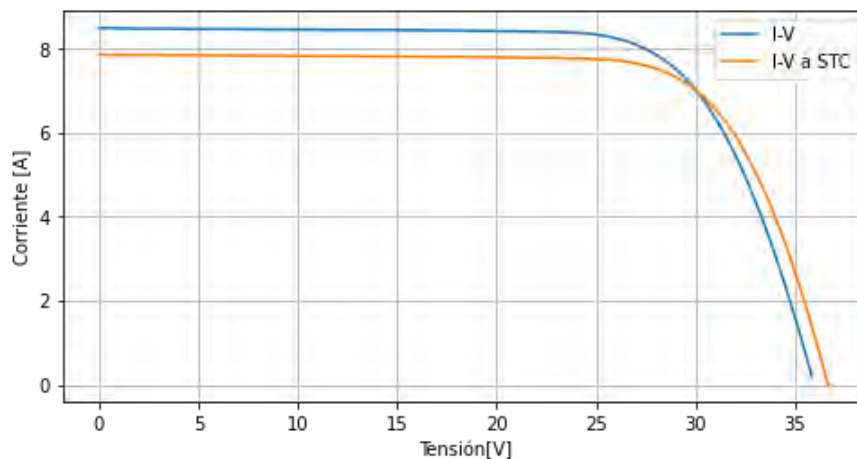


Figura 52: Curva I-V MFV 101 con el 1er método de corrección

Datos	P_{max} [W]	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]
Valor de Ficha Técnica (VFT)	245	37.4	8.48
Valor Corregido 1 (VC1)	212.46	36.79	7.85
Δ (VFT - VC1)	32.54	0.61	0.63
% de diferencia	13.28	1.6	7.4

Tabla 5: Resultados de la corrección por el 1er procedimiento IEC 60891

Ventajas de acuerdo a la *Especificación Técnica 60891*:

- Idóneo para correcciones de irradiancia dentro del rango de $\pm 40\%$ de la irradiancia a la que se determinó R_s .
- En dispositivos lineales con respecto a la irradiancia, cuenta con un rango más amplio de correcciones de irradiancia dentro del rango de $\pm 80\%$ de la irradiancia a la que se determinó R_s .
- Apropiado para correcciones de temperatura, siempre y cuando el nivel de irradiancia esté dentro del $\pm 30\%$ del nivel de irradiancia en el que se determinaron los coeficientes de temperatura.

Desventajas de acuerdo a la *Especificación Técnica 60891*:

- Supone superposición de corriente en todas las tensiones.
- En ocasiones se requiere de extrapolación para determinar el valor de V_{oc} , cuando la curva I-V no se mide en el régimen de corriente negativa.

- Es desacertado cuando el nivel de irradiancia medido supera el $\pm 30\%$ del nivel de irradiancia en el que se determinaron los coeficientes de temperatura.

Para el análisis de los MFV, se tomará en cuenta la corrección del 1er procedimiento, y en el anexo de D se agregan todas las curvas I-V corregidas a condiciones STC.

3.4.7. 2do procedimiento de corrección basado en la Especificaciones Técnicas IEC 60891

El 2do procedimiento utiliza un método semi-empírico, basado en el modelo ideal del diodo que describe el funcionamiento de la tecnología fotovoltaica. Se utilizan los 2 coeficientes de temperatura, α y β , para corriente y tensión. Además de igual manera se requieren de 3 parámetros para la transformación de correcciones, que son la R_s , resistencia en serie, la κ , factor de corrección de la curva I-V, y, a, el factor de corrección de la irradiancia.

Los primeros dos parámetros de corrección R_s y κ tienen en cuenta los cambios que pueden ocurrir en la forma de la curva I-V, presentando una diferencia de temperatura e irradiancia. El último parámetro de corrección a_1 , está relacionado con el tensión térmico del diodo de la unión p-n y el número de celdas que están conectadas en serie en el módulo.

El 2do procedimiento de la *Especificación Técnica IEC 60891* utiliza las siguientes ecuaciones:

$$I_n = I_1 [1 + \alpha_{ref}(T_n - T_1)] \left(\frac{G_n}{G_1}\right) \quad (24)$$

$$V_n = V_1 + V_{oc} [\beta_{ref}(T_n - T_1) + a_1 * \ln\left(\frac{G_n}{G_1}\right) + a_2 * \ln^2\left(\frac{G_n}{G_1}\right)] - R_s(I_n - I_1) - \kappa * I_n(T_n - T_1) \quad (25)$$

Donde:

I_1 y V_1 son el par de puntos medidos en la curva I-V.

I_n y V_n son el par de puntos de la curva I-V corregida.

G_1 es la irradiancia medida con la celda de referencia.

G_n es la irradiancia a STC $1000 \frac{W}{m^2}$.

T_1 es la temperatura medida por los termopares tipo T.

T_n es la temperatura a STC 25°C .

I_{sc} es la corriente de cortocircuito medida [A].

α_{rel} es el coeficiente de temperatura de la corriente [$\%/^\circ\text{C}$].

β_{rel} es el coeficiente de temperatura de la tensión [$\%/^\circ\text{C}$].

R_s es la resistencia en serie medida [Ω].

κ el factor de corrección de la curva I-V.

a_1 es el factor de corrección de irradiancia para el Voc que está relacionado con el tensión del diodo de la unión p-n y el número de celdas nS conectadas en serie en el MFV.

a_2 es el factor de corrección de irradiación para la tensión de circuito abierto que tiene en cuenta la linealidad de Voc con escala de irradiación.

La diferencia en el valor de los coeficientes temperatura entre el 1er y 2do procedimientos, es que para en el 2do se utilizan los coeficientes normalizados por el parámetro de rendimiento en condiciones

STC y son adimensionales.

Usando el MFV LDK 101 con irradiancia de $1011 \frac{W}{m^2}$ y temperatura de $31.4 \text{ }^\circ\text{C}$ se determinó el primer método de corrección. De igual manera en la Figura 53 se muestra la corrección del mismo MFV, y una Tabla 6 se comparan los valores de la ficha técnica.

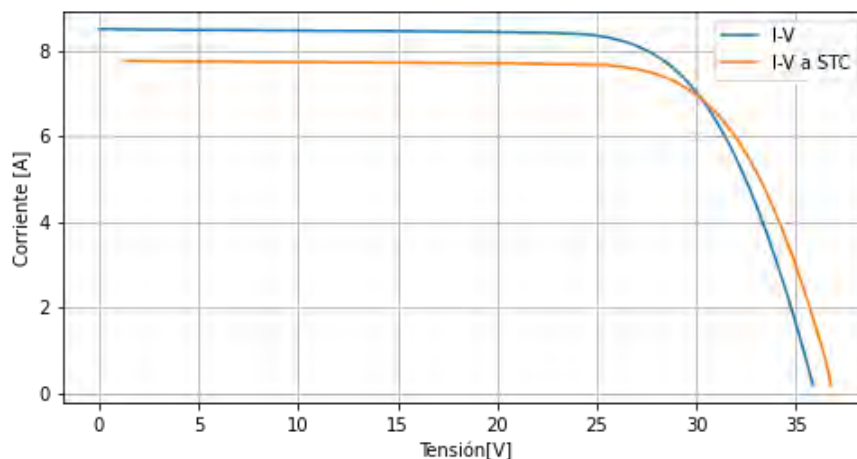


Figura 53: Curva I-V MFV 101 con el 2do método de corrección

Datos	P_{max} [W]	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]
Valor de Ficha Técnica (VFT)	245	37.4	8.48
Valor Corregido 2 (VC2)	210.27	36.73	7.74
Δ (VFT - VC2)	34.73	0.91	0.98
% de diferencia	13.28	1.6	7.4

Tabla 6: Resultados de la corrección por el 2do procedimiento de la IEC 60891

Ventajas de acuerdo a la *Especificación Técnica 60891*:

- Idóneo para correcciones de irradiancia dentro del rango de $\pm 40\%$ de la irradiancia a la que se determinó R_s .
- En dispositivos lineales con respecto a la irradiancia, cuenta con un rango más amplio de correcciones de irradiancia dentro del rango de $\pm 80\%$ de la irradiancia a la que se determinó R_s .
- Puede producir curvas I-V completas para correcciones de mayor irradiancia.
- Proporciona información para la comparación relativa de los parámetros como factor de idealidad y R_s .

Desventajas de acuerdo a la *Especificación Técnica 60891*:

- Requiere más parámetros (R_s , B1, B2) para realizar las correcciones.
- No recomendado para correcciones I-V sobre irradiancia que exceda el $\pm 40\%$ de la irradiancia objetivo, cuando el dispositivo bajo prueba tiene una corriente de fuga significativa.
- Para dispositivos no lineales (irradiancia), no es aconsejable cuando el nivel de irradiancia medido excede el $\pm 30\%$ del nivel de irradiancia en el que se determinaron los coeficientes de temperatura.

4. RESULTADOS

De acuerdo con la *Especificación Técnica IEC-TS 62804-1*, los resultados en las pruebas del PID se presentan para cada MFV, que cuenta con sus respectivas curvas I-V y P-V, parámetros eléctricos, imágenes de EL e IR.

Observando los valores de los parámetros eléctricos al finalizar los ensayos de PID, de manera general existe una degradación en todos los MFV, los grados de la degradación dependen del nivel de tensión al que fueron sometidos, y la cantidad de humedad que se encontraba en la cámara climática, ya que el factor de la temperatura se mantuvo en 45°C.

Los resultados obtenidos son respaldados por las imágenes de electroluminiscencia que se comparan a continuación. Generalmente, el fenómeno de PID, se hace presente cuando las celdas solares de los MFV ya no emiten luz en el fenómeno de recombinación en el estado de cortocircuito, la emisión de luz no puede ser captada por la cámara y las celdas solares oscuras confirman que el MFV está degradado. Para los MFV sometidos a 60 % de HR, podemos observar la relación de degradación con el marco metálico al estar más degradadas las celdas del contorno, mientras que para los MFV a 85 % de HR, están prácticamente apagados, confirmando que la degradación ha sido mucho mayor para ellos.

Por último se muestran las imágenes de infrarrojo antes y después de realizar las pruebas de PID. De igual manera las imágenes de infrarrojo nos confirman que para los MFV a 60 % de HR, la degradación por el PID está presente en las celdas solares más cercanas a los bordes metálicos del MFV, mientras que para los MFV a 85 % de HR, existe una uniformidad en todo el color del módulo debido a que casi todas las celdas están sin poder generar potencia.

4.1. Condiciones experimentales 500 V, 45 °C y 60 % HR

De acuerdo al procedimiento experimental descrito anteriormente, el MFV 101 fue confinado en la cámara climática manteniendo una temperatura constante de 45°C y una HR de 60%. Pasando el tiempo de estabilización recomendado por la norma, el MFV se sometió a un estrés eléctrico de 500V y fue mantenido bajo esas condiciones durante 96 horas. Posterior a ello, el MFV se dejó enfriar hasta llegar a la temperatura ambiente y se quitó el estrés eléctrico; y luego, el MFV fue sometido a la caracterización eléctrica mediante la medición de las curvas I-V, espectroscopía electroluminiscente y espectroscopía infrarroja.

En la Figura 54 y 55 se muestra el comportamiento de la curva I-V y P-V, del MFV bajo estudio y los resultados del experimento arrojan los siguientes datos calculados, los que se presentan en la Tabla 7 y 8, las cuales incluyen los valores antes del estrés eléctrico (AEE) y aquellos medidos y calculados posteriores al estrés eléctrico (PEE).

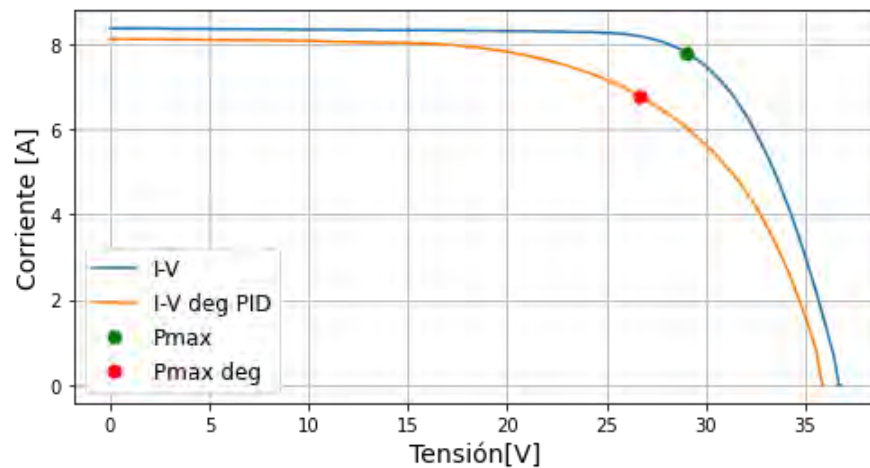


Figura 54: Curva I-V @STC MFV 101

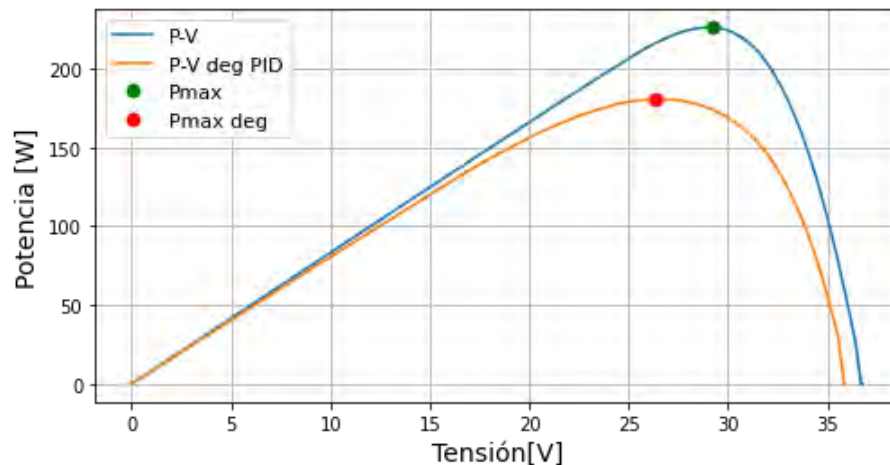


Figura 55: Curva P-V @STC MFV 101

MFV	Voc[V]	Isc[A]	Pmax[W]	Vmax[V]	Imax[A]
Antes del estrés eléctrico (AEE)	36.79	8.35	226.11	29.02	7.79
Posterior al estrés eléctrico (PEE)	35.91	8.11	180.69	26.69	6.77
Δ (AEE-PEE)	0.82	0.24	45.42	2.33	1.02
% de diferencia	2.2	2.8	20	8	13.1

Tabla 7: Parámetros eléctricos de MFV 101

MFV	Rs[Ω]	Rp [Ω]	ni	I0[A]
Antes del estrés eléctrico (AEE)	0.26	330.87	1.37	3.47e-07
Posterior al estrés eléctrico (PEE)	0.27	124.83	2.53	0.000833
Δ (AEE-PEE)	-0.014	206.05	-1.16	-0.000832
% de diferencia	-5.3	62.3	-85	2448.98

Tabla 8: Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial

En la Figura 56 se muestran las imágenes AEE y PEE. Como se puede observar, el MFV está integrado por 60 celdas, todas ellas se iluminan cuando se les aplica una corriente de 0-8.5 A, bajo condiciones de oscuridad. Después del estrés eléctrico, todas las celdas colocadas en la (C1,R1), así como las colocadas en (C6,R9) y (C6,R1) han dejado de emitir electroluminiscencia, mostrando que los caminos de recombinación antes mencionados también afectan dicho comportamiento y es indicativo de que las celdas que están colocadas cerca del marco de aluminio son las más afectadas.

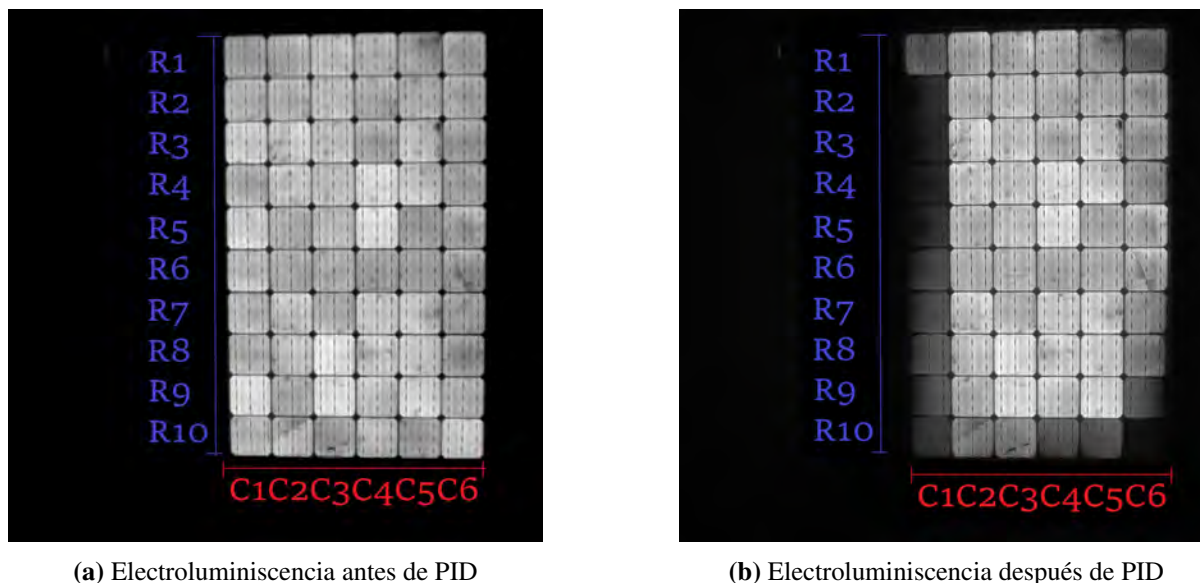


Figura 56: Imágenes de electroluminiscencia de MFV 101

La Figura 57 muestra imágenes en infrarrojo del MFV, AEE y PEE, las que fueron obtenidas al exponer al MFV a la luz solar bajo condiciones de I_{sc} . En éste caso no hay una evidencia visual que indique la aparición de puntos calientes asociados a la degradación por el potencial aplicado, por lo cual no se puede asociar algún efecto derivado del potencial aplicado.

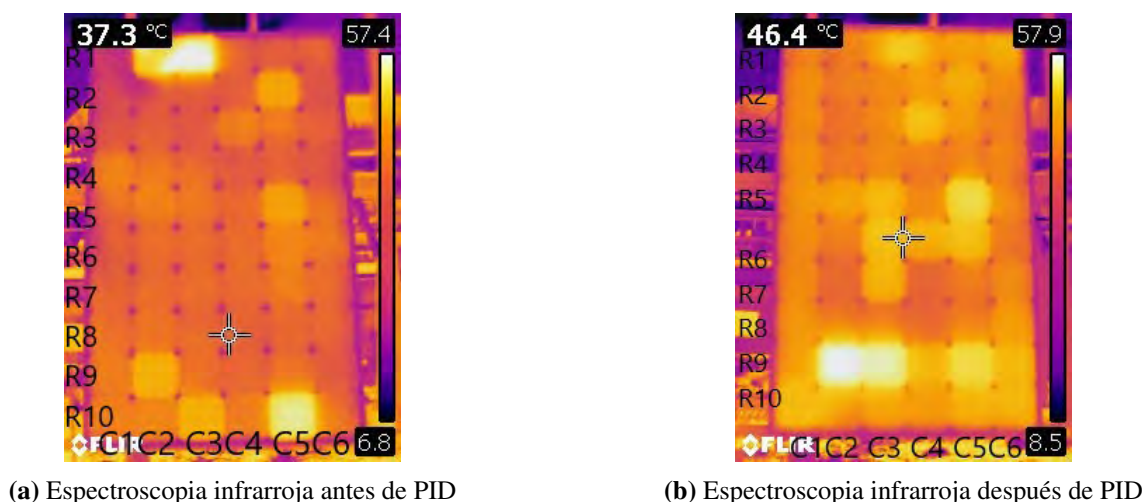


Figura 57: Imágenes infrarrojas de MFV 101

Al comparar los parámetros de generación eléctrica AEE con aquellos PEE, los cuales se presentan en la Tabla 7, se observan cambios significativos en dichos valores, teniéndose pérdidas que, en el caso de la potencia máxima, es del 20 %, la cual esta asociada a las pérdidas observadas tanto en la tensión (8 %) como en la corriente (13.1 %) en el punto de P_{max} .

En la Tabla 8 se presentan los valores de la R_s , R_p , n_i e I_0 del MFV analizado. La R_s muestra un ligero incremento posterior al estrés eléctrico indicando que la caída de tensión en ella es prácticamente la misma que antes del estrés eléctrico, lo cual es corroborado con la baja pérdida en el V_{oc} (2.2 %); en cambio la magnitud de R_p disminuye hasta un 62 % indicando que aparece una trayectoria adicional al proceso de generación que ocasiona pérdidas importantes para la corriente fotogenerada, lo cual ocasiona una pérdida del 13.1 %.

El incremento en el factor de idealidad de la unión P-N, n_i , nos indica que la recombinación de los electrones y huecos en el MFV, ha cambiado y al ser mayor que la cantidad anterior la calidad de la unión se vio afectada. Así mismo el incremento en la I_0 indica que hay una reducción en los centros donadores y receptores, que aparentemente han sido saturados por iones de Na^+ que han sido liberados por el efecto del potencial aplicado, dando como consecuencia que su valor se incremente hasta tres órdenes de magnitud que lo que propicia que la recombinación de los portadores fotogenerados este beneficiada por dichos centros aceptores y donadores [31].

4.2. Condiciones experimentales 500 V, 45°C y 85 % HR

El MFV 158 fue confinado en la cámara climática manteniendo una temperatura constante de 45°C y una HR de 85%. Pasando el tiempo de estabilización recomendado por la norma, el MFV se sometió a un estrés eléctrico de 500V y fue mantenido bajo esas condiciones durante 96 horas. Posterior a ello, el MFV se dejó enfriar hasta llegar a la temperatura ambiente y se quitó el estrés eléctrico; y luego, el MFV fue sometido a la caracterización eléctrica mediante la medición de las curvas I-V, espectroscopía electroluminiscente y espectroscopía infrarroja.

En la Figura 58 y 59 se muestra el comportamiento de la curva I-V y P-V, del MFV bajo estudio y los resultados del experimento arrojan los siguientes datos calculados, los que se presentan en las Tablas 9 y 10, las cuales incluyen los valores AEE y PEE.

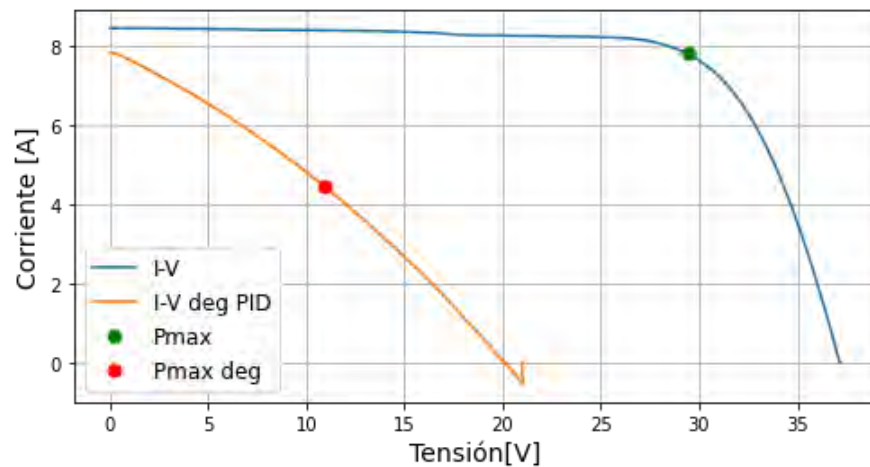


Figura 58: Curva I-V @STC MFV 158

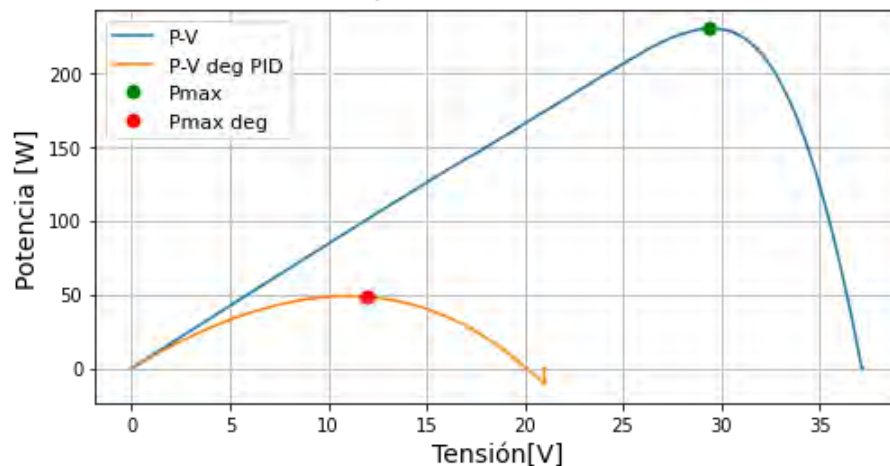


Figura 59: Curva P-V @STC MFV 158

MFV	Voc[V]	Isc[A]	Pmax[W]	Vmax[V]	Imax[A]
Antes del estrés eléctrico (AEE)	37.21	8.46	229.98	29.42	7.81
Posterior al estrés eléctrico (PEE)	21.02	7.84	48.76	10.94	4.44
Δ (AEE-PEE)	16.19	0.62	181.22	18.48	3.37
% de diferencia	43.5	7.3	78.7	62.8	43.1

Tabla 9: Parámetros eléctricos de MFV 158

MFV	Rs[Ω]	Rp [Ω]	ni	I0[A]
Antes del estrés eléctrico (AEE)	0.27	118.35	1.39	3.4e-07
Posterior al estrés eléctrico (PEE)	1.74	3.20	4.44	0.39
Δ (AEE-PEE)	-1.46	115.15	-3.05	-0.39
% de diferencia	525.1	97	219.4	1.1e7

Tabla 10: Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial

En la Figura 60 se muestran las imágenes AEE y PEE. Como se puede observar, el MFV está integrado por 60 celdas, todas ellas se iluminan cuando se les aplica una corriente de 0-8.5 A, bajo condiciones de oscuridad. Después del estrés eléctrico, el 91.6% de las celdas han dejado de emitir electroluminiscencia, únicamente 5 celdas siguen iluminándose. La condición de aumentar la humedad muestra que no solamente las celdas cerca del marco metálico se ven afectadas por el PID sino también las celdas ubicadas en el centro del MFV 158 sufrieron de degradación.

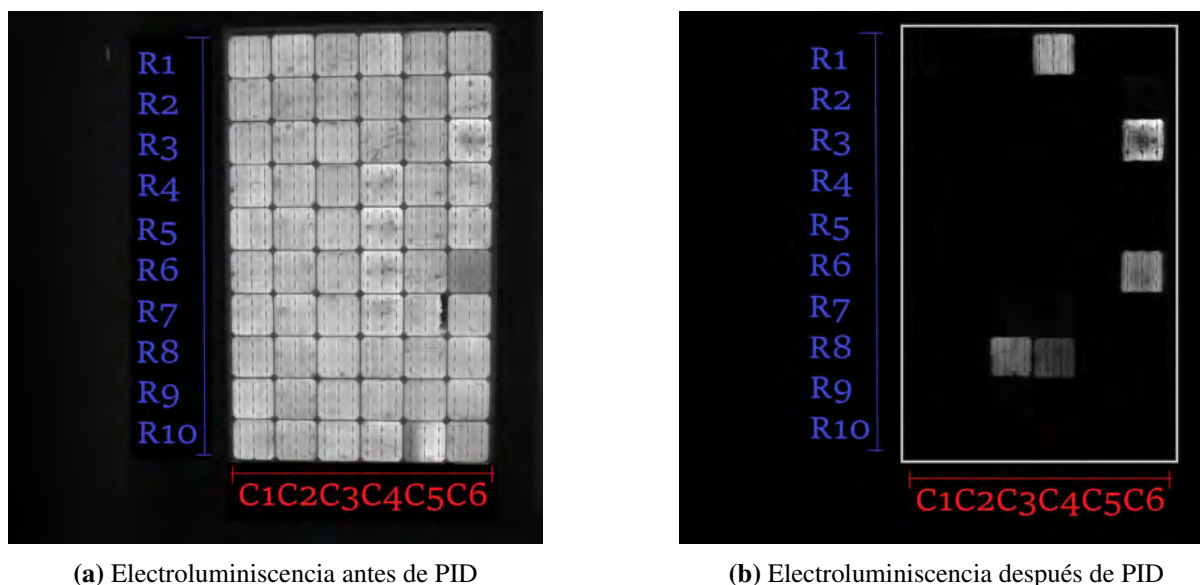
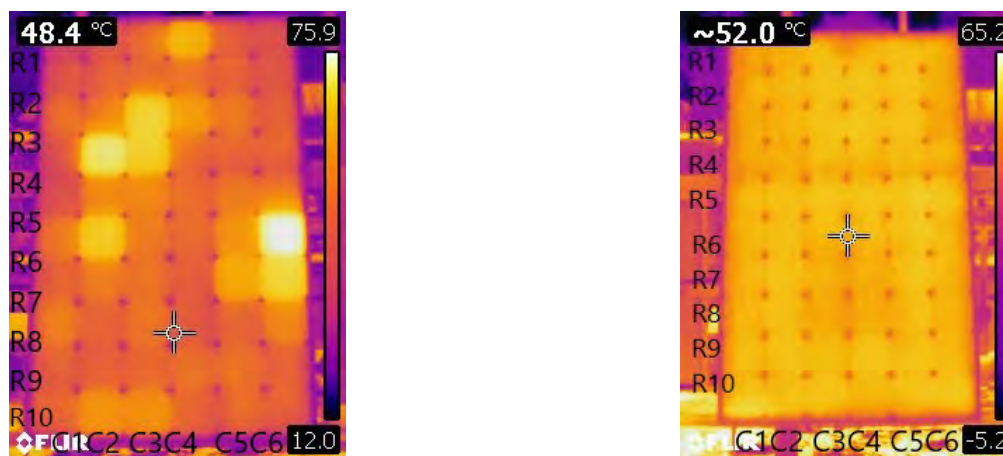


Figura 60: Imágenes de electroluminiscencia de MFV 158

La Figura 61 muestra imágenes en infrarrojo del MFV, AEE y PEE, las que fueron obtenidas al exponer al MFV a la luz solar bajo condiciones de Isc. En éste caso podemos confirmar que existe una degradación en todas las celdas solares del MFV 158, la imagen PEE, muestra una uniformidad en la tonalidad (temperatura) del mismo.



(a) Espectroscopia infrarroja antes de PID

(b) Espectroscopia infrarroja después de PID

Figura 61: Imágenes infrarrojas de MFV 158

Al comparar los parámetros de generación eléctrica AEE con aquellos PEE, los cuales se presentan en la Tabla 9, se observan cambios significativos en dichos valores, teniéndose pérdidas que, en el caso de la potencia máxima, es del 78.7 %, la cual esta asociada a las pérdidas observadas tanto en la tensión (62.8 %) como en la corriente (43.1 %) en el punto de P_{max} . En la Tabla 10 se presentan los valores de la R_s , R_p , n_i e I_0 del MFV analizado. La R_s muestra un gran incremento PEE, indicando que la caída de tensión en ella ha aumentado antes del estrés eléctrico, lo cual es corroborado con la pérdida en el V_{oc} (43.5 %); así mismo, la magnitud de R_p disminuye hasta un 97 % indicando que aparecen trayectorias adicionales al proceso de generación que ocasiona pérdidas importantes para la corriente fotogenerada, lo cual ocasiona una pérdida del 43.1 %. El incremento en el factor de idealidad de la unión P-N, n_i nos indica que la recombinación de los electrones y huecos en el MFV, ha cambiado y al ser mayor que la cantidad anterior la calidad de la unión se vio afectada. Así mismo el incremento en la I_0 indica que hay una reducción en los centros donadores y receptores, que aparentemente han sido saturados por iones de Na^+ que han sido liberados por el efecto del potencial aplicado, dando como consecuencia que su valor se incremente hasta siete órdenes de magnitud que lo que propicia que la recombinación de los portadores fotogenerados este beneficiada por dichos centros aceptores y donadores [31].

4.3. Condiciones experimentales 1000 V, 45 °C y 60 % HR

El MFV 658 fue confinado en la cámara climática manteniendo una temperatura constante de 45°C y una HR de 60%. Pasando el tiempo de estabilización recomendado por la norma, el MFV se sometió a un estrés eléctrico de 1000V y fue mantenido bajo esas condiciones durante 96 horas. Posterior a ello, el MFV se dejó enfriar hasta llegar a la temperatura ambiente y se quitó el estrés eléctrico; y luego, el MFV fue sometido a la caracterización eléctrica mediante la medición de las curvas I-V, espectroscopía electroluminiscente y espectroscopía infrarroja.

En la Figura 62 y 63 se muestra el comportamiento de la curva I-V y P-V, del MFV bajo estudio y los resultados del experimento arrojan los siguientes datos calculados, los que se presentan en la Tabla 11 y 12, las cuales incluyen los valores antes del estrés eléctrico (AEE) y aquellos medidos y calculados posteriores al estrés eléctrico (PEE).

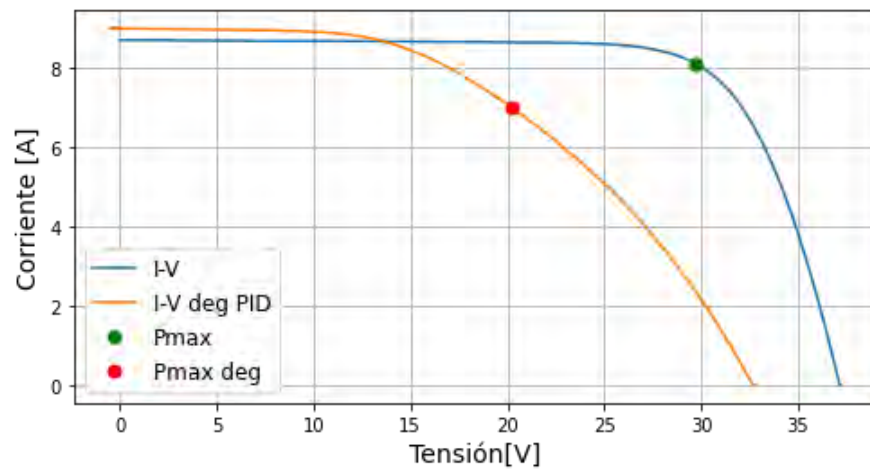


Figura 62: Curva I-V @STC MFV 658

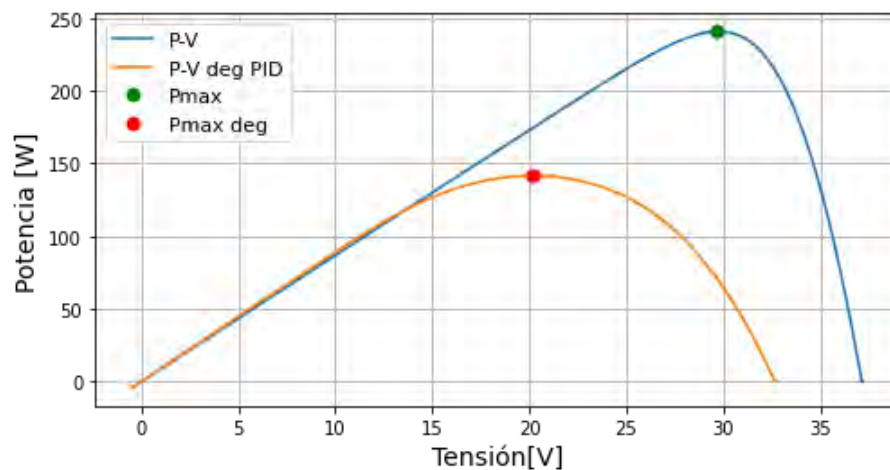


Figura 63: Curva P-V @STC MFV 658

MFV	Voc[V]	Isc[A]	Pmax[W]	Vmax[V]	Imax[A]
Antes del estrés eléctrico (AEE)	36.6	8.69	240	29.68	8.11
Posterior al estrés eléctrico (PEE)	32.82	8.99	141.63	20.207	7
Δ (AEE-PEE)	3.78	-0.3	98.37	9.48	1.11
% de diferencia	10	3.4	41	32	13.7

Tabla 11: Parámetros eléctricos de MFV 658

MFV	Rs[Ω]	Rp [Ω]	ni	I0[A]
Antes del estrés eléctrico (AEE)	0.265	400.72	1.24	4.72e-07
Posterior al estrés eléctrico (PEE)	0.668	36.39	3.29	0.013
Δ (AEE-PEE)	-0.4	364.33	2.05	-0.0129
% de diferencia	150.9	90.9	165	2.7e4

Tabla 12: Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial

En la Figura 64 se muestran las imágenes AEE y PEE. Como se puede observar, el MFV está integrado por 60 celdas, todas ellas se iluminan cuando se les aplica bajo condiciones de oscuridad una corriente de 0-8.5 A. Después del estrés eléctrico, todas las celdas colocadas en la (C1,R1) y (C6,R10) así han dejado de emitir electroluminiscencia, mostrando que los caminos de recombinación antes mencionados también afectan dicho comportamiento y es indicativo de que las celdas que están colocadas cerca del marco de aluminio son las más afectadas.

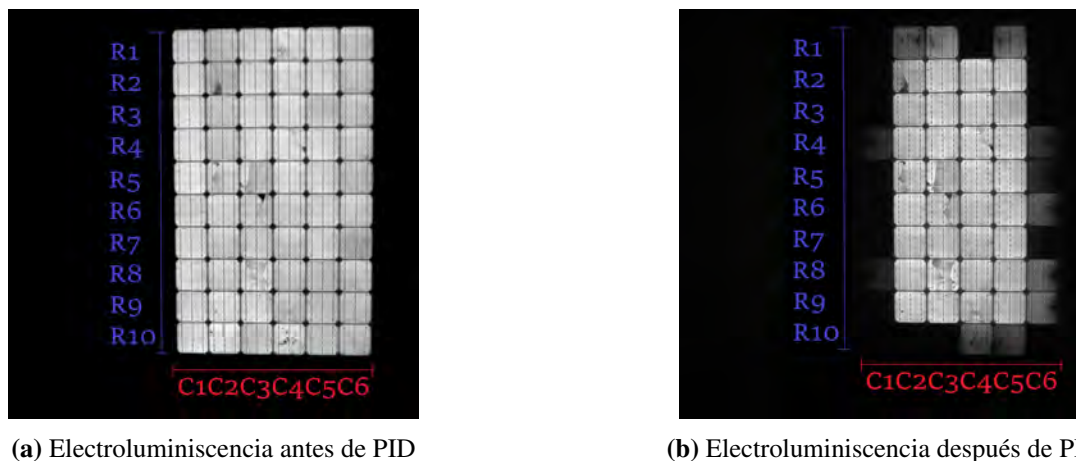
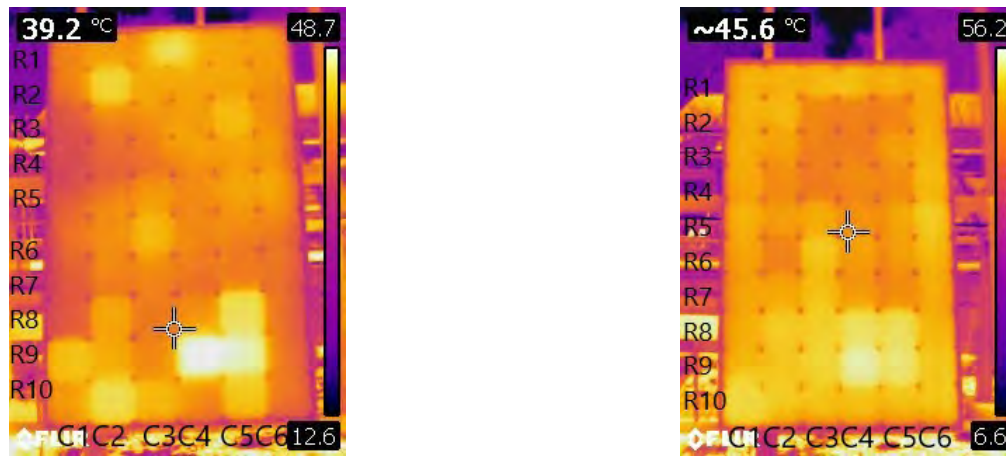


Figura 64: Imágenes de electroluminiscencia de MFV 658

La Figura 65 muestra imágenes en infrarrojo del MFV, AEE y PEE, las que fueron obtenidas al exponer al MFV a la luz solar bajo condiciones de I_{sc} . En éste caso no hay una evidencia visual que indique la aparición de puntos calientes asociados a la degradación por el potencial aplicado, por lo cual no se puede asociar algún efecto derivado del potencial aplicado.



(a) Espectroscopia infrarroja antes de PID

(b) Espectroscopia infrarroja después de PID

Figura 65: Imágenes infrarrojas de MFV 658

Al comparar los parámetros de generación eléctrica AEE con aquellos PEE, los cuales se presentan en la Tabla 11, se observan cambios significativos en dichos valores, teniéndose pérdidas que, en el caso de la potencia máxima, es del 41 %, la cual esta asociada a las pérdidas observadas tanto en la tensión (32 %) como en la corriente (13.7 %) en el punto de P_{max} . En la Tabla 12 se presentan los valores de la R_s , R_p , n_i e I_0 del MFV analizado. La R_s muestra un gran incremento posterior al estrés eléctrico indicando que la caída de tensión en ella ha la misma que antes del estrés eléctrico, lo cual es corroborado con la baja pérdida en el V_{oc} (10 %); en cambio la magnitud de R_p disminuye hasta un 90 % indicando que aparece una trayectoria adicional al proceso de generación que ocasiona pérdidas importantes para la corriente fotogenerada, lo cual ocasiona una pérdida del 13.7 %. El incremento en el factor de idealidad de la unión P-N, n_i , nos indica que la recombinación de los electrones y huecos en el MFV, ha cambiado y al ser mayor que la cantidad anterior la calidad de la unión se vio afectada. Así mismo el incremento en la I_0 indica que hay una reducción en los centros donadores y receptores, que aparentemente han sido saturados por iones de Na^+ que han sido liberados por el efecto del potencial aplicado, dando como consecuencia que su valor se incremente hasta cuatro órdenes de magnitud que lo que propicia que la recombinación de los portadores fotogenerados este beneficiada por dichos centros aceptores y donadores [31].

4.4. Condiciones experimentales 1000 V, 45°C y 85 % HR

El MFV 806 fue confinado en la cámara climática manteniendo una temperatura constante de 45°C y una HR de 85%. Pasando el tiempo de estabilización recomendado por la norma, el MFV se sometió a un estrés eléctrico de 1000V y fue mantenido bajo esas condiciones durante 96 horas. Posterior a ello, el MFV se dejó enfriar hasta llegar a la temperatura ambiente y se quitó el estrés eléctrico; y luego, el MFV fue sometido a la caracterización eléctrica mediante la medición de las curvas I-V, espectroscopía electroluminiscente y espectroscopía infrarroja.

En la Figura 66 y 67 se muestra el comportamiento de la curva I-V y P-V, del MFV bajo estudio y los resultados del experimento arrojan los siguientes datos calculados, los que se presentan en las Tablas 13 y 14, las cuales incluyen los valores AEE y PEE.

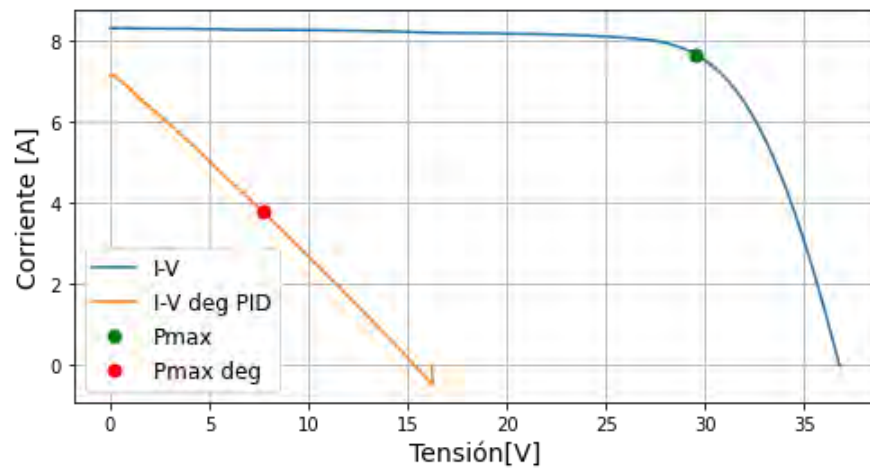


Figura 66: Curva I-V @STC MFV 806

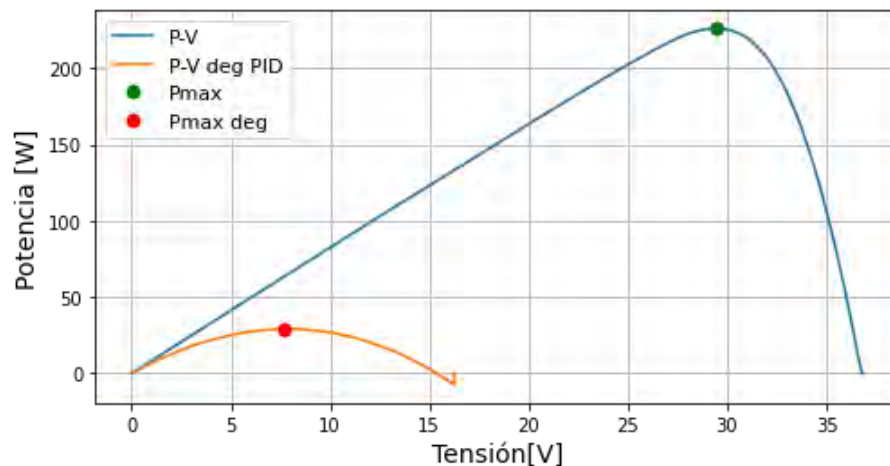


Figura 67: Curva P-V @STC MFV 806

MFV	Voc[V]	Isc[A]	Pmax[W]	Vmax[V]	Imax[A]
Antes del estrés eléctrico (AEE)	36.83	8.29	226.0	29.487	7.664
Posterior al estrés eléctrico (PEE)	16.26	7.15	29.11	7.894	3.784
Δ (AEE-PEE)	20.57	1.14	196.89	21.59	3.88
% de diferencia	55.8	13.7	87.1	73.2	50.6

Tabla 13: Parámetros eléctricos de MFV 806

MFV	Rs[Ω]	Rp [Ω]	ni	I0[A]
Antes del estrés eléctrico (AEE)	0.287	150.510	1.257	5.001e-08
Posterior al estrés eléctrico (PEE)	1.188	2.226	4.6	0.808
Δ (AEE-PEE)	-0.9	148.29	3.34	-0.807
% de diferencia	321.4	98.5	265.7	1.6e6

Tabla 14: Parámetros eléctricos calculados por el modelo de doble exponencial

En la Figura 68 se muestran las imágenes AEE y PEE. Como se puede observar, el MFV está integrado por 60 celdas, todas ellas se iluminan cuando se les aplica bajo condiciones de oscuridad una corriente de 0-8.5 A. Después del estrés eléctrico, todas las celdas del MFV dejaron de emitir luz a excepción de una, ubicada en (C6,R7). El 99% de las celdas solares han dejado de emitir electroluminiscencia, mostrando que los caminos de recombinación antes mencionados también afectan dicho comportamiento y es indicativo que tanto las celdas que están colocadas cerca del marco de aluminio, como las ubicadas en el centro del MFV son afectadas.

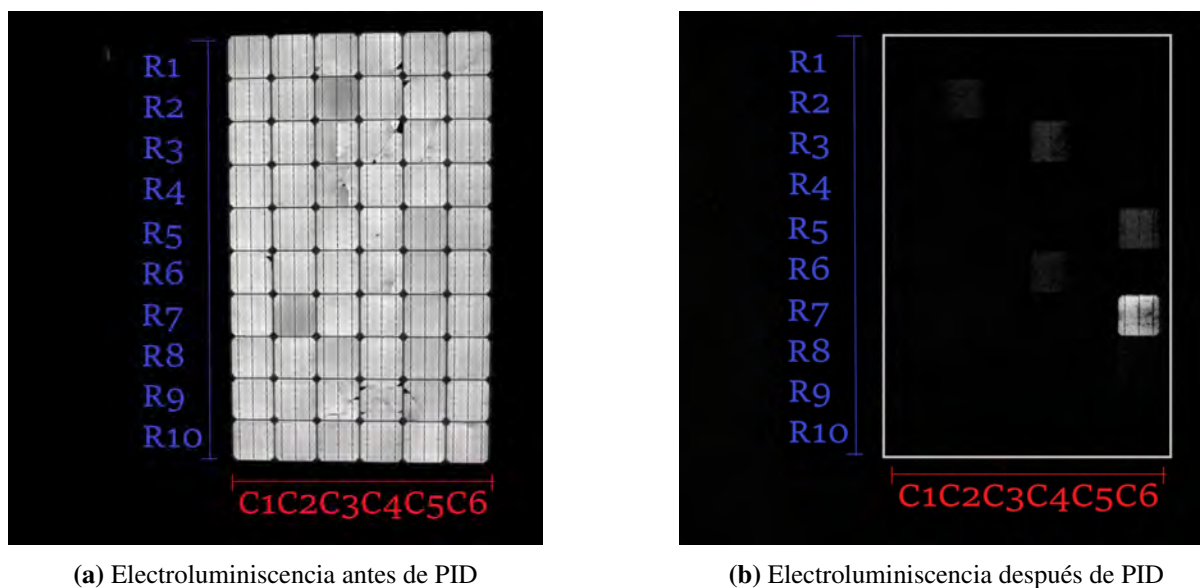
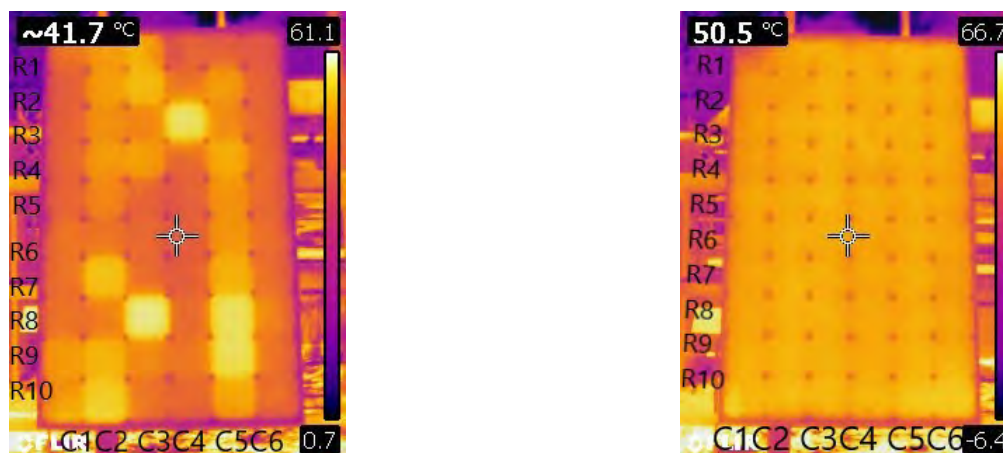


Figura 68: Imágenes de electroluminiscencia de MFV 806

La Figura 69 muestra imágenes en infrarrojo del MFV, AEE y PEE, las que fueron obtenidas al exponer al MFV a la luz solar bajo condiciones de I_{sc} . En éste caso podemos confirmar que existe una degradación en todas las celdas solares del MFV 806, la imagen PEE, muestra una uniformidad en la

tonalidad(temperatura) del mismo.



(a) Espectroscopia infrarroja antes de PID

(b) Espectroscopia infrarroja después de PID

Figura 69: Imágenes infrarrojas de MFV 806

Al comparar los parámetros de generación eléctrica AEE con aquellos PEE, los cuales se presentan en la Tabla 13, se observan cambios significativos en dichos valores, teniéndose pérdidas que, en el caso de la potencia máxima, es del 87.1 %, la cual esta asociada a las pérdidas observadas tanto en el tensión (73.2 %) como en la corriente (50.6 %) en el punto de P_{max} . En la Tabla 14 se presentan los valores de la R_s , R_p , n_i e I_0 del MFV analizado. La R_s muestra un gran incremento PEE, indicando que la caída de tensión en ella ha aumentado antes del estrés eléctrico, lo cual es corroborado con la pérdida en el V_{oc} (55.8 %); así mismo, la magnitud de R_p disminuye hasta un 98.5 % indicando que aparecen trayectorias adicionales al proceso de generación que ocasiona pérdidas importantes para la corriente fotogenerada, lo cual ocasiona una pérdida del 50.6 %. El incremento en el factor de idealidad de la unión P-N, n_i , nos indica que la recombinación de los electrones y huecos en el MFV, ha cambiado y al ser mayor que la cantidad anterior la calidad de la unión se vio afectada. Así mismo el incremento en la I_0 indica que hay una reducción en los centros donadores y receptores, que aparentemente han sido saturados por iones de Na^+ que han sido liberados por el efecto del potencial aplicado, dando como consecuencia que su valor se incremente hasta siete órdenes de magnitud que lo que propicia que la recombinación de los portadores fotogenerados este beneficiada por dichos centros aceptores y donadores [31].

5. CONCLUSIONES

En este trabajo se evaluó el efecto del fenómeno de degradación inducida por el potencial eléctrico en el interior de una cámara climática de condiciones controladas, a 4 MFV de similares características eléctricas y mecánicas, basándose en *Especificación Técnica IEC TS 62804-1: Test methods for the detection of potential-induced degradation – Part 1: Crystalline silicon*. Los parámetros de humedad y nivel de tensión, son determinantes en el grado de degradación que sufren los MFV. La caracterización inicial se hizo de acuerdo al procedimiento de la norma *IEC 61215: Design qualification and type approval – Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules*, para obtener los valores de los parámetros eléctricos y compararlos mediante curvas I-V, curvas P-V, y los valores del modelo de doble exponencial de 7 parámetros. Así mismo el grado de degradación fue verificado con las imágenes de electroluminiscencia e infrarrojas. La proporción de degradación a una misma temperatura (NOCT o NOMT) pero con diferentes niveles de tensión y humedad, se puede relacionar con su magnitud y la conductividad que existe en el ambiente, aunque no cuentan con un comportamiento totalmente lineal.

La caracterización de la cámara climática representa la validación de las pruebas de PID. Las variaciones de temperatura y de humedad a lo largo de los experimentos corresponden con lo que pide la normativa IEC, a pesar de lo anterior, al contar con la cámara de experimentación en el exterior, las condiciones ambientales durante las etapas del día (amanecer y anochecer) influyen en el comportamiento al interior, por lo que se tomaron medidas adicionales como cubrir la cámara climática con una malla sobra que limita la ganancia de temperatura por la incidencia solar durante el día y además durante las noches aísla en cierta medida para evitar los cambios de temperatura con el exterior.

De acuerdo con los resultados, podemos definir el grado de la degradación que tuvo cada MFV, mostrando primero el efecto ocasionado al nivel de tensión de 1000 V y después al nivel de tensión de 500 V.

- MFV 806 con un estrés de 1000 V, 96 h en la cámara climática a 45°C y 85 % de HR, presentó una degradación del 87 % respecto a la potencia inicial generada.
- MFV 658 con un estrés de 1000 V, 96 h en la cámara climática a 45°C y 60 % de HR, presentó una degradación del 41 % respecto a la potencia inicial generada.
- MFV 158 con un estrés de 500 V, 96 h en la cámara climática a 45°C y 85 % de HR, presentó una degradación del 79 % respecto a la potencia inicial generada.
- MFV 101 con un estrés de 500V, 96 h en la cámara climática a 45°C y 60 % de HR, presentó una degradación del 20 % respecto a la potencia inicial generada.

La relación que se observa mediante el análisis de las condiciones en las pruebas es que, si bien existe una mayor degradación cuando tenemos las pruebas de 85 % de HR por aumentar la conductividad en la superficie de los MFV, el nivel de tensión al que se someten los MFV también tiene su repercusión en la degradación por PID, existe cerca de un 20 % de diferencia en la producción de potencia para los MFV que se sometieron a las primeras condiciones de 60 % de HR, mientras que para los MFV a 85 % de HR, la diferencia por el nivel de tensión es de un 8 %.

Dados estos resultados, se puede comentar que para el caso de las grandes plantas FV instaladas en el territorio mexicano, que se han diseñadas con cadenas FV cuya tensión eléctrica supera los 1,000 V y

que están instaladas en climas desérticos, con HR bajas pero con temperaturas de operación superiores a los 60°C (valores típicos de 65°C), o en climas cálidos-subhúmedos en donde la HR ronda el 60% (en el caso de Guerrero o Veracruz), o bien en climas cálidos-húmedo (en el caso de Yucatán) en donde la HR es superior al 60% con temperaturas de operación típicas de 60°C, la probabilidad de que el fenómeno PID se presente es muy alta. Este estudio puede dar la pauta a los administradores de dichas plantas de generación a tomar las medidas apropiadas para mitigar los efectos del PID que se puede presentar en ellas.

6. ANEXOS

A. Caracterización de temperatura en cámara climática

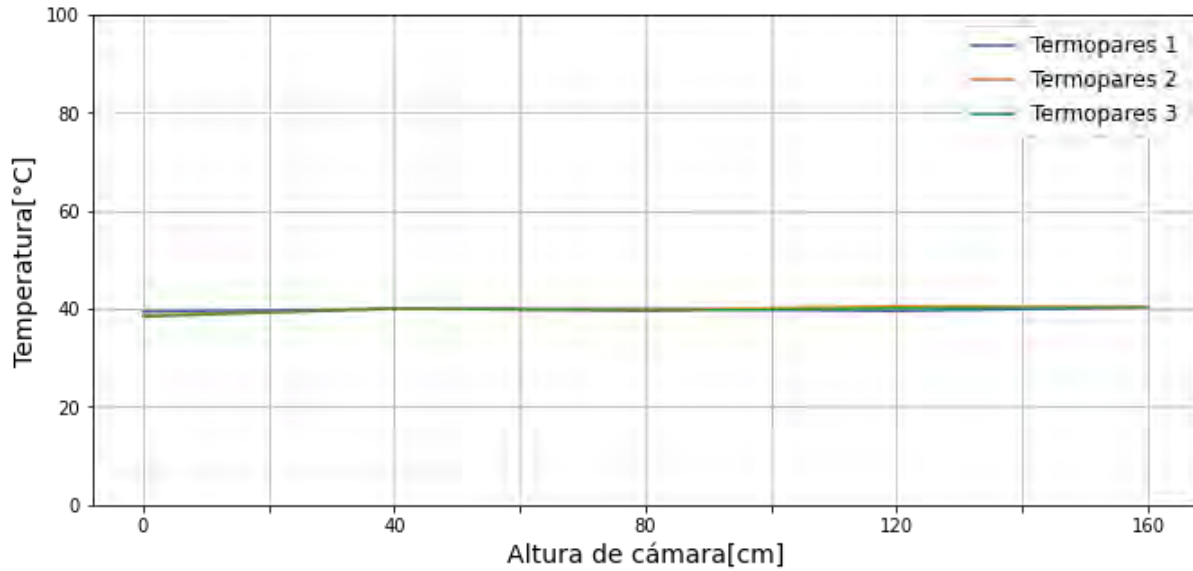


Figura 70: Caracterización de temperatura 40°C al interior de la cámara climática

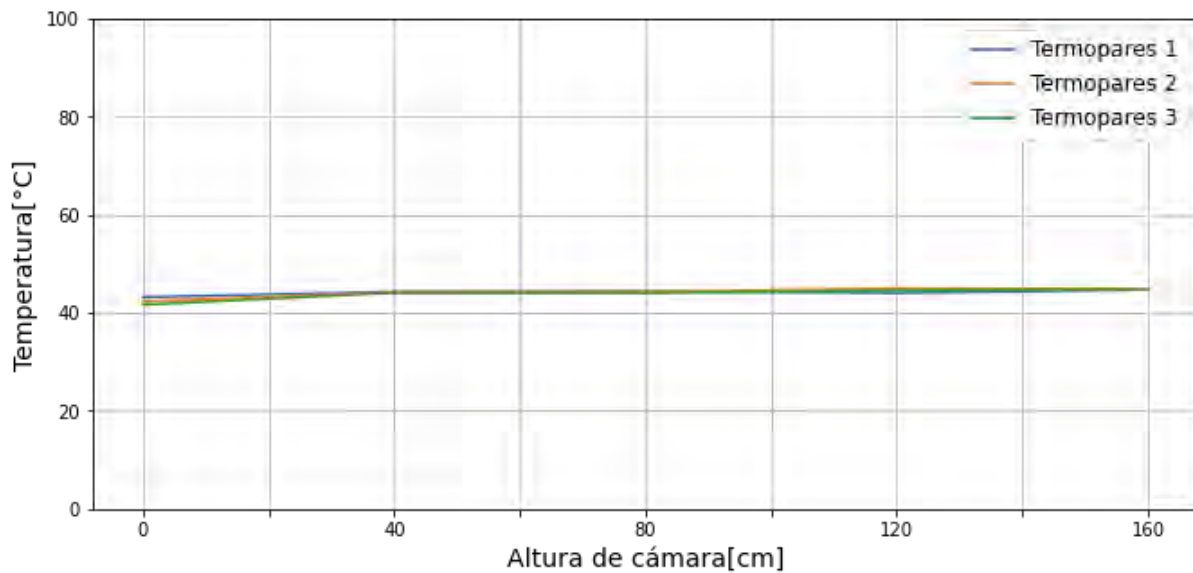


Figura 71: Caracterización de temperatura 45°C al interior de la cámara climática

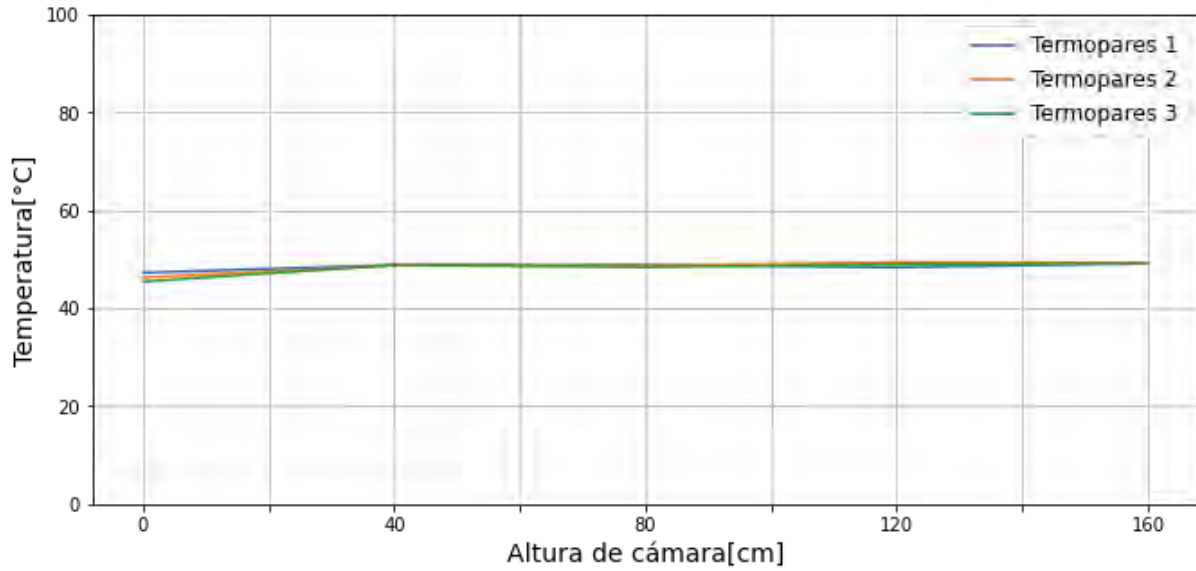


Figura 72: Caracterización de temperatura 50°C al interior de la cámara climática

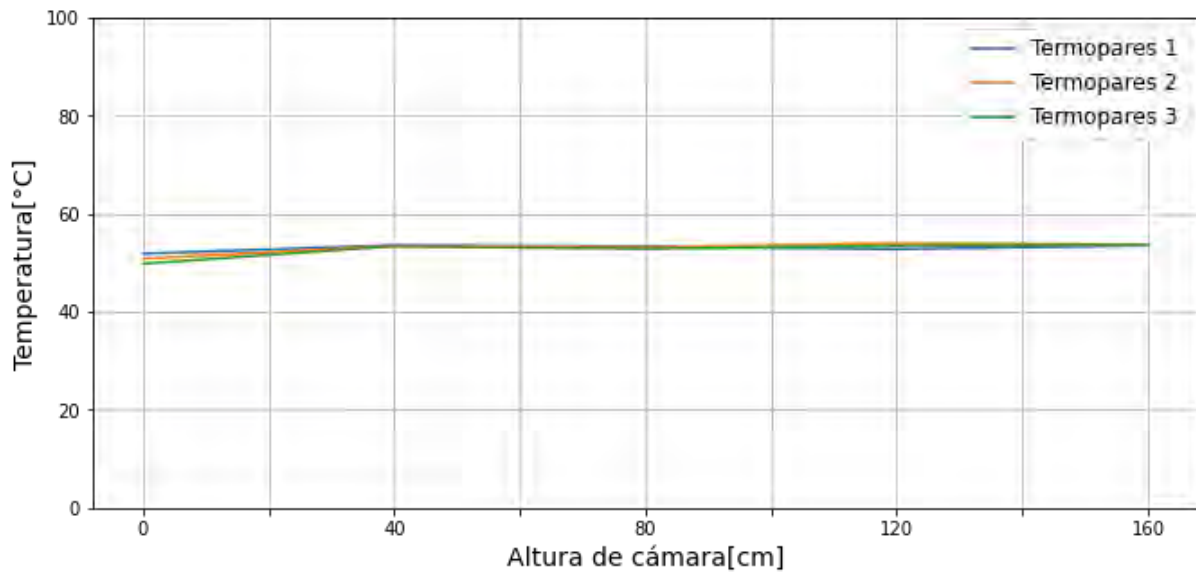


Figura 73: Caracterización de temperatura 55°C al interior de la cámara climática

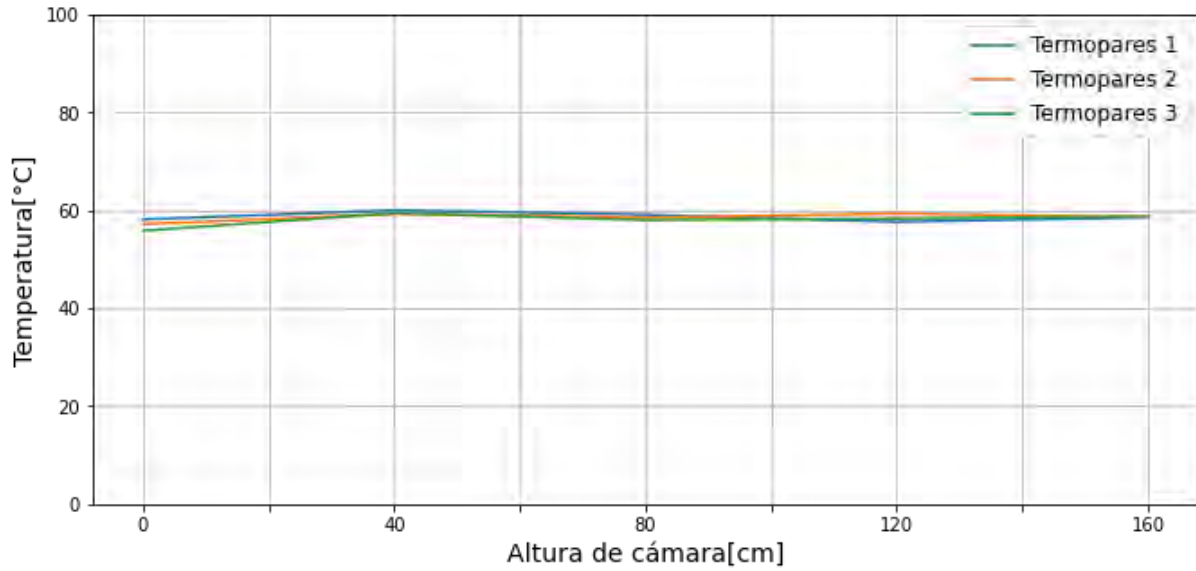


Figura 74: Caracterización de temperatura 60°C al interior de la cámara climática

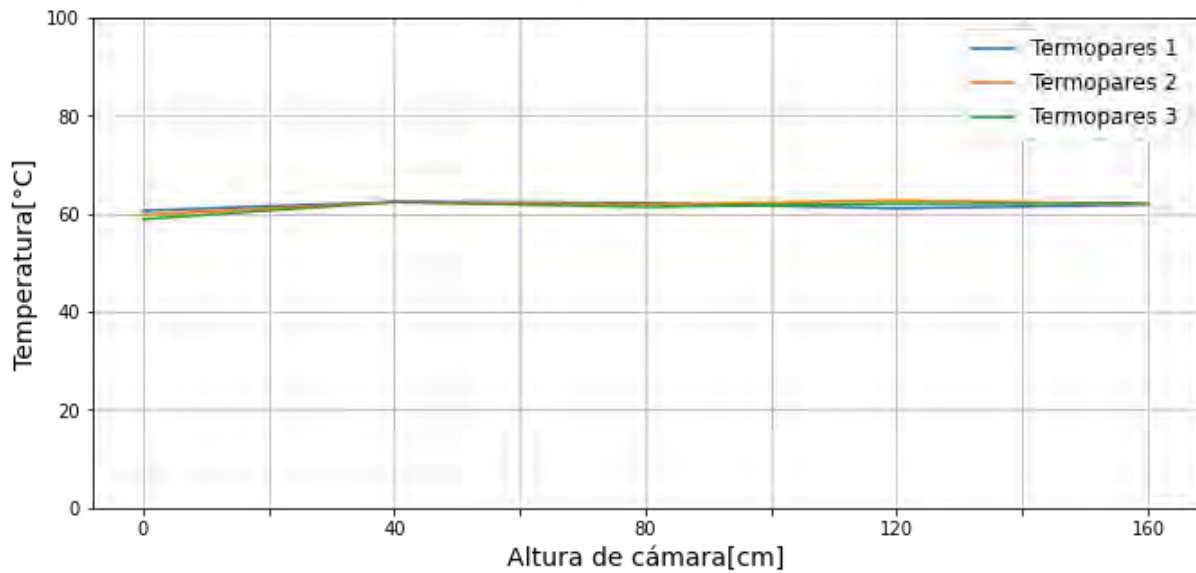


Figura 75: Caracterización de temperatura 65°C al interior de la cámara climática

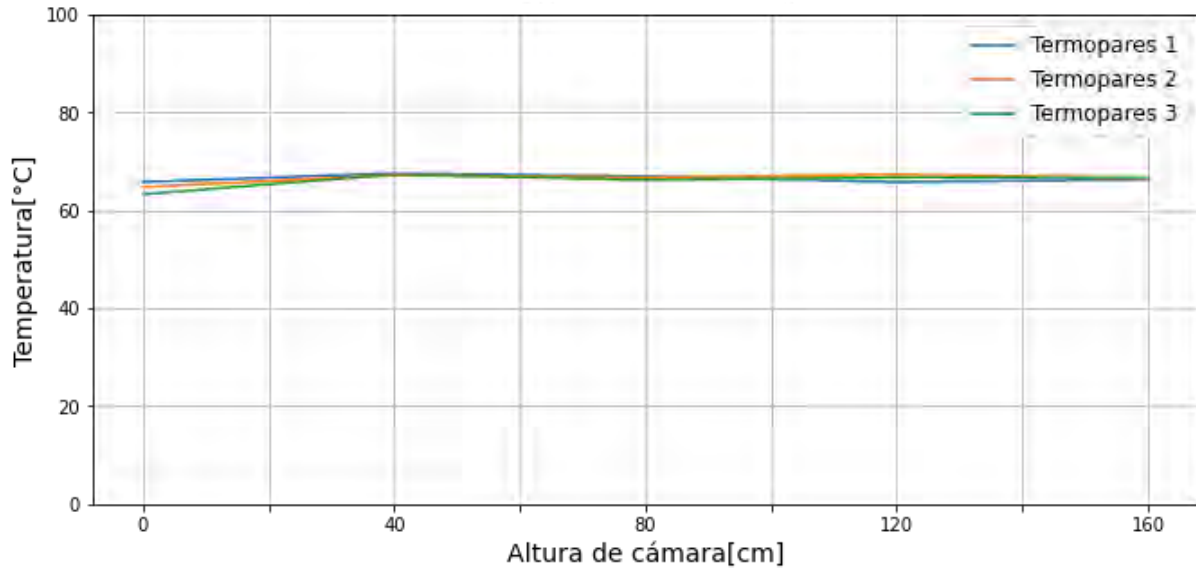


Figura 76: Caracterización de temperatura 70°C al interior de la cámara climática

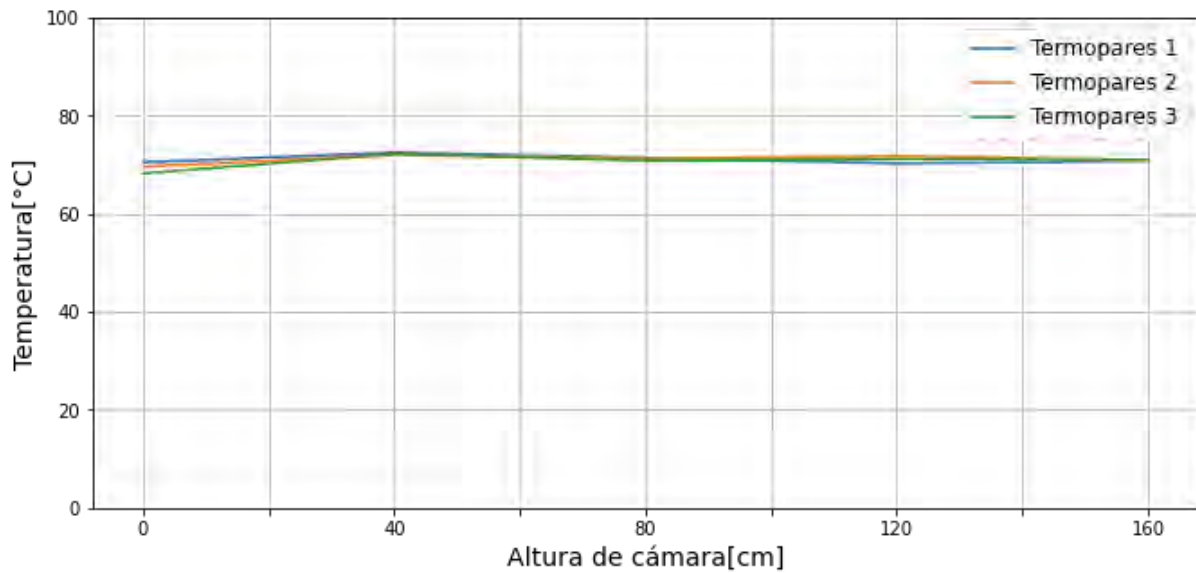


Figura 77: Caracterización de temperatura 75°C al interior de la cámara climática

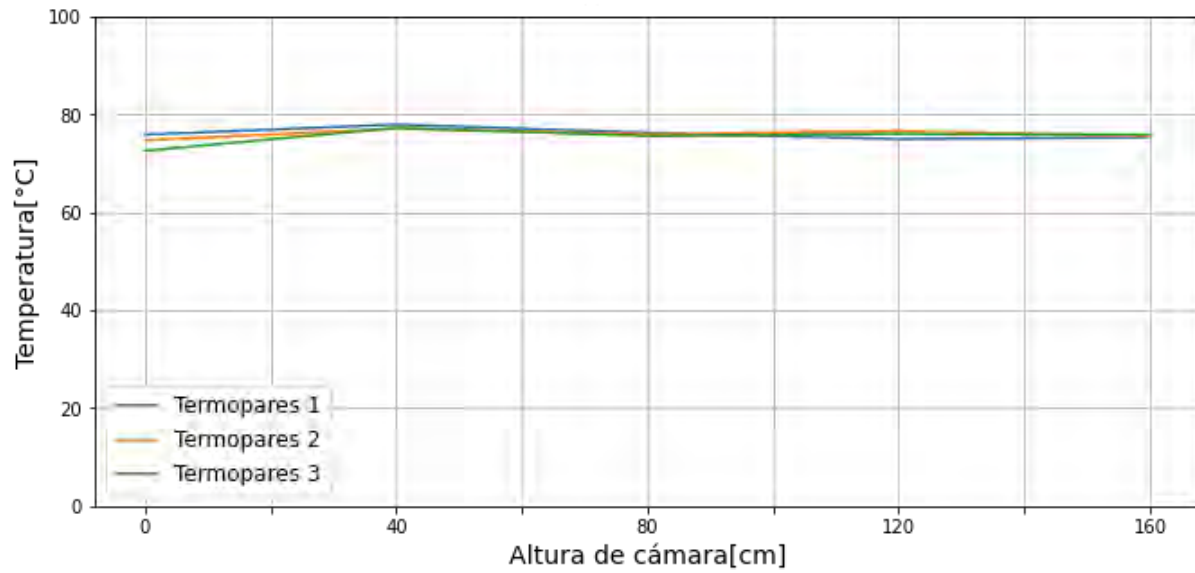


Figura 78: Caracterización de temperatura 80°C al interior de la cámara climática

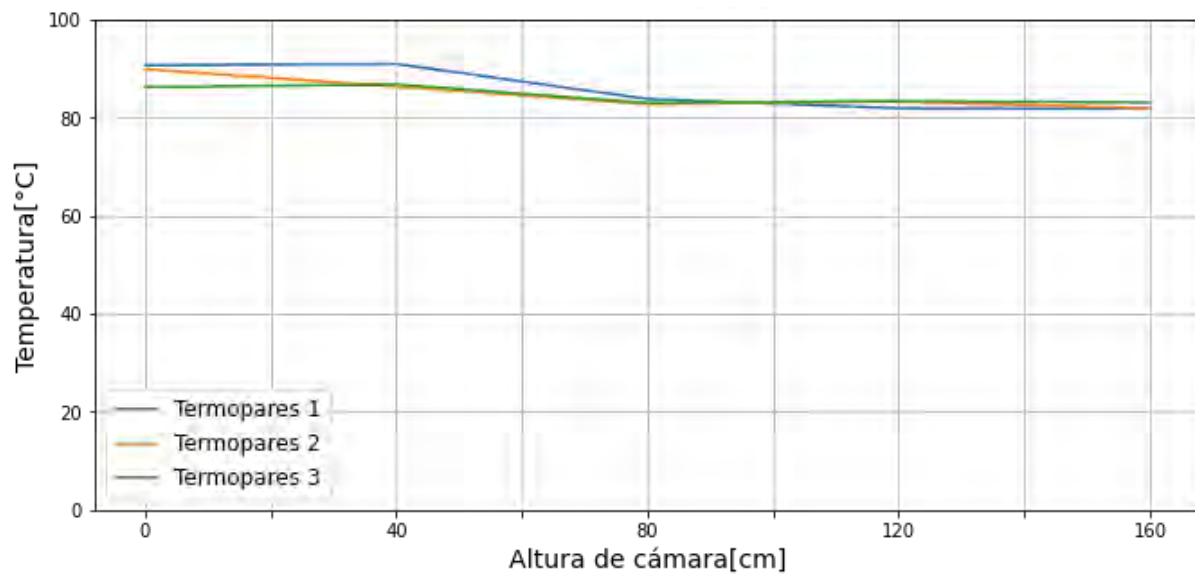
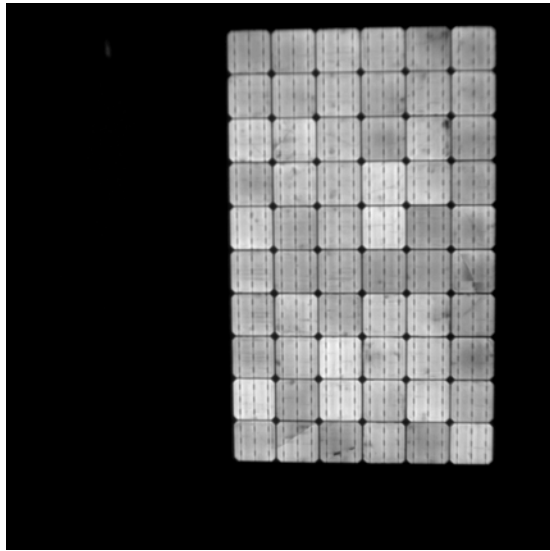


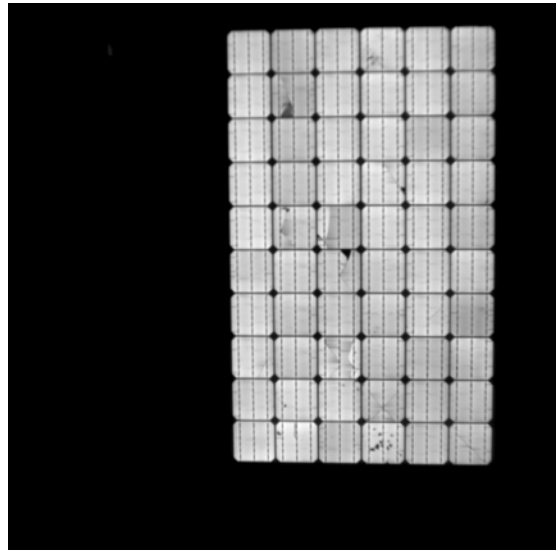
Figura 79: Caracterización de temperatura 85°C al interior de la cámara climática

B. Figuras de electroluminiscencia

B.1. Antes de prueba PID

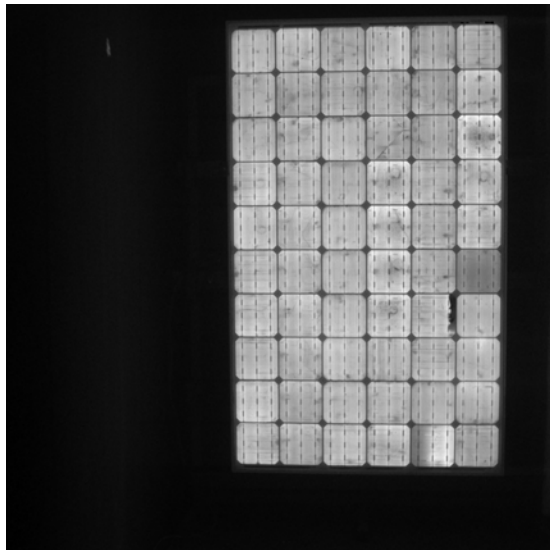


(a) Imagen de EL MFV no. 101

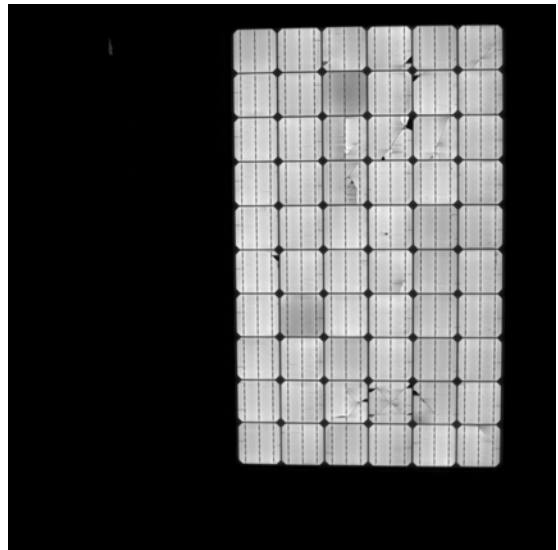


(b) Imagen de EL MFV no. 658

Figura 80: Imágenes de electrolumiscencia MFV 101 y MFV 658



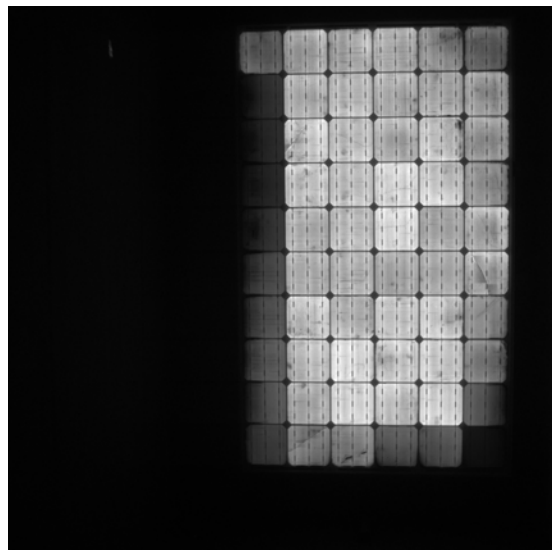
(a) Imagen de EL MFV no. 158



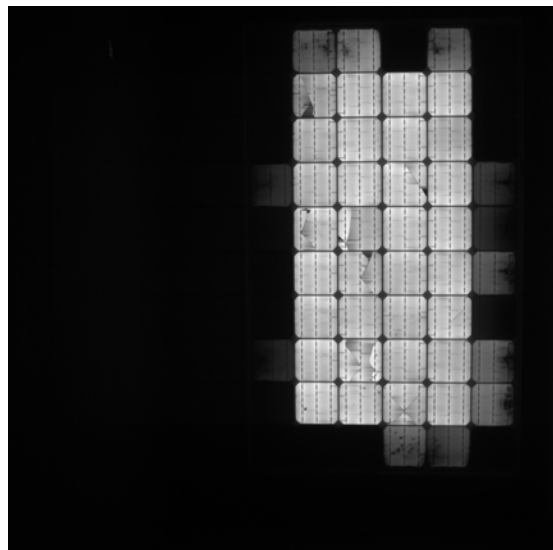
(b) Imagen de EL MFV no. 806

Figura 81: Imágenes de electrolumiscencia de MFV 158 y MFV 806

B.2. Después de la prueba de PID

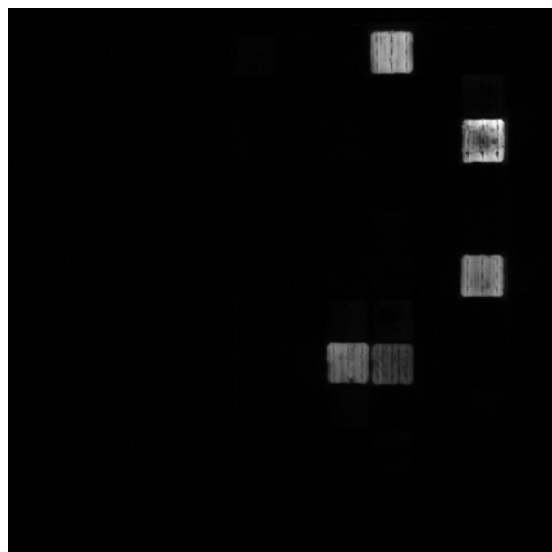


(a) Imagen de EL MFV no. 101 2



(b) Imagen de EL MFV no. 658 2

Figura 82: Imágenes de electrolumiscencia de MFV 101 y MFV 658



(a) Imagen de EL MFV no. 158 2

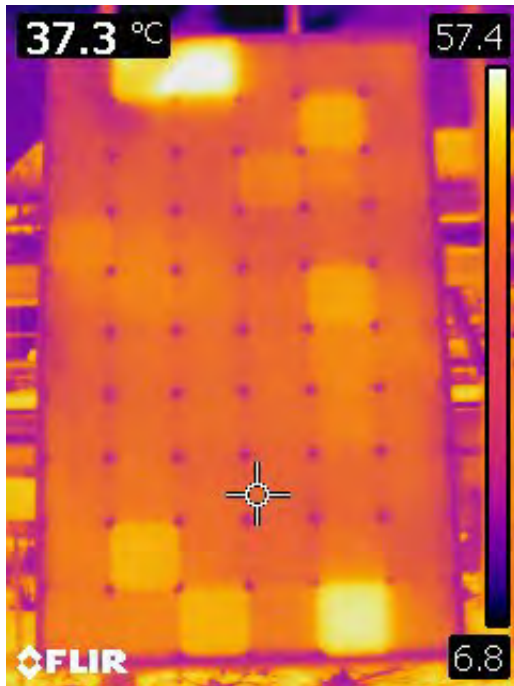


(b) Imagen de EL MFV no. 806 2

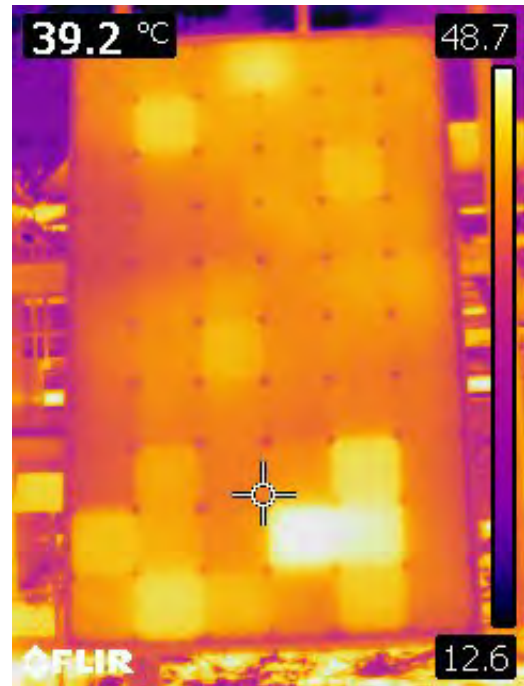
Figura 83: Imágenes de electrolumiscencia de MFV 158 y MFV 806

C. Figuras de Infrarrojo

C.1. Antes de prueba PID

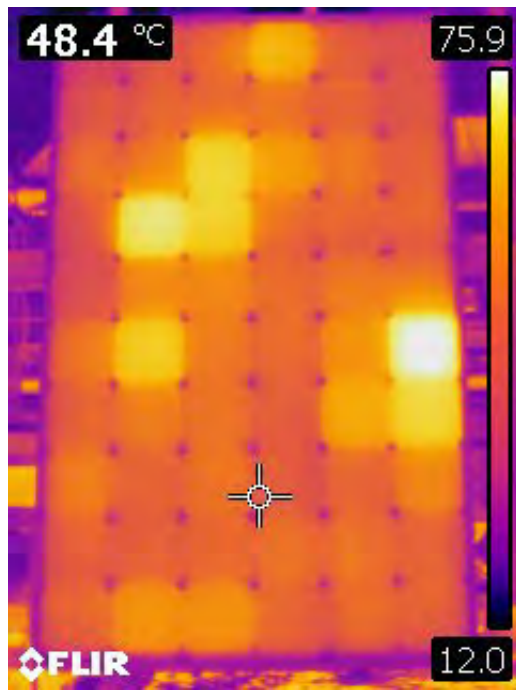


(a) Imagen infrarroja de MFV no. 101

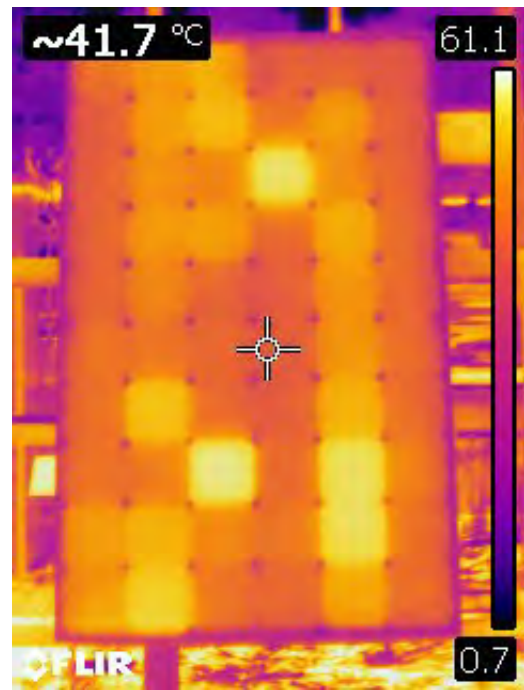


(b) Imagen infrarroja de MFV no. 658

Figura 84: Imágenes con cámara termográfica FLIR de MFV 101 y MFV 658



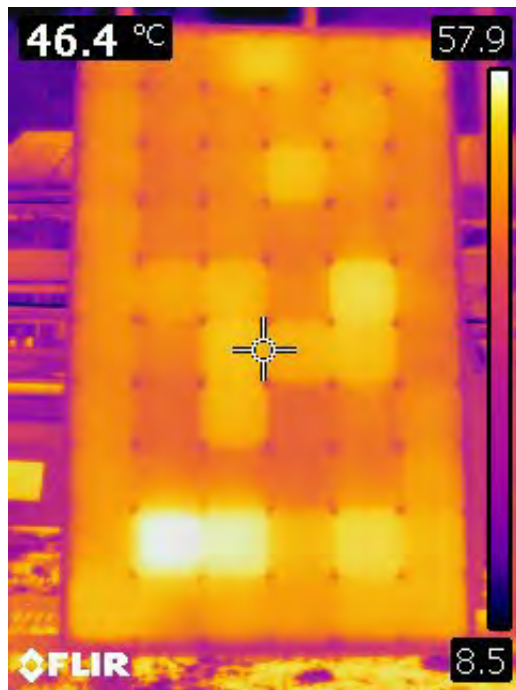
(a) Imagen infrarroja de MFV no. 158



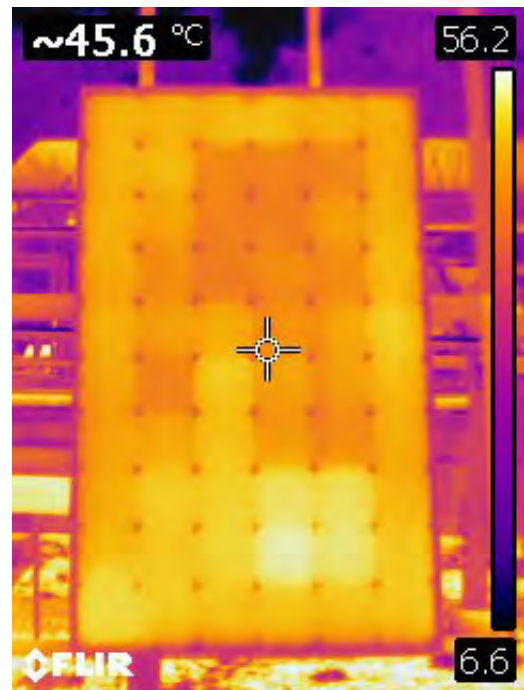
(b) Imagen infrarroja de MFV no. 806

Figura 85: Imágenes con cámara termográfica FLIR

C.2. Después de la prueba PID

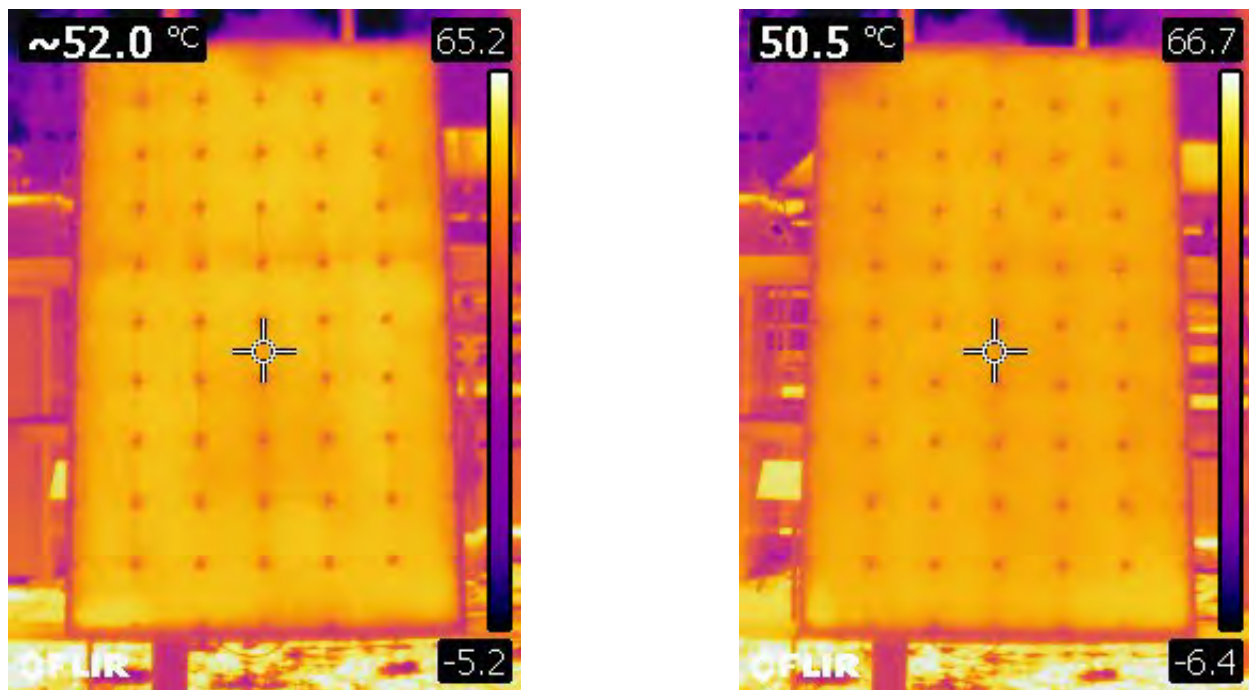


(a) Imagen infrarroja de MFV 101



(b) Imagen infrarroja de MFV 658

Figura 86: Imágenes con cámara termográfica FLIR de MFV 101 y MFV 658



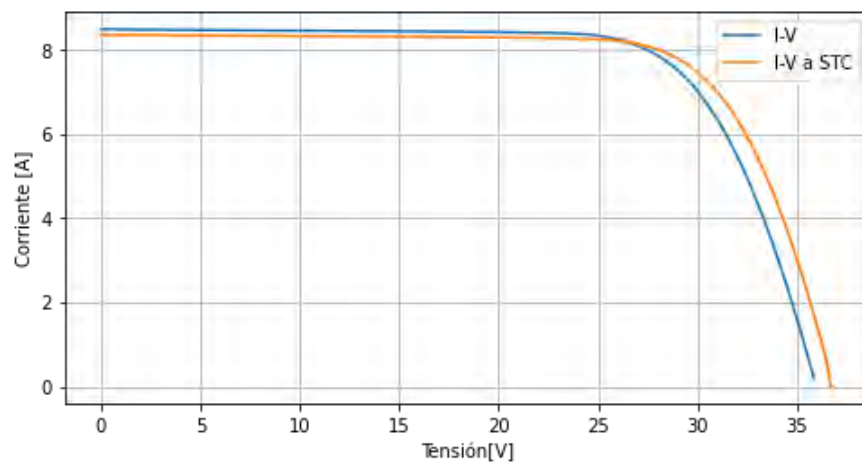
(a) Imagen infrarroja de MFV 158

(b) Imagen infrarroja de MFV 806

Figura 87: Imágenes con cámara termográfica FLIR de MFV 158 y MFV 806

D. Curvas I-V con 1er procedimiento IEC 60891

D.1. Antes de prueba PID

**Figura 88:** Corrección de curva I-V @STC MFV 101

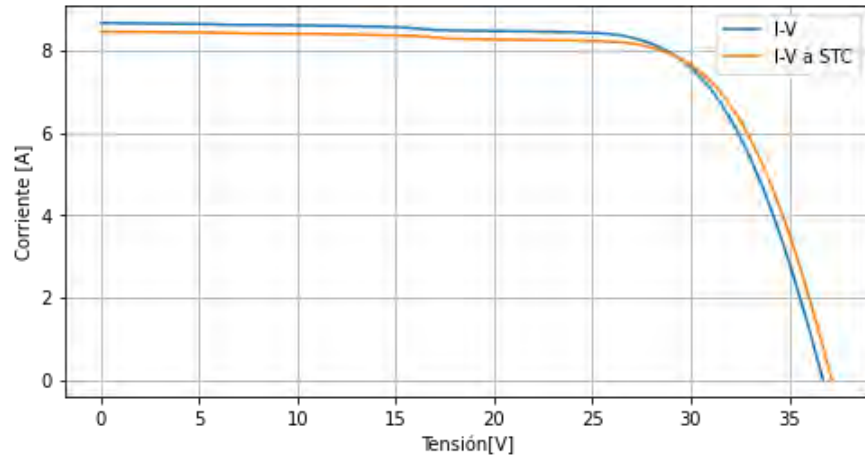


Figura 89: Corrección de curva I-V @STC MFV 158

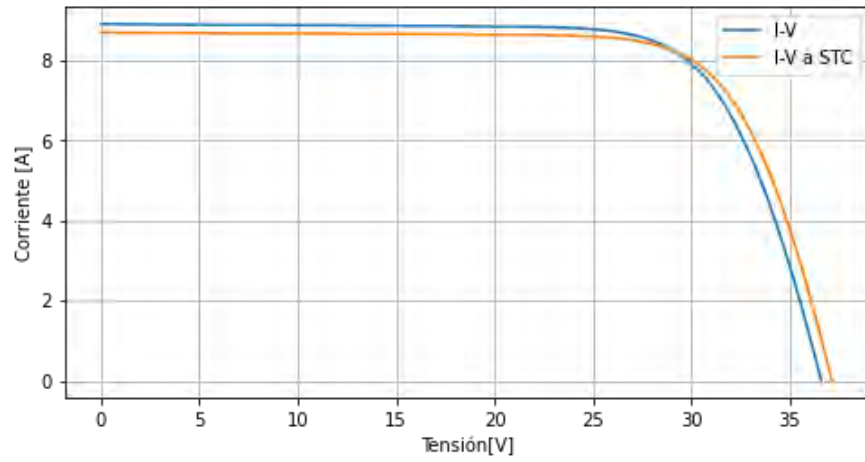


Figura 90: Corrección de curva I-V @STC MFV 658

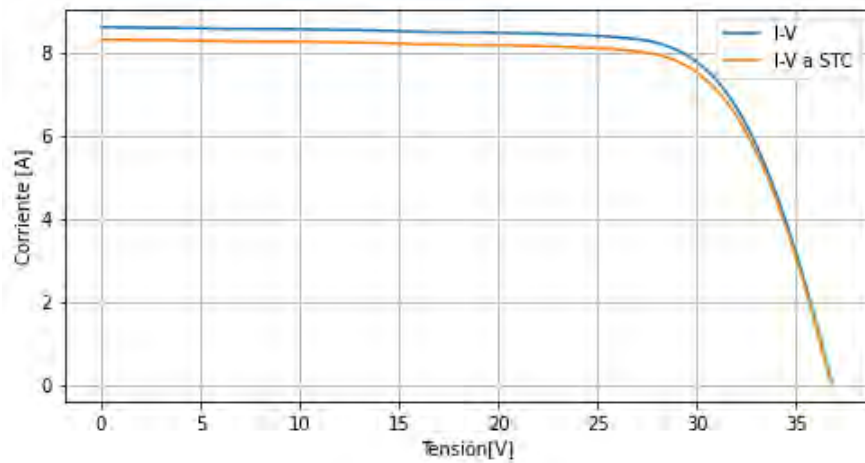


Figura 91: Corrección de curva I-V @STC MFV 806

D.2. Después de prueba PID

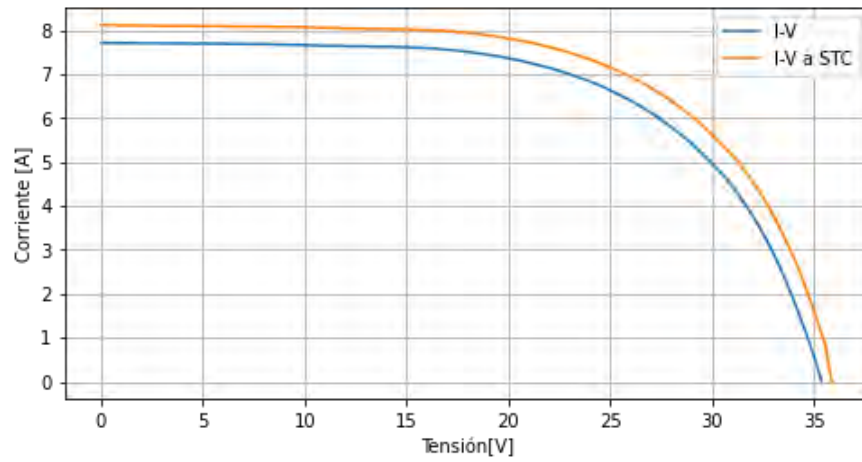


Figura 92: Corrección de curva I-V @STC MFV 101 degradado

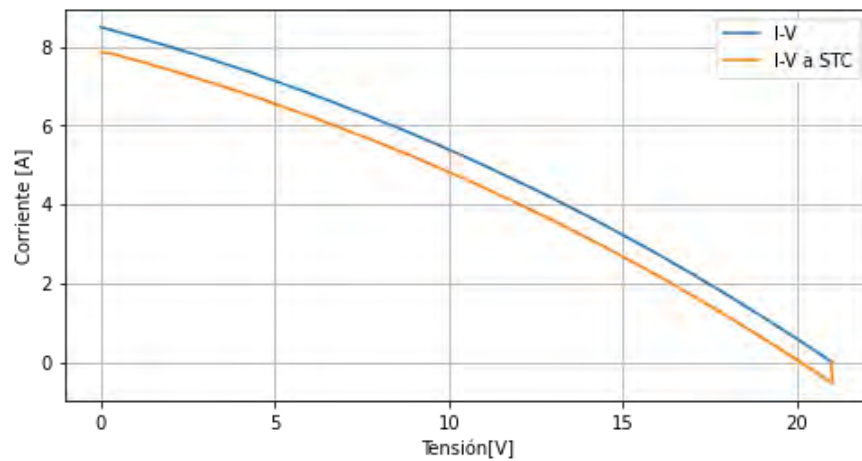


Figura 93: Corrección de curva I-V @STC MFV 158 degradado

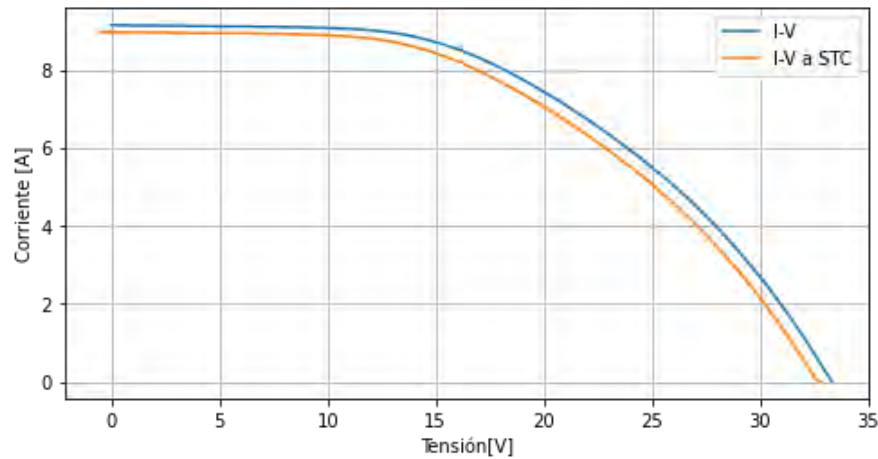


Figura 94: Corrección de curva I-V @STC MFV 658 degradado

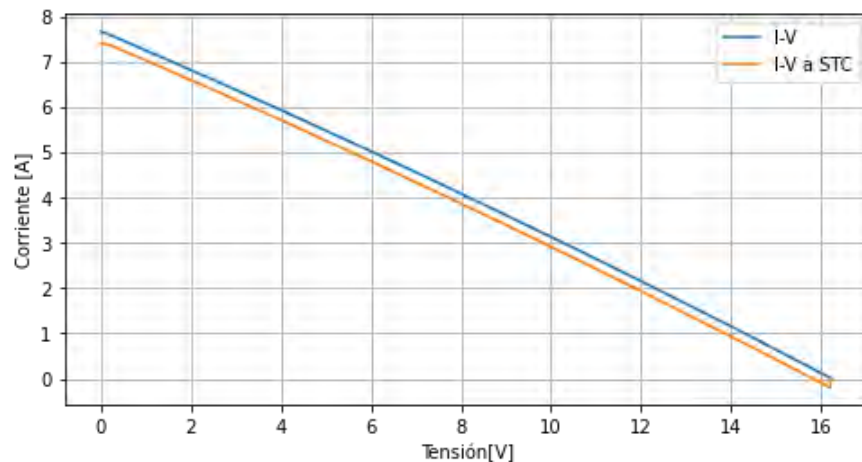


Figura 95: Corrección de curva I-V @STC MFV 806 degradado

Referencias

- [1] Arnulf Jäger-Waldau. Chapter iic-2 - the photovoltaic industry. *Elsevier. Materials, Manufacture and Operation*, 565-583., 2013.
- [2] Yifeng Chen et al. Mass production of industrial tunnel oxide passivated contacts (i-topcon) silicon solar cells with average efficiency over 23% and modules over 345 w, 1-2. *Wiley, progress in photovoltaics*, 2019.
- [3] J.A.del Cueto et al. Capabilities of the high voltage stress test system at the outdoor test facility, 1-4. *Solar Energy Technologies Program Review Meeting, NREL*, 2005.
- [4] Andres Cuevas et al. The recombination parameter j_0 , 2-3. *Elsevier, Energy Procedia*, 2014.
- [5] José M. da Costa Pó. Assessment of IEC 60891 norm conversion methods under outdoor test conditions, 10-17. *Universidade de Lisboa*, 2011.

- [6] UNAM Dep de Química. Ecuación de arrhenius teoría de las colisiones. Sitio web: http://depa.fquim.unam.mx/T1\guilsinglrightapuntesparte7_10181. Recuperado el 29 de Octubre del 2021, 2018.
- [7] M. Florides et al. Characterisation of the shunt resistance due to potential induced degradation (pid) in crystalline solar cells, 1-2. *PV Technology Laboratory, University of Cyprus*, 2018.
- [8] K. Hara et al. Influence of surface structure of n-type single-crystalline si solar cells on potential-induced degradation, 3-4. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2017.
- [9] Xiaoping He et al. Solar power development in china, 1-3. *Elsevier, Comprehensive Guide to Solar Energy Systems*, 2018.
- [10] Stephan Hoffmann and Michael Koehl. Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation, 22:173-179. *Progress in photovoltaics, Wiley*, 2014.
- [11] Christiana Honsberg and Stuart Bowden. The photovoltaic effect. Sitio web: <https://www.pveducation.org/>. Recuperado el 25 de Octubre del 2021, 2020.
- [12] J. Huang et al. Investigation on potential-induced degradation in a 50mwp crystalline silicon photovoltaic power plant, 3-7. *Hindawi*, 2018.
- [13] J. Hylsky et al. Effect of negative potential on the extent of pid degradation in photovoltaic power plant in a real operation mode, 1-3. *Microelectronics Reliability*, 2018.
- [14] IEA. Solar pv module shipments by country of origin 2012-2019. Sitio web: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-module-shipments-by-country-of-origin-2012-2019>. Recuperado el 29 de Octubre del 2021, 2020.
- [15] IEC61730-1. Norma iec 61730-1. *International Electrotechnical Comission*, 2016.
- [16] IRENA. Solar energy data. Sitio web: <https://www.irena.org/solar>. Recuperado el 5 de Octubre del 2021, 2020.
- [17] Alireza Khaligh and Omer Onar. Energy source and energy generation technologies, 99-102. *Power electronics handbook, 4th edition*, 2018.
- [18] M. Koentopp et al. Toward a pid test standard: understanding and modeling of laboratory tests and field progression, 2-5. *IEEE*, 2016.
- [19] Tom Markvarta and Luis Castañer. Principles of solar cell operation, 3-28. *Elsevier*, 2013.
- [20] Pierre Mars. Using a small solar cell. Sitio web: <https://www.fierceelectronics.com/components/using-a-small-solar-cell-and-a-supercapacitor-a-wireless-sensor>. Recuperado el 25 de Octubre del 2021, 2010.
- [21] G. Mon et al. Effects of temperature and moisture on module leakage currents, 1-3. *Jet Propulsion Laboratory*, 1985.
- [22] V. Naumann et al. Explanation of potential-induced degradation of the shunting type by na decoration of stacking faults in si solar cells, 1-2. *IEEE Solar Energy Mater*, 2014.

- [23] S. Pingel et al. Potential induced degradation of solar cells and panels, 3-5. *IEEE Solon SE*, 2010.
- [24] SENER. Sistema de información energética. Sitio web: https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=DIPS_SE_C33_ESP. Recuperado el 3 de Octubre del 2021, 2021.
- [25] W. De Soto et al. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, 1-4. *Elsevier*, 2005.
- [26] A. Sánchez et al. Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar, 65-71, 172-182. *IER UNAM*, 2017.
- [27] A. Sánchez et al. Especificaciones técnicas para el diseños eléctrico, seguridad y funcionamiento de sistemas fotovoltaicos interconectados al sen con capacidad menor a 0.5 mw. *IER UNAM*, 2018.
- [28] A. Sánchez et al. Dimensionamiento y diseño de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red. *IER UNAM*, 2020.
- [29] Toshiba. what is a pn junction? Sitio web: <https://toshiba.semicon-storage.com/ap-en/semiconductor/knowledge/e-learning/discrete/chap1/chap1-6.html>. Recuperado el 25 de Octubre del 2021, 2021.
- [30] TrinaSolar. N-type solar technology delivers higher efficiencies. Sitio web: <https://www.trinasolar.com/en-apac/resources/blog/wed-07032019-1110>. Recuperado el 28 de Octubre del 2021, 2019.
- [31] W.Lou et al. Potential-induced degradation in photovoltaic modules: as a critical review, 43-68. *E Science*, 2017.
- [32] G. Yordanov et al. Extracting parameters from semi-log plots of polycrystalline silicon pv modules outdoor i-v data: Double-exponential model, 1-5. *IEEE*, 2010.