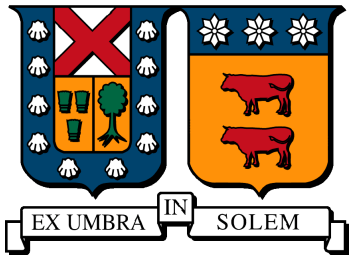
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO-CHILE



CARACTERIZACIÓN FÍSICA/QUÍMICA DE PANELES FOTOVOLTAICOS EXPUESTOS A ALTA RADIACIÓN

AARON CHECURA KORALEK

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA: Dra. SHEILA LASCANO FARAK
PROFESOR CORREFERENTE: PhD. RODRIGO BARRAZA VICENZIO
PROFESOR CORREFERENTE: PhD. FELIPE ANDRÉS LARRAÍN BENAVIDES

AGOSTO 2024

Agradecimientos

Le quiero dar mi más grande agradecimiento a mi madre Nicole, que durante estos largos años me ha apoyado en todas las decisiones que he realizado, desde el haber solo optado a esta carrera en esta universidad específica hasta el haber decidido alargar un poco mi carrera y cumplir mi sueño de irme de intercambio a Alemania. También por su excelente disposición para ayudarme en lo que sea que ella pudiera hacer, que aunque muchas veces no sabía como hacerlo, siempre he podido contar con su apoyo.

Dos personas muy importantes a las que le debo de agradecer es a mi pareja Fernanda que en el último año me ha apoyado y acompañado mientras trabajo en esta memoria aunque a veces no tuviera la motivación para hacerlo y no solo en esta memoria, si no que también en mi día a día, manteniéndose siempre a mi lado cuando la necesito. Además de agradecer a mi gran amigo Vicente, que actualmente no se encuentra físicamente para terminar de ver este proceso, pero se que siempre ha estado y estará allí para mi, como siempre lo ha hecho en mis momentos más importantes y a lo largo de estos diez años de amistad.

Le quiero dar un especial agradecimiento a mis hermanos, Eitan, Ian, Mikaela y Belén que aunque no sea de sangre se ha ganado su lugar como una hermana, que aunque yo haya estado estresado, siempre comprendieron que mi enojo no era hacia ellos, si no que hacia lo que me estaba pasando y por el estrés causado por la universidad, además que siempre me ayudaron a distraerme webiandome y jugando conmigo.

También un agradecimiento especial a mi profesor de título por su gran paciencia conmigo y este trabajo, además de mi profesor co-referente por su gran disposición para responder todas mis dudas. Además de agradecer a los equipos de investigación de la USM y de la UAI por su gran disposición para ayudarme a lo largo de este proceso.

Finalmente pero no menos importante, le quiero agradecer a todas las amistades que he conocido a lo largo de mi periodo en la universidad, con los cuales he pasado mis momentos más estresantes y a la vez más chistosos, con los cuales pase años estudiando codo a codo y ayudándonos mutuamente, eso sin considerar todas las salidas y momentos de ocio que hemos pasado juntos.

Grande RDM.

Índice general

1 ABSTRACT **1**

2 RESUMEN **2**

3 Introducción **3**

4 OBJETIVOS **4**
4.1 Objetivo general 4
4.2 Objetivos específicos 4

5 Celda fotovoltaica **5**
5.1 Semiconductores 5
5.2 Dopaje 6
5.2.1 Parámetros de una celda solar 7
5.3 Paneles fotovoltaicos 8
5.3.1 Celda solar con superficie trasera de aluminio (Al-BSF) 10
5.3.2 Emisor pasivado y contacto trasero (PERC) 12
5.3.3 Emisor pasivado y contacto trasero bifacial (PERC+) 13
5.3.4 Otros tipos de celdas 14

6 inspecciones de un panel solar **15**
6.1 Inspección visual 15
6.2 Termografía 15
6.3 Curva IV 15
6.4 Electroluminiscencia (EL) 17
6.5 Fotoluminiscencia (PL) 22

7 Ensayos microscópicos **25**
7.1 Scanning Electron Microscopy (SEM) 25
7.2 Transmission Electron Microscopy (TEM) 29
7.3 Energy Dispersive X-ray Spectroscopy (EDS, EDX, EDXA) 31
7.4 X-ray Photoelectron Spectroscopy (XPS)) 32
7.5 Secundary Ion Mass Spectroscopy (SIMS) 36
7.6 Raman Spectroscopy (RS) 39

8 Métodos de extracción de muestras **41**
8.1 Corte completo 41
8.2 Medio corte 43

9 Extracciones de muestras probadas 46
9.1 Extracción de backsheet y EVA . . . 46
9.1.1 Extracción con herramienta Dremel . . . 46
9.1.2 Extracción con pistola de calor . . . 48
9.1.3 Extracción con cortadora láser . . . 50
9.2 Extracción de celda . . . 52
9.2.1 Extracción con cortadora de agua . . . 52
9.2.2 Extracción frontal con herramienta dremel . . . 52
9.2.3 Extracción trasera con herramienta de corte . . . 53
9.2.4 Corte de celda con cortadora láser . . . 54
9.2.5 Medio corte con backsheet sin calor . . . 55
9.2.6 Medio corte con backsheet con calor . . . 58
9.2.7 Medio corte sin backsheet ni EVA . . . 60

10 Metodología para la selección y extracción de muestras 63

11 Caracterización y selección de paneles 65

12 Selección de celdas 77
12.1 Electroluminiscencias celdas seleccionadas . . . 83
12.1.1 Electroluminiscencias celdas seleccionadas para la extracción de muestra para el panel 1 . . . 83
12.1.2 Electroluminiscencias celdas seleccionadas para la extracción de muestra para el panel 3 . . . 84
12.1.3 Electroluminiscencias celdas seleccionadas para la extracción de muestra para el panel 9 . . . 87

13 Próximos pasos 90

14 CONCLUSIONES 92

BIBLIOGRAFÍA 95

15 ANEXO 100
15.1 Curvas IV realizadas con el Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María . . . 100
15.2 Electroluminiscencias Universidad Técnica Federico Santa María . . . 103
15.3 Análisis electroluminiscencias Universidad Adolfo ibáñez . . . 106
15.4 Análisis electroluminiscencias celdas no seleccionadas . . . 110
15.5 Análisis electroluminiscencias celdas de reserva . . . 121

Índice de figuras

5.1 Analogía de estacionamiento de dos niveles. a) Sin movimiento posible. b) Posibles movimientos en los dos niveles [1]. 5
5.2 Esquema simplificado de unión p-n [2]. 6
5.3 Gráfico de la corriente de salida de la celda (línea roja) y la potencia (línea azul) en función del voltaje. También se muestran los puntos de corriente de cortocircuito (I_{sc}) y tensión de circuito abierto (V_{oc}) de la celda, así como el punto de máxima potencia (V_{pm}, I_{pm}) [3]. 8
5.4 Esquema de distribución de la barra colectora y los dedos de una celda solar [4]. 9
5.5 Esquema simplificado de un panel solar [5]. 9
5.6 Ilustración de un perfil genérico de $POCl_3$ tiempo-temperatura/caudal de gas para la formación de emisores, incluido un paso de deposición de PSG, entrada y oxidación térmica opcional [6]. 11
5.7 Dibujo esquemático de una celda solar del tipo AL-BSF visto lateralmente [7]. . 12
5.8 Dibujo esquemático de una celda solar del tipo AL-BSF visto lateralmente [8]. . 12
5.9 Dibujo esquemático de una celda solar del tipo PERC visto lateralmente [7]. . . 13
5.10 Dibujo esquemático de una celda solar del tipo PERC [9]. 13
5.11 Dibujo esquemático de una celda solar del tipo PERC+ [9]. 13

6.1 Esquema de una curva IV y una curva PV sobrepuestas [10]. 16
6.2 Esquema de una curva IV y sus variaciones [11]. 16
6.3 Ejemplos de dedos faltantes, rotos o delaminados [12]. 18
6.4 Ejemplos de tiempo de vida reducido de origen de silicio fundido [12]. 18
6.5 Ejemplos de contaminación de la celda [12]. 19
6.6 Ejemplos de menor vida útil de los portadores minoritarios en toda la celda [12]. 19
6.7 Ejemplos de degradación de la célula por degradación inducida por potencial [12]. 20
6.8 Ejemplos de interconexión inadecuada de la barra colectora [12]. 20
6.9 Ejemplos de cracks en la celda [2][12]. 21
6.10 Ejemplos de soladadura erronea de la barra colectoras [12]. 21
6.11 Identificación de celdas dentro de un panel solar [12]. 22
6.12 Seis casos de fotoluminiscencia en celdas solares (revisar párrafo anterior para mayor detalle) [13]. 23
6.13 Imagenes de luminiscencia a una celda solar industrial: (a) PL con aproximadamente un sol de iluminación, (b) EL con corriente de densidad $25mA/cm2$, (c) PL con cortocircuito externo [13]. 23
6.14 Ejemplo de fotoluminiscencia del tipo minority carrier lifetime imaging a una celda de silicio multicristalino [14]. 24

7.1 Funcionamiento simplificado de un equipo SEM [15]. 25

7.2 Resultado de un cross-sectional SEM de un contacto de un panel monocristalino bueno y otro expuesto a ciclados térmicos húmedos [16]. 26
7.3 Resultado de un top-down SEM con EDX de una celda polycristalina, a) en la zona afectada y b) en una zona no afectada por puntos calientes [17]. 27
7.4 Resultado SEM de un mini módulo inducido con PID. Las imágenes a y c correspondes al análisis de electrones secundarios y la imagen b al análisis de corriente inducida por electrones (EBIC). (d) corresponde a una imagen TEM de la sección [18]. 28
7.5 Resultado de un cross-sectional SEM, para analizar pérdidas en los conectores a diversas temperatras de curado [19]. 28
7.6 Funcionamiento simplificado de un equipo TEM [20]. 29
7.7 Imagen TEM transversal de mini módulo con una región de Si corroída por PID [18]. 30
7.8 Imagen TEM transversal de un mini módulo inducido con PID, correspondiente al rectángulo azul de la figura 7.4 [18]. 30
7.9 Resultado tipo de un ensayo EDS [21]. 31
7.10 Análisis EDX a partir de un ensayo SEM, realizado a un panel solar degradado [16]. 32
7.11 Análisis EDX obtenido a partir de un ensayo TEM, realizado a un mini módulo con PID inducido, correspondiente al rectángulo azul de la figura 7.8 [18]. . . . 32
7.12 Esquema de funcionamiento de una máquina XPS [22]. 33
7.13 Testeo XPS para un panel de silicio monocristalino en distintas etapas de su manufactura [23]. 34
7.14 Testeo XPS para un panel de silicio monocristalino expuesto a a) ciclados de calor húmedo b) y c) expuestos a terreno [16]. 35
7.15 Análisis XPS para una celda D-PERT envejecida con radiación UV por 2000 horas y para la misma celda sin envejecer, los picos de intensidad están normalizados con el valor del pico sin envejecer [24]. 35
7.16 Representación simplificada de SIMS estático (izquierda) y SIMS dinámico (derecha) [25]. 36
7.17 Análisis de SIMS realizado a una celda de silicio con contactos de cobre [16]. . 37
7.18 (A–C) Perfiles de profundidad SIMS de muestras no envejecidas (continuas) y envejecidas con 2.000 horas de exposición UV (segmentadas). (D) Reflectancia espectral de las superficies frontales de las celdas de prueba, antes (sólido) y después (discontinuo) de 2.000 h de prueba de exposición a los rayos UV [24]. . 38
7.19 Ensayo ToF-SIMS a mini módulos de silicio multicristalino. a) Expuesto a 600 V por 72 horas con 50 °C y HR del 50 %. b) Sin exponer[26]. 38
7.20 Tipos de reflexión [27]. 39
7.21 Funcionamiento simplificado de la espectroscopia de Raman [27]. 40
7.22 a) Microscopía óptica de la incursión presente en la celda de silicio. La línea roja delimitada por A y A' indica el transcurso del ensayo realizado. b) Espectroscopias de Raman realizadas a lo largo de la línea AA' [16]. 40

8.1 Muestras obtenidas en el segundo paso del método de corte completo [28][29]. 41
8.2 Muestras obtenidas en el tercer paso del método de corte completo [28][29]. . . 42
8.3 Vidrio templado trizado de un panel solar usado en [28][29]. 42
8.4 Pasos del método del medio corte, propuesto por Moutino et al. [28][29]. 43

8.5 Último paso del método del medio corte, propuesto por Moutino et al. [28][29]. 44
8.6 Comparación entre una electroluminiscencia realizada antes de la extracción y una fotoluminiscencia realizada una vez se ha extraído la muestra [28][29]. . . 44
8.7 Comparación entre un cross-sectional SEM de una muestra extraída con la técnica del medio corte, a) Sin la aplicación de calor externo en el cuarto paso. b) Aplicando una temperatura de 60°C en el cuarto paso [29]. 45
8.8 Muestras obtenidas con el método de medio corte utilizado por el equipo de Nafis et al.[16]. 45

9.1 Herramienta rotatoria Dremel 3000 con broca para grabar N°191. 46
9.2 Soporte para la herramienta Dremel. A) Cara frontal del soporte. B) Cara trasera del soporte. 47
9.3 Herramienta Dremel 3000 montada en el soporto sobre un panel solar monocristalino de 12W. 47
9.4 Daño causado a la celda solar debido al juego en la base de la herramienta dremel. 48
9.5 Backsheet y EVA extraídos de un panel monocristalino de 12W usando una pistola de calor en el nivel alto (izquierda) y nivel bajo (derecha). 48
9.6 Pistola de calor a la distancia correspondiente (izquierda), proceso de extracción de backsheet y EVA con bisturí (derecha). 49
9.7 EVA adherido de manera irregular en la celda solar (izquirda). Celda solar luego de extraer el EVA adherido (derecha). 50
9.8 Diversas pruebas de corte láser con relaciones de porcentaje de potencia (número en rojo) y velocidad de avance en mm/s (número en azul). 50
9.9 A) Proceso de corte de las capas de backsheet y EVA a base de corte láser en un módulo solar de 12W, ocupando una cortadora láser. B) Resultado al cortar las capas de backsheet y de EVA, utilizando un porcentaje de potencia de 30 % y una velocidad de avance de 150 mm/s, en una circunferencia de 3 cm de diámetro. 51
9.10 Resultado de corte con agua de un panel solar policristalino monofacial. 52
9.11 A) Proceso de corte en la cara frontal de un panel monofacial de 12 W. B) Resultado del corte en la cara frontal de un panel monofacial de 12 W. C) Discos de corte diamantados utilizados. D) Muestras extraídas con el corte en la cara frontal de un panel monofacial de 12 W. 53
9.12 Proceso de corte en la cara trasera de un panel monofacial de 12 W con A) un esmeril angular. B) una herramienta dremel. Muestras extraídas con el corte en la cara trasera de un panel monofacial de 12 W con C) un esmeril angular. D) una herramienta dremel. 53
9.13 Cuadrado de arista 1 cm de una celda solar al ser cortada con láser usando el 90 % de la potencia y 15 mm/s de velocidad de avance, realizando el corte 20 veces. 54
9.14 Cuadrado de arista 1 cm de una celda solar al ser cortada con láser usando el 90 % de la potencia y 25 mm/s de velocidad de avance, realizando el corte 20 veces. 54
9.15 Circulo de diámetro 1 cm de una celda solar al ser cortada con láser usando el 90 % de la potencia y 25 mm/s de velocidad de avance, realizando el corte 30 veces. 55
9.16 Taladro de banco utilizado con un panel solar de 12W (izquierda). Resultado de las perforaciones utilizando el taladro de banco en un panel solar de 12W (derecha). 56

9.17 Fresa copa de 17 [mm] utilizada (izquierda) y varilla de 17 [mm] de diámetro utilizada (derecha). 56
9.18 Varillas de 17 mm pegadas sobre el corte realizado, utilizando el superpegamento conocido comercialmente como ”La gotita”. 56
9.19 Muestra extraída utilizando la metodología de Medio corte con backsheet sin calor. 57
9.20 Muestra sumergidas en acetona. 57
9.21 Calentamiento de la parte frontal del panel al mismo tiempo que la varilla es girada, mediante el uso de una pistola de calor de 2000 W de potencia. 58
9.22 Caso más común de la metodología de Medio corte con backsheet con calor, extrayendo backsheet, EVA posterior y pedazos de celda solar. 59
9.23 Segundo caso más común de la metodología de Medio corte con backsheet con calor, extrayendo exclusivamente backsheet y EVA posterior (derecha) y dejando la celda solar en el panel (izquierda). 59
9.24 Caso menos común de la metodología de Medio corte con backsheet con calor, extrayendo las capas de backsheet, EVA posterior, celda solar y EVA superior (derecha) y dejando únicamente el vidrio templado en el panel (izquierda). . . . 59
9.25 Muestras obtenidas con la metodología de Medio corte sin backsheet ni EV. . . 61
9.26 Configuración realizada para sumergir las celdas solares en el TCE, se debe de tapar el recipiente que contiene al TCE, debido a que este es volátil. 61
9.27 Celda solar con EVA recién disuelto con TCE. 62
9.28 Celdas solares después de ser sumergidas en TCE y remover el EVA. 62

11.1 GHI de un año típico en la planta solar Finis Terrae, obtenido con los datos satelitales de Solargis. 66
11.2 UVA y UVB de un año típico en la planta solar Finis Terrae, obtenido con los datos satelitales de Solargis. 66
11.3 Temperatura de un año típico en la planta solar Finis Terrae, obtenido con los datos satelitales de Solargis. 66
11.4 Humedad relativa de un año típico en la planta solar Finis Terrae, obtenido con los datos satelitales de Solargis. 66
11.5 GHI medidos en la planta solar Finis Terrae. 67
11.6 UVA y UVB medidos en la planta solar Finis. 67
11.7 Temperatura medida en la planta solar Finis. 67
11.8 Humedad relativa medida en la planta solar Finis Terrae. 67
11.9 Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 1 de la tabla 11.8. 72
11.10Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 3 de la tabla 11.8. 72
11.11Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 1 de la tabla 11.8. 74
11.12Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 3 de la tabla 11.8. 74
11.13Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 9 de la tabla 11.8. 75
11.14Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 10 de la tabla 11.8. . . . 75

11.15Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 9 de la tabla 11.8. 76
11.16Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 10 de la tabla 11.8. 76

12.1 Electroluminiscencia realizada al panel solar correspondiente al número 1 de la tabla 11.8, en la Universidad Adolfo Ibáñez. 78
12.2 Electroluminiscencia realizada al panel solar correspondiente al número 3 de la tabla 11.8, en la Universidad Adolfo Ibáñez. 79
12.3 Electroluminiscencia realizada al panel solar correspondiente al número 9 de la tabla 11.8, en la Universidad Adolfo Ibáñez. 80
12.4 Electroluminiscencia de la celda A1 del panel 3 al 100 % de su I_{sc}. 82
12.5 Electroluminiscencia de la celda E11 del panel 1 al 100 % de su I_{sc}. 82
12.6 Electroluminiscencia realizada a la celda C6 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 83
12.7 Electroluminiscencia realizada a la celda D11 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 84
12.8 Electroluminiscencia realizada a la celda D4 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 84
12.9 Electroluminiscencia realizada a la celda E6 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 85
12.10Electroluminiscencia realizada a la celda F7 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 86
12.11Electroluminiscencia realizada a la celda F11 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 86
12.12Electroluminiscencia realizada a la celda F12 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 87
12.13Electroluminiscencia realizada a la celda B7 del panel 9 con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 87
12.14Electroluminiscencia realizada a la celda B11 del panel 9 con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 88
12.15Electroluminiscencia realizada a la celda C1 del panel 9 con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 88

14.1 Diagrama de metodología de corte. 93
14.2 Diagrama de metodología de selección. 94

15.1 Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 2 de la tabla 11.8. 100
15.2 Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 4 de la tabla 11.8. 100
15.3 Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 5 de la tabla 11.8. 101
15.4 Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 6 de la tabla 11.8. 101
15.5 Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 7 de la tabla 11.8. 102
15.6 Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 8 de la tabla 11.8. 102
15.7 Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 2 de la tabla 11.8. 103
15.8 Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 4 de la tabla 11.8. 103
15.9 Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 5 de la tabla 11.8. 104
15.10Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 6 de la tabla 11.8. 104
15.11Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 7 de la tabla 11.8. 105
15.12Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 8 de la tabla 11.8. 105
15.13Electroluminiscencia realizada a la celda A5 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 110
15.14Electroluminiscencia realizada a la celda B6 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 110
15.15Electroluminiscencia realizada a la celda B11 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 111
15.16Electroluminiscencia realizada a la celda C2 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 111
15.17Electroluminiscencia realizada a la celda C5 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 112
15.18Electroluminiscencia realizada a la celda C7 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 112
15.19Electroluminiscencia realizada a la celda C8 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 113

15.20Electroluminiscencia realizada a la celda C12 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 113
15.21Electroluminiscencia realizada a la celda D6 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 114
15.22Electroluminiscencia realizada a la celda D7 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 114
15.23Electroluminiscencia realizada a la celda D12 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 115
15.24Electroluminiscencia realizada a la celda E3 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 115
15.25Electroluminiscencia realizada a la celda E4 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 116
15.26Electroluminiscencia realizada a la celda E11 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 116
15.27Electroluminiscencia realizada a la celda A1 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 117
15.28Electroluminiscencia realizada a la celda B1 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 117
15.29Electroluminiscencia realizada a la celda C10 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 118
15.30Electroluminiscencia realizada a la celda D12 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 118
15.31Electroluminiscencia realizada a la celda E2 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 119
15.32Electroluminiscencia realizada a la celda F8 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 119
15.33Electroluminiscencia realizada a la celda E7 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 120
15.34Electroluminiscencia realizada a la celda F8 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 120
15.35Electroluminiscencia realizada a la celda F9 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 121

15.36Electroluminiscencia realizada a la celda E12 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 121
15.37Electroluminiscencia realizada a la celda B3 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 122
15.38Electroluminiscencia realizada a la celda D4 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 122
15.39Electroluminiscencia realizada a la celda D6 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 123
15.40Electroluminiscencia realizada a la celda F7 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 123
15.41Electroluminiscencia realizada a la celda F10 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel. 124

Lista de Tablas

11.1 Principales propiedades de fabrica del panel JKM310P-72 [30]. 65
11.2 Valores anuales de GHI, RH y temperatura promedio de la locación de estudio, para las horas de sol. 67
11.3 Categorías de Köppen-Geiger según irradiancia global horizontal. 68
11.4 Categorías de clasificación de Köppen-Geiger según temperatura y humedad relativa del ambiente. 68
11.5 Especificaciones generales Temperature Controlled Lab Flasher. 70
11.6 Especificaciones de los rangos de medición efectuados por el Temperature Controlled Lab Flasher. 70
11.7 Especificaciones de la luz emitida por el Temperature Controlled Lab Flasher. . 70
11.8 Resultado de los 10 paneles traídos desde la granja Finis Terrae al ser testeados con el Temperature Controlled Lab Flasher, las diferencias porcentuales son calculadas con respecto a los valores promedios de los paneles 9 y 10. 71
11.9 Especificaciones del ensayo de electroluminiscencia realizado en la Universidad Técnica Federico Santa María. 73

12.1 Especificaciones del ensayo de electroluminiscencia realizado en la Universidad Adolfo Ibáñez. 77
12.2 Potenciales celdas seleccionadas para la extracción de muestras. 81
12.3 Celdas no seleccionadas para al extracción de muestra. 82
12.4 Celdas de reserva para al extracción de muestra. 82
12.5 Celdas seleccionadas para la extracción de muestra. 83

14.1 Principales degradaciones con sus efectos microscópicos 92

15.1 Acrónimos y sus significados para las fallas de electroluminiscencia utilizados en las tablas 15.2, 15.3 y 15.4. 106
15.2 Hallazgos en el panel 1. 107
15.3 Hallazgos en el panel 3. 108
15.4 Hallazgos en el panel 9. 109

Capítulo 1
ABSTRACT

The following work will review the different test applied to photovoltaic panels that attempt to relate degradation to their chemical composition, concluding that the ToF-SIMS is the most suitable to determine the chemical components of solar cells that are outside the production line. This method allows a precise correlation between the observed degradation and the chemical elements present. That is why a process that allows to carried out this test on a solar panel is propoused. This test will be carried out in a solar panel that has been operating in the Atacama Desert for seven years and another solar panel of similar characteristics and years, but whitout exposition. This is to detect the chemical differences due to decomposition after exposure.

The process mentioned above consist in the best practices to properly select degraded solar cells through exposure site characterization, IV curve testing ant the use of electroluminescence to identify defects. Although implementation of photoluminescence assays was pending due to ongoing construction. The proposed process allows efficient selection of cells for ToF-SIMS analysis.

Regarding to the extracition of samples from sealed cells in monofacial solar panels, a methodology was developed that involves the use of a laser cutter to remove the backsheet and EVA layers, followed by gentle heat cleaning and meticulous extraction using a drill press and a rod. This process ensures the integrity of the sample and allows for a final cleaning in TCE to remove EVA residue, preparing the sample for subsequent analysis without compromising this integrity.

Capítulo 2
RESUMEN

En el siguiente trabajo, se realiza una revisión de los distintos ensayos que se han aplicado a los paneles fotovoltaicos que intentan relacionar la degradación de estos con sus componentes químicos, concluyendo que el ensayo que determina de mejor manera los elementos del panel es el ensayo ToF-SIMS, es por esto que se plantea una metodología para poder realizar este ensayo a un panel que ha sido expuesto a funcionamiento en el desierto de Atacama durante siete años y otro panel de que posee las mismas características y edad, pero sin haber sido expuesto, esto con el fin de encontrar las diferencias químicas causadas por degradación.

La metodología mencionada consiste en las mejores prácticas para poder determinar la sección en la cual se debe de extraer la muestra, esto mediante el uso de diferentes técnicas de inspección, como lo son la caracterización del sitio, el análisis de sus curvas IV y finalmente electroluminiscencia que mediante análisis, se fueron descartando las diversas celdas dentro del panel, hasta llegar a una selección final, la cual debe de ser corroborada mediante fotoluminiscencia, que debido a que las instalaciones para este ensayo se encuentran bajo construcción, no es posible su realización. Para luego aplicar el procedimiento de extracción de muestra.

Este procedimiento de extracción de muestra consiste en la remoción de las capas de backsheet y EVA mediante el uso de una cortadora láser, luego se procede a hacer una incisión con una fresa tipo copa y pegar una varilla a la sección cortada, para posteriormente retirarla usando calor, y limpiar los residuos mediante procedimientos químicos.

Capítulo 3
Introducción

Con el desarrollo de la tecnología se ha logrado adquirir una mayor calidad de vida, pero a su vez este desarrollo ha requerido una mayor producción energética para mantener los procesos industriales. Lamentablemente debido a el desconocimiento de las consecuencias de muchas acciones, se han desarrollado y utilizado diversos métodos de generación de energía, en los cuales los más antiguos además de generar la energía necesaria, generaba como subproducto gases contaminantes y nocivos no solo para la salud de los seres vivos, si no que también nocivos para nuestro planeta. En al actualidad estamos sufriendo los efectos negativos de todas estas generaciones, y la forma más conocida de esto es el calentamiento global, el cual es causado por diversas razones, pero una de las principales es el efecto invernadero, que se causa debido a los gases de efecto invernadero. Ahora la pregunta es ¿Cómo se relaciona la generación energética con el efecto invernadero?, la respuesta simple es que la mayor cantidad de procesos de producción energética convencionales tienen como subproducto gases de efecto invernadero, como por ejemplo el CO_2. Es por esto que en la actualidad se ha estado optando por buscar diferentes fuentes de energía, sobre todo fuentes de energía que no produzcan estos gases, como por ejemplo la energía solar.

En la actualidad la energía solar se encuentra en un continuo auge, esto es principalmente debido a que es una fuente de energía renovable e inagotable. A medida que la tecnología avanza, los costos de instalación y mantenimiento de los paneles solares han disminuido considerablemente [55], haciendo que la energía solar sea cada vez más accesible para hogares y empresas.

Aterrizando lo que es la energía solar a un marco nacional (Chile), se puede notar como desde el año 2014 comenzó la inserción progresiva de esta, partiendo con 1.7 % [56] de participación en el mercado nacional y en la actualidad posee una participación del 20.9 % [57] en el mercado nacional, se debe de destacar que la mayoría de esta participación se encuentra centrada en el norte del país, que corresponde al desierto de Atacama, y aunque sea un gran lugar para la generación de energía solar, al mismo tiempo debido por sus áridas condiciones y sus intensas radiaciones, causan que los paneles solares se degraden de una manera más acelerada, se debe de considerar que bajo exposiciones estandarizadas, que son menores a las exposiciones del desierto de Atacama, los fabricantes garantizan para algunos modelos de paneles solares una pérdida de potencia del 20 % en 25 años de uso [30], por ende en el norte de nuestro país se puede esperrar un mayor decaimiento. En la actualidad se conocen muchas maneras en las cuales un panel solar se puede degradar, sin embargo, no hay muchos estudios que relacionen esta degradación a la variación en los elementos químicos del panel.

Es por esto que se buscara la forma en al cual se pueda realizar este análisis, comenzando desde lo más esencial que es el entendimiento de una celda solar (Capítulo 5), luego revisando los diversos ensayos que se han utilizado actualmente (Capítulo 7), las formas de obtener una muestra para que pueda ser analizada (Capítulo 9) y el procedimiento que se debe de seguir para la selección de estas (Capítulo 10). Además el análisis del como se escoge correctamente una celda para su análisis (Capítulos 11 y 12).

Capítulo 4
OBJETIVOS

4.1. Objetivo general

El objetivo general del trabajo es establecer los pasos necesarios para caracterizar la degradación que sufre un panel fotovoltaico expuesto a condiciones reales de exposición mediante un análisis elemental.

4.2. Objetivos específicos

Para cumplir con el objetivo general se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Recopilar eventuales correlaciones entre la degradación de celdas fotovoltaicas y la composición elemental de su interfaz de colección de carga frontal, de acuerdo con la literatura a la fecha.
- Desarrollar una metodología para la extracción de muestras de celdas de paneles fotovoltaicos monofaciales que sean compatibles con el análisis elemental.
- Caracterizar los módulos fotovoltaicos a estudiar y seleccionar las celdas a muestrear para un ensayo de espectrometría de masa SIMS, ToF-SIMS o similar, tanto para una muestra de una celda de un panel fotovoltaico monofacial sin exposición y otra con exposición a condiciones reales.

Capítulo 5
Celda fotovoltaica

La celda fotovoltaica, o también conocida como celda solar, es un dispositivo semiconductor que absorbe la luz solar y genera corriente eléctrica a través del efecto fotovoltaico, de donde reciben su nombre. Para poder comenzar a entenderla, se debe de empezar entendiendo que es un semiconductor.

5.1. Semiconductores

Iberdrola [42] y Diariomotor [43] definen a los semiconductores, como materiales que dependiendo de las condiciones de temperatura, presión, radiación y campos magnéticos, poseen la capacidad de actuar como un material conductor eléctrico, permitiendo el paso de esta, o a la vez comportarse como un material aislante eléctrico, sin permitir su paso. Una forma simple de ver este fenómeno es presentada en el libro de Green [1] con la figura 5.1, en donde se representa un estacionamiento de dos pisos, siendo los autos una representación de los electrones, en la sección a), se puede observar como todos los autos están en el primer piso y no se pueden mover al segundo piso debido a que no tiene un espacio, en este momento el semiconductor esta actuando como un aislante, sin embargo en la sección b), al existir un espacio en el primer piso, se permite el movimiento de los autos en los distintos niveles, permitiendo el traspaso de energía, comportándose como un material conductor.

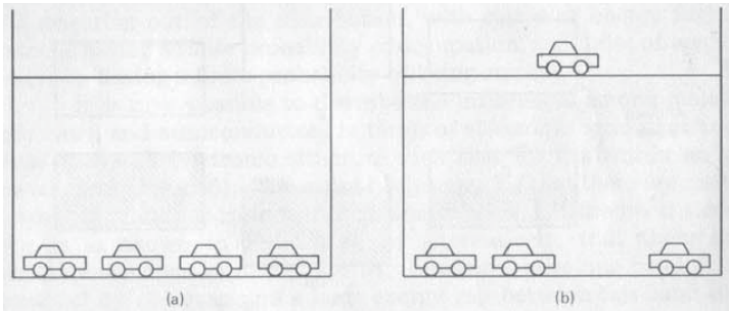


Figura 5.1: Analogía de estacionamiento de dos niveles. a) Sin movimiento posible. b) Posibles movimientos en los dos niveles [1].

Como se mencionó anteriormente, la celda solar es un material semiconductor, siendo el silicio cristalino ($c-Si$) el material más utilizado, el $c-Si$ posee cuatro electrones de valencia, que al unirse con otras molécula de $c-Si$ forman enlaces covalentes, sin embargo, estos enlaces se pueden quebrar a temperaturas elevadas o excitaciones externas, causando la creación de *electrones libres* y *agujeros móviles*. El concepto de agujero móvil hace referencia al efecto que ocurre cuando los electrones de valencia saltan para llenar los espacios vacíos, generando entonces otro lugar con carencia de electrón, haciendo que el agujero se desplace [2].

En un material conformado por átomos de $c - Si$, al momento en que un electrón de valencia se desplaza desde un átomo a otro, crea un átomo ionizado positivamente, debido a que ahora se encuentra en carencia de un electrón, además de un agujero móvil. Por otro lado el átomo que ha recibido el electrón, ahora posee una carga negativa y su agujero móvil ha sido ocupado. Debido a que no se posee una fuerza motriz, el movimiento de estos electrones es aleatorio y no se puede obtener energía eléctrica. Es por este motivo que es necesario la inserción de una fuerza motriz en forma de un campo eléctrico, esto mediante el uso de dopaje [44].

5.2. Dopaje

En esencia el dopaje es la incrustación de un elemento químico (impurezas) en un material semiconductor, existen dos maneras de realizar el dopaje, la primera manera es mediante la *impureza intersticial*, que hace referencia la incrustación física del elemento en los espacios que existen dentro del material y la segunda es la de *impurezas sustitutivas*, en la cual se reemplazan átomos del material con los átomos que se quiere realizar el dopaje [1].

Concretizando en lo que son las celdas solares, el principal elemento que se utiliza es el c-Si, el cuál es un elemento perteneciente al grupo IV de la tabla periódica, debido a esto que los elementos del grupo III y del grupo V de la tabla periódica, actúan perfectamente como impurezas sustitutivas para este.

En la mayoría de los casos en la celda solar, se utiliza el fósforo (P) proveniente del grupo V, creando un semiconductor cargado negativamente, llamada de aquí en adelante como tipo *n*, y el boro (B) proveniente del grupo III, creando un semiconductor cargado positivamente, llamada como tipo *p*. La celda solar más simple, nace de la unión de estos dos semiconductores, también conocida como unión p-n, como se puede apreciar en la figura 5.2.

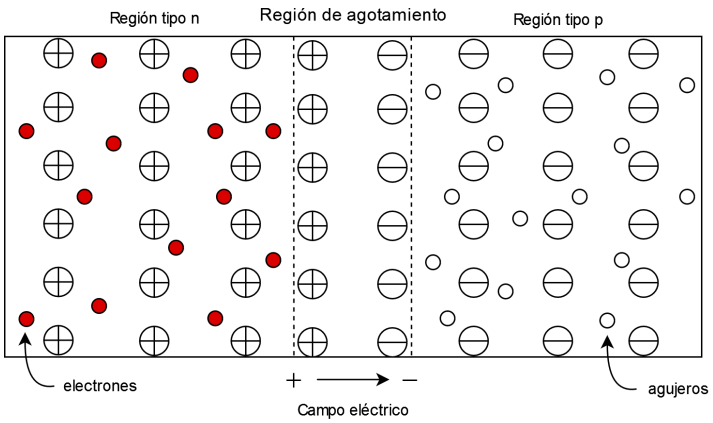


Figura 5.2: Esquema simplificado de unión p-n [2].

Como se puede apreciar en la figura 5.2, justo en la frontera en donde se encuentran los dos semiconductores, se desarrolla un fenómeno llamado *región de agotamiento*, el cual consiste en el traslado de los electrones libres provenientes del semiconductor tipo n, a los agujeros del semiconductor tipo p, este fenómeno no se extiende en la totalidad del material, debido a que no todos los electrones poseen la energía necesaria como para cruzar la región de agotamiento. Una vez sucede esto, se posee un material que se encuentra eléctricamente polarizado, creando así un campo eléctrico. Si este material que se encuentra en un estado de equilibro se ve afectado por luz incidente, que posea la cantidad de energía suficiente, como para penetrar hasta la región de agotamiento y además excitar los electrones a tal nivel que sobrepasen su *banda prohibida* (energía necesaria para excitar a un electrón y que este pueda participar en la conducción), se generarán electrones libres, además de agujeros móviles, los cuales debido al campo eléctrico, se verán forzados a sus respectivos polos, causando así una mayor polarización en el material, por ende si estos dos extremos del material se conectan, se logra tener una diferencia de potencial, en otras palabras, electricidad [44], creándose así, una celda solar simplificada.

5.2.1. Parámetros de una celda solar

El funcionamiento de una celda solar se puede caracterizar principalmente mediante el uso de tres variables eléctricas principales: la potencia máxima (P_{max} o P_m), la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y la tensión de circuito abierto (V_{oc}). A partir de estas variables se puede obtener el factor de llenado (FF).

5.2.1.1. Potencia máxima (P_{max})

La potencia máxima de una celda solar, tal como su nombre especifica, se define como el punto en el cual la celda se encuentra operando en su máxima producción de potencia, además en este punto se encuentra el voltaje en el punto de potencia máxima (V_{pm}) y la corriente en el punto de potencia máxima (I_{pm}).

5.2.1.2. Corriente de cortocircuito (I_{sc})

Es la corriente máxima que producirá el panel en una situación de anomalía de funcionamiento del panel cuando exista un cortocircuito. Este valor se suele utilizar para determinar el tamaño de cable de la instalación, así como para dimensionar a medida las protecciones y los fusibles de esta parte de la instalación solar [54]. Además, se debe de destacar que en este punto no existe voltaje.

5.2.1.3. Tensión de circuito abierto (V_{oc})

La tensión de circuito abierto en una celda solar corresponde a la tensión de salida de un panel cuando no haya ninguna carga, es decir, corresponde a la máxima tensión que puede producir una celda solar [54]. Además, se debe de destacar que en este punto no existe corriente.

5.2.1.4. Factor de llenado (FF)

El factor de llenado, más conocido por su abreviatura "FF", por su nombre en inglés "Fill Factor", es un parámetro que, junto con V_{oc} e I_{sc}, determina la potencia máxima de una celda solar. El FF se define como la relación entre la potencia máxima de la celda solar y el producto de V_{oc} e I_{sc}. El factor de llenado también puede ser visto visualmente en un gráfico de corriente contra voltaje, también conocido como curva IV, siendo el factor de llenado el cuadrado de máxima dimensión que se puede crear dentro de la curva [3].

$$FF = \frac{P_{\text{max}}}{V_{\text{oc}} \cdot I_{\text{sc}}} \tag{5.1}$$

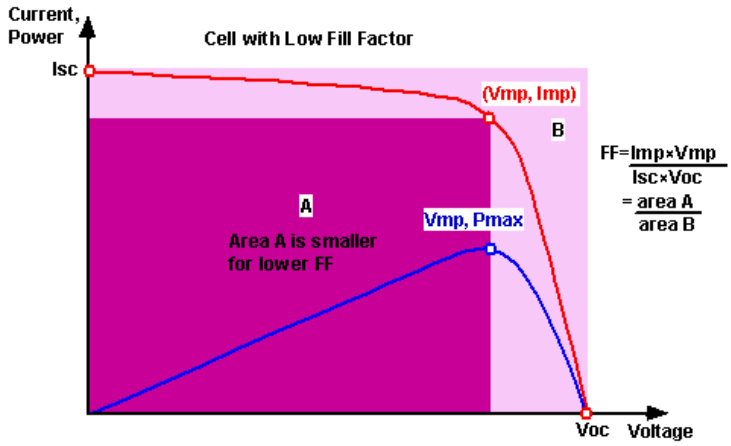


Figura 5.3: Gráfico de la corriente de salida de la celda (línea roja) y la potencia (línea azul) en función del voltaje. También se muestran los puntos de corriente de cortocircuito (I_{sc}) y tensión de circuito abierto (V_{oc}) de la celda, así como el punto de máxima potencia (V_{pm}, I_{pm}) [3].

5.3. Paneles fotovoltaicos

Debido a que una celda solar no proporciona una cantidad relevante de energía, es necesario unir varias de estas celdas, ya sea en una conexión en paralelo, para aumentar la corriente o en serie, para aumentar el voltaje, esto mediante soldaduras de plata, las soldaduras que conectan una celda con otra que tienen como función el transportar la energía son llamadas *barra colectora o Busbar*, además el panel posee otro tipo de soldaduras, que son las encargadas de transportar la energía de la celda a la barra colectora, estas soldaduras se llaman *dedos o fingers* (la distribución de estos se puede apreciar en la figura 5.4), se debe de destacar que estas soldaduras se encuentras en la parte superior de la celda solar.

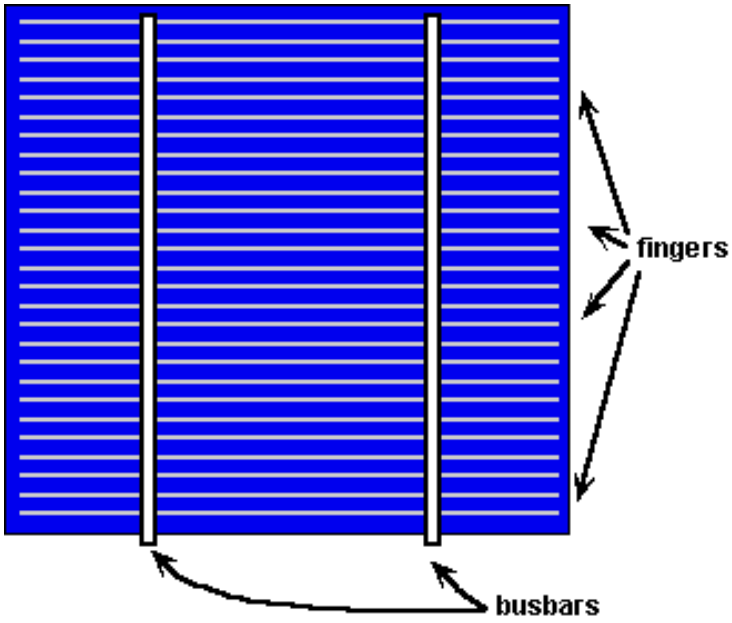


Figura 5.4: Esquema de distribución de la barra colectora y los dedos de una celda solar [4].

Cuando se conectan estas celdas, es necesario protegerlas para que no sufran daños en su operación, es debido a esto que se utilizan encapsulantes como el etil vinil acetato (EVA), que es resguardado por una capa de tedlar poliéster tedlar (TPT o backsheet) en la parte inferior y un vidrio templado en la parte superior, esta configuración de celdas solares y su protección, es conocido como panel fotovoltaico monofacial o panel solar monofacial, de los cuales dependiendo de la tecnología de la celda y la cantidad que se encuentren unidas tanto en serie como en paralelo, van a poseer diversas potencias, tiempos de vida, eficiencias entre otras propiedades.

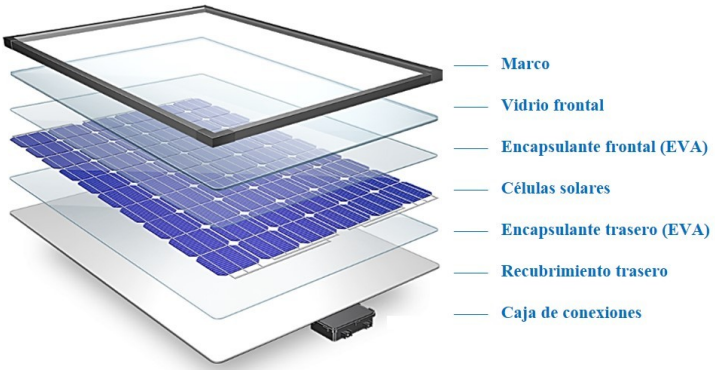


Figura 5.5: Esquema simplificado de un panel solar [5].

En la actualidad existen diversas tecnologías que se han aplicado en los paneles solares, estas tecnologías conllevan mejores eficiencias de operación para los paneles solares, las principales tecnologías son las siguientes:

5.3.1. Celda solar con superficie trasera de aluminio (Al-BSF)

La estructura de celda solar que fue utilizada más ampliamente en el mercado hasta aproximadamente el año 2010 [50], corresponde a la celda solar con superficie trasera de aluminio o Al-BSF por su nombre en inglés "Aluminum back surface field", este tipo de celda solar comúnmente posee una eficiencia entre el 17 % y el 19 % [45].

Debido a que este tipo de celda solar es la más relevante para el estudio, será a la que se realizará una descripción más profunda. Para la creación de este tipo de celda solar, es necesario a una oblea de silicio dopada con carga p, realizarle los siguientes pasos:

1. **Limpieza de la oblea:** Debido a que la oblea de silicio puede tener contaminantes tanto de manufactura como externos, es necesario realizar una limpieza para asegurar la mayor pureza posible, esta limpieza es desarrollada comúnmente de la siguiente manera (UCIR-VINE [46]): Se comienza con la limpieza de los aceites y residuos orgánicos, esto se realiza remojando la oblea 10 minutos en acetona a 55°C, posteriormente se remoja entre 2 a 5 minutos en metanol, para ser remojados en agua desionizada, Una vez realizado esto, se debe de proceder con el baño en RCA (5 partes de agua (H_2O), 1 parte de peróxido de hidrógeno al 30 % (H_2O_2) y 1 parte 27 % hidróxido de amonio) durante 10 minutos, para luego dejar remojando nuevamente en agua desionizada. Debido a que este proceso causa una ligera capa de óxido de silicio, es necesario removerla mediante el uso de ácido fluorhídrico en una concentración del 2 % (diluida en agua), durante 2 minutos, luego remojar la celda nuevamente en agua desionizada y sacar los residuos soplando hidrógeno a la celda.

2. **Texturización de la oblea:** Una vez que la oblea se encuentra limpia, se procede a realizarle una texturización, es decir, otorgarle una geometría designada, en este caso es una geometría piramidal en la cara superior de la oblea, esto con el fin de reducir la reflexión de la luz e incrementar su absorción.

3. **Implantación de emisores n^+:** Cuando la oblea se encuentra limpia y texturizada, es el momento de la implantación de emisores tipo n^+ o emisores positivos, en la parte superior de la oblea, estos emisores corresponden normalmente al dopaje de fósforo en la oblea. Este tratamiento es realizado normalmente como es descrito por Hongzhao et al. [6], mediante el uso de un horno de cuarzo, para el dopaje de fósforo utilizando vidrio de fosfosilicato (PSG) para la creación de un emisor altamente dopado, luego se le aplica una oxidación térmica utilizando $POCl_3$ para profundizar la penetración del dopaje. Este proceso se puede ver de manera simplificada en la siguiente figura:

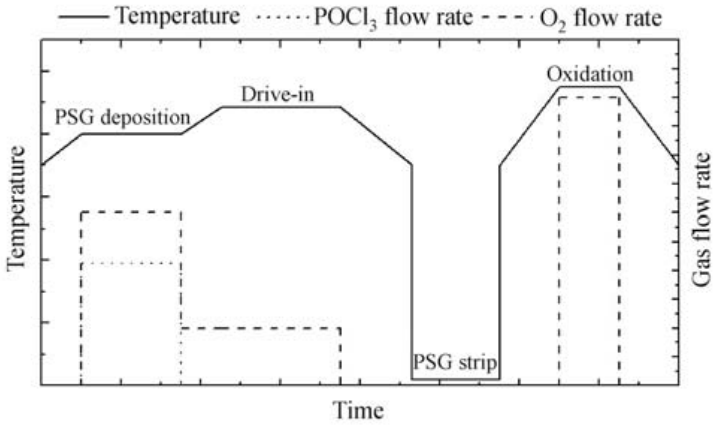


Figura 5.6: Ilustración de un perfil genérico de $POCl_3$ tiempo-temperatura/caudal de gas para la formación de emisores, incluido un paso de deposición de PSG, entrada y oxidación térmica opcional [6].

4. **Aislamiento de los bordes:** Para evitar fugas de corriente en los bordes de la celda, estos deben de ser eléctricamente aislados de la celda, esto se realiza removiendo el fósforo de los los bordes con un grabado plasma, utilizando CF_4 y O_2 [47].

5. **Inserción de capa anti-reflectante:** Mediante el método de PECVD (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition), que consiste en la deposición por medio de plasma de una mezcla de hidróxido de silicio (SiH_4) con nitrógeno (N) o hidróxido de nitrógeno (NH_x) para la formación de una capa antireflectante de hidróxido de silicio (SiN_x) en la capa superior de la oblea (justo encima de la capa n^+). También se puede realizar el mismo ensayo, pero realizando el cambio de NH_x a N_2O, para realizar una fina capa de óxido de silicio (SiO_x) (actúa como centros de atrapamiento de impurezas metálicas en el cristal y también contribuyen a fijar dislocaciones, lo que resulta un importante contribución al fortalecimiento mecánico del material (Malú et al. [48])) en vez de una capa de SiN_x en la oblea.

6. **Deposición de la capa trasera de aluminio (Al-BSF):** La capa trasera es impresa en la totalidad de la capa trasera de la oblea mediante serigrafía, normalmente el material de estos contactos es la plata (Ag) más utilizado debido a su relación resistividad-precio-disponibilidad, principalmente el cobre no es utilizado, debido a que provoca problemas en el proceso de serigrafía, al mismo tiempo debido a que la plata no es capaz de formar contactos óhmicos con el silicio tipo p, se necesita mezclar la plata con elementos de aluminio (Al) [48]. Para poder soldar esta pasta a la oblea, es necesario introducir la oblea en un horno a elevadas temperaturas (normalmente se espera hasta el siguiente paso para introducir la oblea al horno, esto para realizar solamente un tratamiento térmico).

7. **Deposición de los contactos superiores:** Los contactos superiores son impresos en la oblea mediante serigrafía con una matriz mallada, poseyendo un ancho de aproximadamente 100 μm [7] normalmente el material de estos contactos es la plata (Ag). Una vez terminado el proceso de serigrafía de la plata, es necesario introducir la oblea en un horno a elevadas temperaturas para poder soldar la plata a la oblea.

8. **Deposición de los contactos posteriores:** El proceso para los contactos inferiores es el mismo proceso para los contactos superiores, cambiando únicamente la matriz utilizada en la serigrafía. Tiene la función de actuar como un conector con las celdas solares colindantes. Una vez terminado este paso, se ha obtenido una celda solar del tipo AL-BSF.

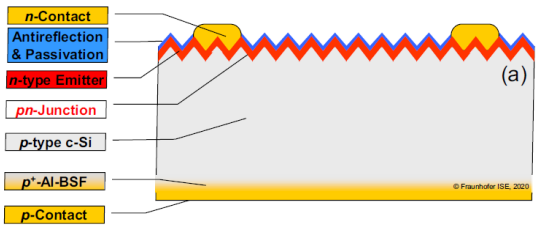


Figura 5.7: Dibujo esquemático de una celda solar del tipo AL-BSF visto lateralmente [7].

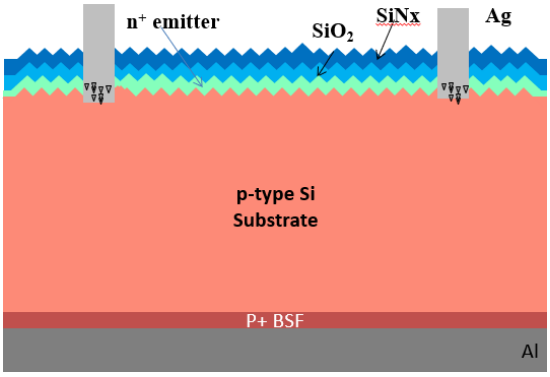


Figura 5.8: Dibujo esquemático de una celda solar del tipo AL-BSF visto lateralmente [8].

Dullweber y Schmidt [49] plantean los principales problemas de este tipo de celdas, los cuales son debido a la recombinación de portadores de carga (los electrones y los huecos, se combinan y pierden su energía antes de ser recolectados por los contactos eléctricos de la celda) en el contacto trasero de aluminio es sólo marginalmente suprimido por el dopaje de aluminio local en la superficie trasera, mejor conocido como campo de superficie trasera de aluminio (Al-BSF). Además, esta capa absorbe parcialmente la luz infrarroja, que reduce la absorción de luz de la celda solar. Debido a estos dos mecanismos de pérdida, la eficiencia de las celdas solares industriales de silicio actuales con Al-BSF de área completa son limitadas alrededor del 20 %. Es debido a esto que se desarrolla la siguiente tecnología de celda solar conocida como PERC.

5.3.2. Emisor pasivado y contacto trasero (PERC)

Las celdas de emisor pasivado y contacto trasero o PERC por su acrónimo en ingles de “Passivated Emitter Rear Cell” son en la actualidad el tipo de celda que domina el mercado, abarcando más del 60 % de la producción mundial actual (hasta 2023, VDMA [51]). Este tipo de tecnología nació para amortiguar los principales problemas de las celdas AL-BSF. Estos defectos fueron abarcados realizando un pequeño cambio a la forma en que se producen las celdas, siendo la principal diferencia en la parte posterior de esta, debido a que la celda PERC en vez de poseer toda la cara posterior directamente cubierta con aluminio, esta cara se ve previamente pasivada mediante PECVD, posteriormente se realizan pequeñas incisiones en esta capa mediante corte láser, esto con el fin de crear contactos locales al momento de realizar la deposición de la capa trasera de aluminio. Además, se debe de recalcar la disminución del ancho de los contactos superiores a aproximadamente 30 μm [7]. Gracias a estas mejoras, este tipo de panel posee una eficiencia máxima de 22.5 % [9]. La estructura de estos paneles puede ser vista en las siguientes figuras.

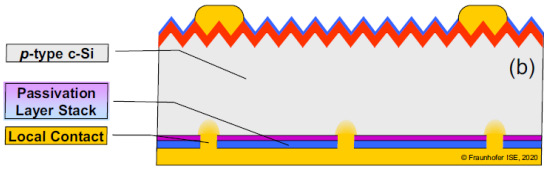


Figura 5.9: Dibujo esquemático de una celda solar del tipo PERC visto lateralmente [7].

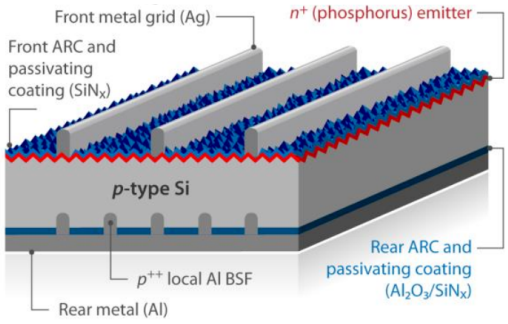


Figura 5.10: Dibujo esquemático de una celda solar del tipo PERC [9].

5.3.3. Emisor pasivado y contacto trasero bifacial (PERC+)

Las dos tecnologías vistas previamente corresponden a tecnologías de paneles fotovoltaicos monofaciales, es decir que solo capturan activamente la radiación solar por la cara superior, sin embargo, si se cambia ligeramente la estructura de un panel PERC, se puede lograr que este pueda capturar la radiación solar por ambas caras, convirtiéndolo así, en un panel bifacial. Realizar este cambio no posee una gran dificultad. debido a que únicamente se debe de cambiar la matriz del Al-BSF a una matriz con dedos, similar a la utilizada en al capa frontal, sin embargo con un distanciamiento entre dedos igual a la distancia en la cual se pasó previamente el láser. Al realizar esto se logra tener una celda bifacial, con una eficiencia que alcanzar el 24.1 %. además de un ahorro del 80 % de la pasta de aluminio por celda [9].

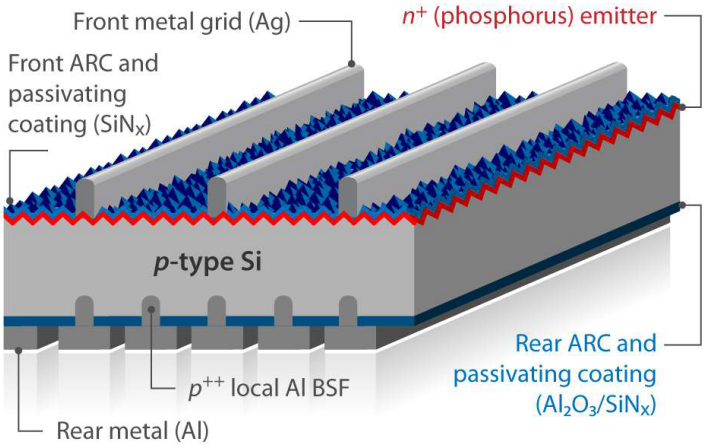


Figura 5.11: Dibujo esquemático de una celda solar del tipo PERC+ [9].

5.3.4. Otros tipos de celdas

Debido a que las celdas de silicio tipo p, es decir las celdas con tecnología AL-BSF, PERC y PERC+, poseen la gran desventaja que los portadores del silicio tipo p poseen un bajo tiempo de vida, se ha introducido un nuevo tipo de celdas solares, las cuales en ves de utilizar silicio tipo p como base, utilizan silicio tipo n. Otro motivo de este cambio es debido a que las celdas de tipo n presentan una mayor eficiencia que las celdas tipo p. Un ejemplo de este tipo de celdas son las celdas de emisor pasivado trasero totalmente difuso o n-PERT, por su nombre en inglés "Passivated Emitter Rear Totally diffused"

Además, se debe de destacar que en la actualidad existen más tipos de estructuras de paneles solares, como lo son las celdas solares con heterounión ("Silicon heterojunction solar cells" SHJ), que a su vez han sido patentadas por Panasonic Corporation con el nombre de heterounión con capa delgada intrínseca ("Hetero-junction with intrinsic thin layer" HIT) [9], las celdas con contactos pasivadores a base de polisilicio ("Polysilicon-based passivating contacts" TOPCon) y las celdas con contacto trasero interdigitado ("Interdigitated back contact" IBC), que no son descritas en este trabajo debido a la baja relevancia que poseen sobre este [7].

Capítulo 6
inspecciones de un panel solar

Una vez que el panel solar ya ha sido producido y se encuentra en operación, existen diversas formas de caracterizarlo, estas caracterizaciones se realizan principalmente para poder determinar si el panel esta funcionando de manera correcta y si es que presenta algún tipo de falla. En la actualidad las medidas de caracterización de un panel solar son principalmente cuatro, las cuales se verán a continuación.

6.1. Inspección visual

La primera forma de inspección es a la vez la forma más simple, esta inspección corresponde a una inspección visual del panel solar, para realizar esta inspección no se necesita ninguna clase de equipamiento, debido a que se revisa que el panel no posea fallas que sean visibles a simple vista, como lo pueden ser grietas en las celdas y/o en el vidrio, degradación del EVA (este se torna en un color amarillento), desprendimiento de la capa de TPT, cables de conexión rotos, entre otras fallas que son visibles al ojo humano.

6.2. Termografía

El segundo método consiste en analizar el panel solar mediante el uso de una cámara térmica, esto se hace para la inspección de puntos calientes dentro del panel solar durante su operación, esto puntos calientes pueden ser causados por diversos factores, los cuales pueden ser provocados por diodos de derivación defectuosos, fallos de contacto y cortocircuitos en células solares, entrada de humedad, suciedad, grietas en las células o en el cristal del módulo [52]. Es importante la detección de estos puntos, debido a que causan una disminución en la energía que produce el módulo y en el peor de los casos, pueden generar un incendio dentro de la planta fotovoltaica.

La norma IEC TS 62446-3 [53] describe las principales características que debe de poseer este ensayo, las cuales son: Una irradiancia mínima de 600 W/m^2 en el plano del panel solar, viento máximo de 28 km/h, cobertura de nubes de 2 okta (pocas nubes), no realizar limpieza del piso, un ángulo lo más perpendicular posible entre la cámara y el panel solar.

6.3. Curva IV

Para al obtención de los principales parámetros de una celda solar (P_{max}, V_{oc}, I_{sc} y FF), es necesario realizar un ensayo denominado curva IV, el cual muestra la dependencia de la corriente y el voltaje cuando un panel solar se encuentra en funcionamiento. Además de la curva IV, se puede realzar otra curva denominada curva PV, la cual muestra la dependencia de la potencia en relación a la corriente, ambas de estas curvas pueden ser visualizadas a continuación:

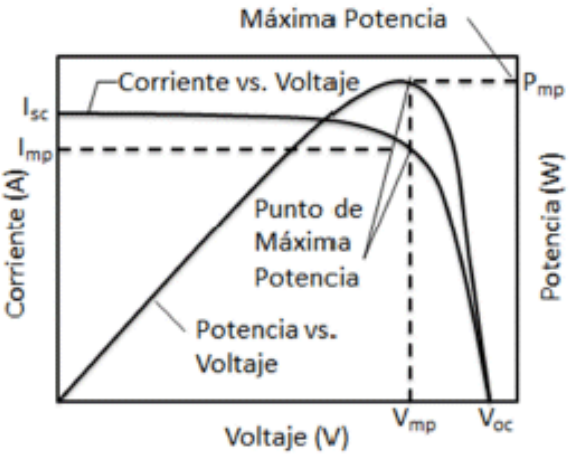


Figura 6.1: Esquema de una curva IV y una curva PV sobrepuestas [10].

La norma española UNE-EN 62446-1 [11] la cual se adecua a la norma IEC 62446-1:2016, define las siguientes formas de interpretar una curva I-V, comenzando con una breve descripción de las partes que esta posee, los cuales son una "pata horizontal" (con una tendencia ligeramente descendente), una "pata hacia abajo" (casi completamente vertical) y una curvatura o "codo" entre esas dos regiones. En una curva normal, estas tres partes son continuas y tienen una tendencia suave. La forma general de esta curva se puede apreciar en la figura 6.2, siendo representada por la línea naranja continua.

Sin embargo, la forma general de la curva puede presentar variaciones, las cuales son causadas por diversas fallas, estas se pueden observar en la figura 6.2, se debe de destacar que estas variaciones se pueden presentar de manera aislada o combinadas.

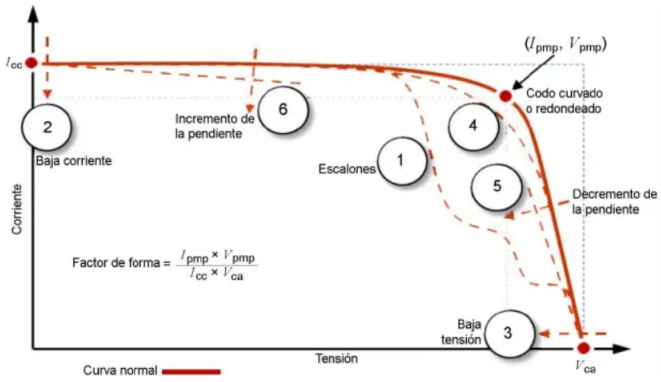


Figura 6.2: Esquema de una curva IV y sus variaciones [11].

1. **Variación 1: Escalones o cortes en una curva:** Los escalones o variaciones abruptas en una curva IV son indicadores de falta de homogeneidad entre las diferentes áreas del generador o módulo bajo análisis. Esto puede ser debido a diversos factores, incluidos los siguientes: El generador o módulo está parcialmente sombreado, el generador o módulo está parcialmente ensuciado u oscurecido por alguna otra causa (nieve, etc.), celda/módulo dañado, diodo de derivación cortocircuitado.

2. **Variación 2: Corriente baja:** Los principales factores responsables de la variación de la corriente esperada y la conectada son: Suciedad uniforme, franjas de sombra, degradación, mala calibración del sensor de irradiancia, problemas de medición, o irradiancias demasiado bajas.
3. **Variación 3: Tensión baja:** Los principales factores responsables de la variación de la tensión se incluyen las siguientes: Diodos en derivación conductores o en cortocircuito, degradación inducida por potencial (PID), sombreados significativos y uniformes en toda la celda, no correspondencia con la temperatura real del dispositivo y el valor al cual se traza la curva.
4. **Variación 4: Curvatura del codo:** La redondez o curvatura del codo de una curva IV puede ser la manifestación de un proceso de envejecimiento. Antes de concluir que éste es el caso, se ha de revisar las pendientes de las patas vertical y horizontal de la curva IV. Si han cambiado, éstas pueden producir en la forma del codo un efecto visual parecido.
5. **Variación 5: Pendientes menos pronunciadas en la pata vertical:** La pendiente de la última parte de la curva IV, que corresponde a la sección entre el punto de máxima potencia (V_{pm}) y el V_{oc} está influenciada por la resistencia en serie del circuito bajo análisis. Un incremento de la resistencia reducirá la inclinación de la pendiente en esta parte de la curva. Entre las causas potenciales del incremento de la resistencia en serie se incluye: Daños en el cableado o fallas en las interconexiones de módulos o strings, los cuales pueden ser provocados por corrosión, degradación o errores de fábrica.
6. **Variación 6: Mayor pendiente en la pata horizontal:** La variación de la pendiente de la parte superior de la curva IV normalmente se debe a: Bajas resistencias paralelo o flujos de corrientes paralelo, diferencias en la corriente de cortocircuito de las celdas de un módulo o string (mismatch), sombreados o suciedades puntuales.

6.4. Electroluminiscencia (EL)

La electroluminiscencia (EL) es la emisión de radiación óptica resultante de la aplicación de energía eléctrica [12]. En el contexto de los paneles solares, corresponde a un procedimiento optoelectrónico utilizado principalmente para la evaluación cualitativa de fallas en los módulos. En general, se detectan los fotones emitidos por el semiconductor del que están hechos las celdas solares. Para ello se somete el módulo a una corriente directa durante un periodo de tiempo. Así, el módulo se alimenta con la corriente para inducir una recombinación radiativa de portadores, causando la emisión de luz, la cual no es visible para el ojo humando, debido a que corresponde a luz en el rango infrarrojo. Es debido a esto que se requiere de una cámara de cargar de dispositivos acoplados (CCD) para detectar la radiación emitida (emisión lumínica de electroluminiscencia).

La EL corresponde a un ensayo no destructivo para el panel solar. Además, para poder realizar adecuadamente este ensayo, se requiere un ambiente oscuro (sala aislada o de noche) para evitar contaminación, debido a que la radiación emitida infrarroja por las celdas solares tiene una intensidad muy baja comparada con la radiación de fondo (contaminación lumínica) y se requiere que la cámara sea colocada de la manera más perpendicular posible con respecto a el panel solar, esto con el fin de evitar un ajuste de emisividad, el cual se debe de realizar si la imagen fue tomada con un ángulo mayor a 50° con respecto a la normal del panel.

Como se mencionó anteriormente, la EL se utiliza para determinar fallas de manera cualitativa, es debido a esto que se utilizarán las definiciones entregadas por la norma PD IEC TS 60904-13:2018 [12] para la clasificación y detección de estas fallas de silicio cristalino. A continuación, se presentan algunas de estas definiciones..

- **Dedos faltantes, rotos o delaminados:** Los dedos faltantes o rotos, son fácilmente detectables con la EL y tienden a ser estables con el tiempo, sin embargo reducen la eficiencia de la celda. Los dedos delaminados por su lado tienden a degradarse con el tiempo, disminuyendo la operación de la celda y el panel.

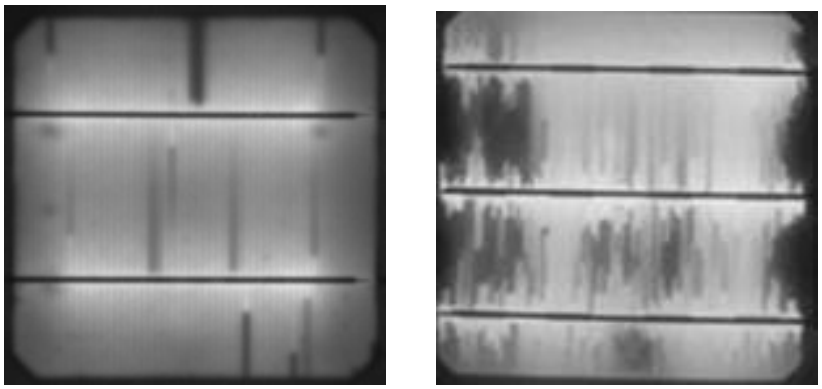


Figura 6.3: Ejemplos de dedos faltantes, rotos o delaminados [12].

- **Tiempo de vida reducido de origen de silicio fundido:** Existente sobre granos o regiones particulares del lingote que contienen defectos elevados o concentraciones de impurezas. Generalmente son estables en el tiempo y su influencia es en gran medida capturado en la eficiencia inicial de la celda y el panel.

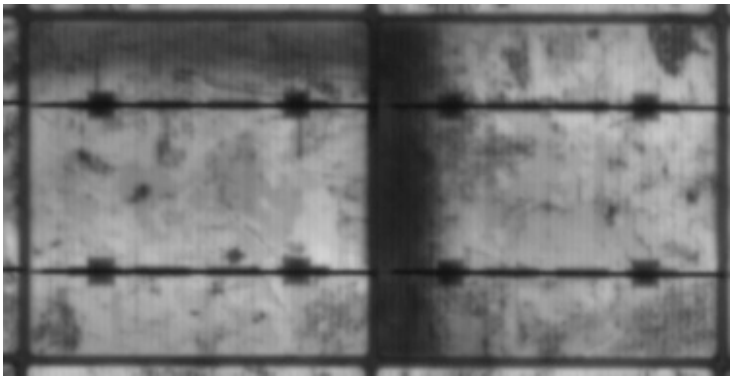


Figura 6.4: Ejemplos de tiempo de vida reducido de origen de silicio fundido [12].

- **Contaminación de la celda:** Áreas localizadas de señal EL baja, es decir presenta un punto ennegrecido, cuando la sección es sistemática de una célula a otra se puede asignar a la contaminación de oblea por el equipo de manipulación. Alternativamente, si la contaminación se presenta localmente (en una única celda) puede ser debido a la contaminación del material (como la pasta de metalización de contacto). La contaminación de las celdas son generalmente estables en el tiempo y su influencia se capta en la eficiencia inicial de la celda y el panel.

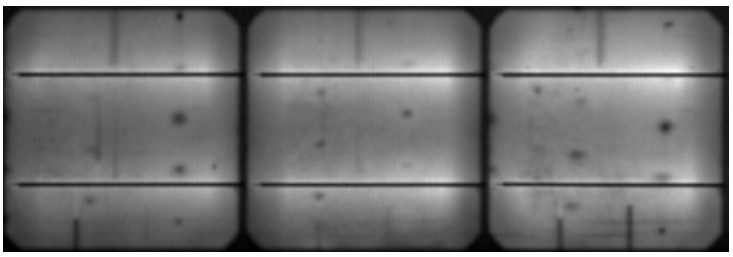


Figura 6.5: Ejemplos de contaminación de la celda [12].

- **Menor vida útil de los portadores minoritarios en toda la celda:** Debido a una menor vida útil del portador minoritario se presenta una menor luminosidad generalizada en la celda.

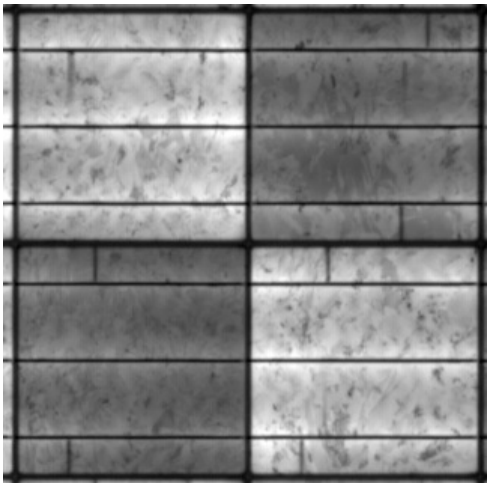


Figura 6.6: Ejemplos de menor vida útil de los portadores minoritarios en toda la celda [12].

- **Degradación de la celda por degradación inducida por potencial (PID):** Se aprecia como una menor luminiscencia total en la celda, que es visible desde $0{,}1 \times I_{sc}$ y a medida que se va aumentando la corriente, el oscurecimiento de la celda se hace más evidente.

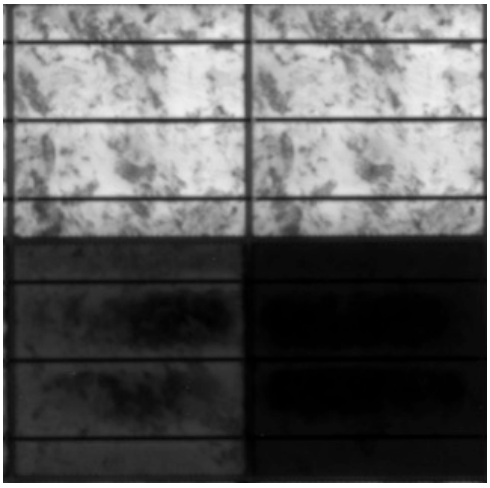


Figura 6.7: Ejemplos de degradación de la célula por degradación inducida por potencial [12].

- **Interconexión inadecuada de la barra colectora:** Se presenta una resistencia en serie elevada sobre una parte de la celda asociada con una interconexión inadecuada de la barra colectora.

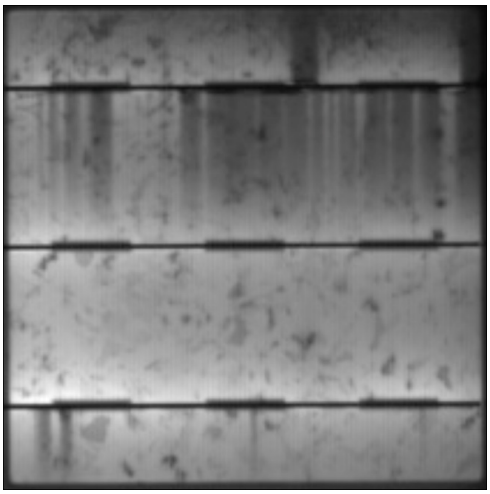


Figura 6.8: Ejemplos de interconexión inadecuada de la barra colectora [12].

- **Cracks en la celda:** Se definen tres tipos de cracks, según su impacto en la celda: **Crack tipo A** micro-cracks que aparecen en forma de líneas. No elimina el área activa de la celda ni causa pérdidas significativas de potencia en la celda. **Crack tipo B** cracks que trazan regiones parcialmente desconectadas. **Crack tipo C** cracks que trazan regiones desconectadas del resto del circuito eléctrico del módulo.

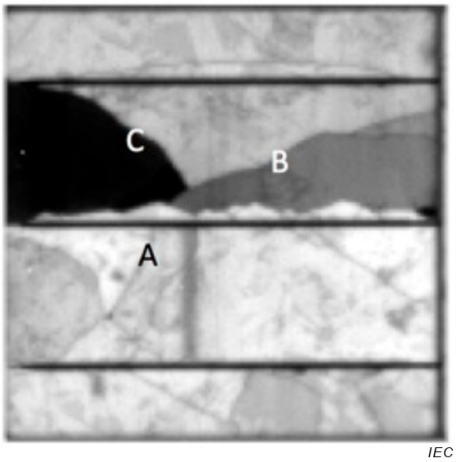


Figura 6.9: Ejemplos de cracks en la celda [2][12].

- **Soladadura erronea de la barra colectora:** Caracterizado por áreas de baja luminiscencia que tienen de centro una barra colectora y se esparcen hasta aproximadamente la mitad de distancia entre barra y barra, se asocian con resistencia en serie.

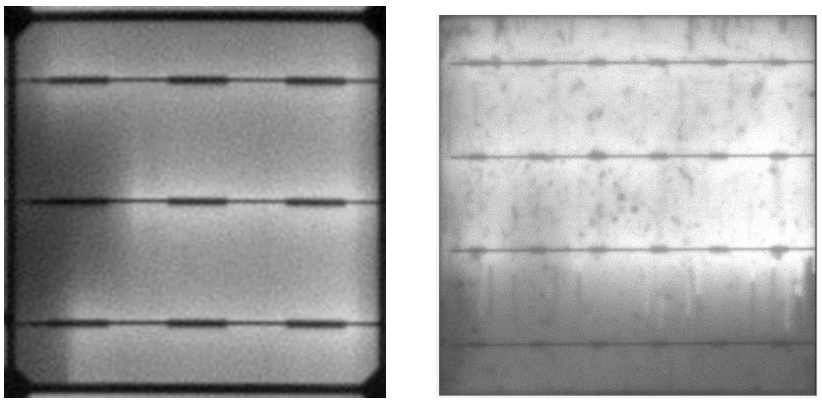


Figura 6.10: Ejemplos de soladadura erronea de la barra colectoras [12].

Debido a la extensa cantidad de celdas que posee un panel, es necesario establecer un método para la correcta identificación de cada celda dentro de este, esta identificación consiste en una enumeración tanto alfabética como numérica de los distintos paneles, como se muestra a en la figura 6.11, donde se observa una denotación alfabética para realizar una referencia a las distintas columnas dentro del panel solar e una referencia numérica para las distintas filas dentro del panel solar. Se debe de destacar que la caja de conexión debe de estar en el sector superior de la enumeración y se enumera con una vista desde la cara frontal del panel:

A, 1	B, 1	C, 1	i, 1
A, 2	B, 2	C, 2	i, 2
A, 3	B, 3	C, 3	i, 3
A, 4	B, 4	C, 4	i, 4
A, 5	B, 5	C, 5	i, 5
A, 6	B, 6	C, 6	i, 6
A, 7	B, 7	C, 7	i, 7
A, j	B, j	C, j	i, j

Figura 6.11: Identificación de celdas dentro de un panel solar [12].

6.5. Fotoluminiscencia (PL)

La fotoluminiscencia abreviada como PL por su nombre en inglés (Photoluminescence), como es descrita en [58], [59] y [60] es un procedimiento con el cual se puede visualizar y medir la cantidad de electrones que pasan de un nivel energético a otro, esto es mediante la excitación del material mediante una fuente lumínica externa, siendo esta normalmente en el espectro cercano al infrarrojo hasta el espectro ultravioleta. El material al ser excitado con esta fuente lumínica causa una recombinación de los pares de electrones libres y agujeros móviles, lo que causa una pequeña liberación de energía en forma de luz, la cual puede ser captada mediante el uso de una cámara CCD, y se puede ver aumentada su definición con el uso de una cámara InGaAs [14].

En la actualidad existen dos principales tipos de fotoluminiscencia, el primer tipo es la fotoluminiscencia para observar la cantidad de portadores que posee el material, denominada “Carrier Density Imaging”, que se basa en mantener la fuente de excitación continua mientras se mide la cantidad de luminiscencia que es producida por el material. Aterrizando este tipo de fotoluminiscencia a los paneles solares, se tiene el estudio realizado por Trupke et al. [13], en el cual se puede apreciar que realizan este tipo de ensayo para diversas celdas con diversas características en la figura 6.12 se pueden apreciar seis casos, el caso a) se puede apreciar la influencia de una abolladura en forma de cúpula en el soporte de sustrato de un sistema de deposición PECVD SiN en la parte inferior de la oblea. El caso b) muestra microcracks resultantes de un trazado láser deficiente y posterior escisión de la muestra. El caso c) presenta el efecto de un micrómetro utilizado para medir el espesor en varias posiciones de la muestra. En la sección d) se muestra la influencia de un gradiente de temperatura a través de la oblea durante el proceso de recocido. En e) se observa el efecto del manejo de obleas con pinzas de plástico limpiadas por RCA durante el secado de la oblea antes de procesamiento en hornos de alta temperatura. Finalmente en f) se presenta la Imagen de una oblea contaminada involuntariamente.

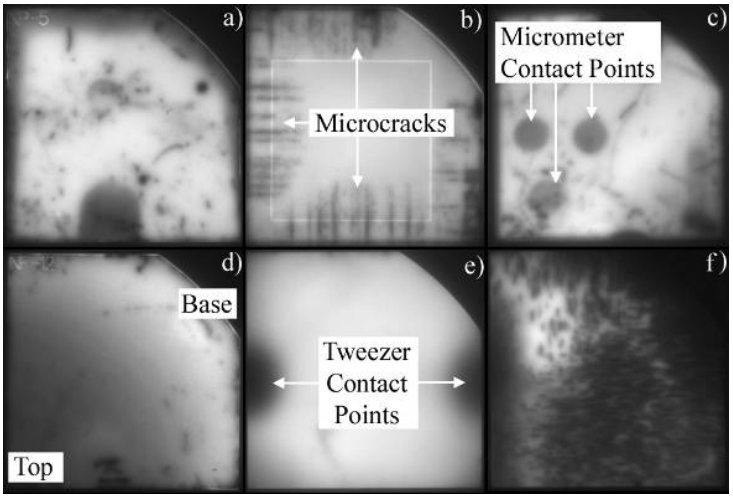
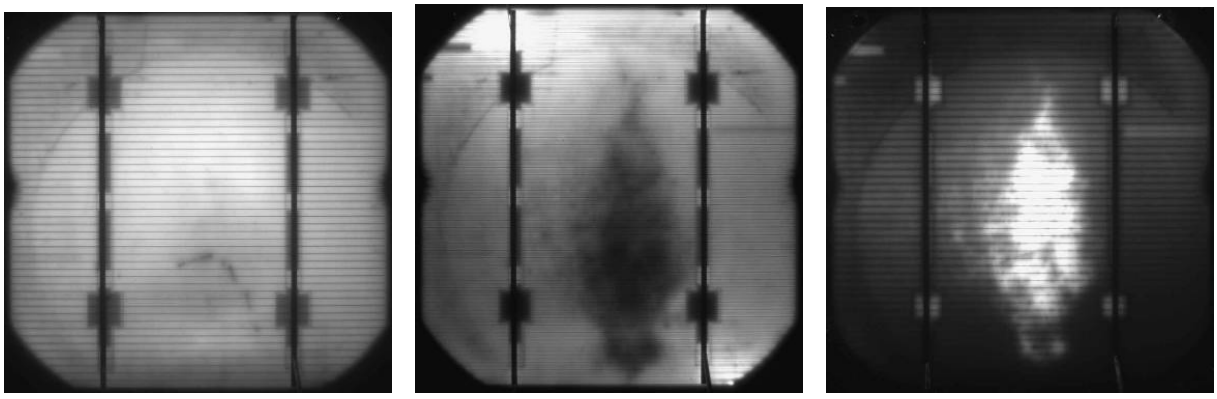


Figura 6.12: Seis casos de fotoluminiscencia en celdas solares (revisar párrafo anterior para mayor detalle) [13].

En este mismo documento, se presenta una rápida comparación entre esta técnica y una electroluminiscencia, se puede apreciar en la figura 6.13 se presenta en la sección a) la fotoluminiscencia de la celda (sin estar conectada), en donde se visualiza una reducción en la vida útil en las áreas en las que los bordes de la parte trasera de la celda está metalizado con plata y por lo tanto falta localmente un campo de superficie trasera. Esto se puede corroborar en la sección b) en donde se muestra una electroluminiscencia de la misma celda, pero además de esta falla, se visualiza en la zona central una sección donde claramente se posee una menor luminiscencia. Debido a que este efecto no se visualiza en la sección a), se procede a realizar una fotoluminiscencia con la celda en cortocircuito, la cual se muestra en la sección c) donde se puede apreciar el mismo fenómeno que en al sección b), esto es causado a una incorrecta conexión de los dedos de la celda, que causan que en la sección central no llegue correctamente la corriente para la electroluminiscencia y en el caso de la fotoluminiscencia con corto circuito, no permite que los electrones puedan evacuar la celda, causando una zona de mayor luminosidad.



(a) (b) (c)

Figura 6.13: Imagenes de luminiscencia a una celda solar industrial: (a) PL con aproximadamente un sol de iluminación, (b) EL con corriente de densidad $25mA/cm2$, (c) PL con cortocircuito externo [13].

El segundo tipo de fotoluminiscencia corresponde a la fotoluminiscencia de imagen de la vida de los portadores minoritarios, también conocida en inglés como “Minority carrier lifetime imaging”, en donde en vez de mantener la fuente de excitación lumínica (como en el caso contrario), se realiza la medición con un solo pulso de luz que excita a la muestra y se mide el tiempo en el cual deja de emitir la luminiscencia, en [61] se explica brevemente el como un menor tiempo de luminiscencia se relaciona a una menor cantidad de portadores en el material. Esto es debido a que entre menor sea al cantidad de portadores del material, menor va a ser el tiempo en el cual estos estén realizando interacciones entre electrones libres y agujeros móviles. Un ejemplo de este tipo de fotoluminiscencia, se puede apreciar en el trabajo de Trupke et al. [14], en donde se presenta la fotoluminiscencia de una celda de silicio multicristalino (figura 6.14) y plantea al dificultad de realizar una correlación directa de la cantidad de portadores de la celda con la tiempo de vida de los portadores minoritarios, esto debido principalmente al dopaje de fondo.

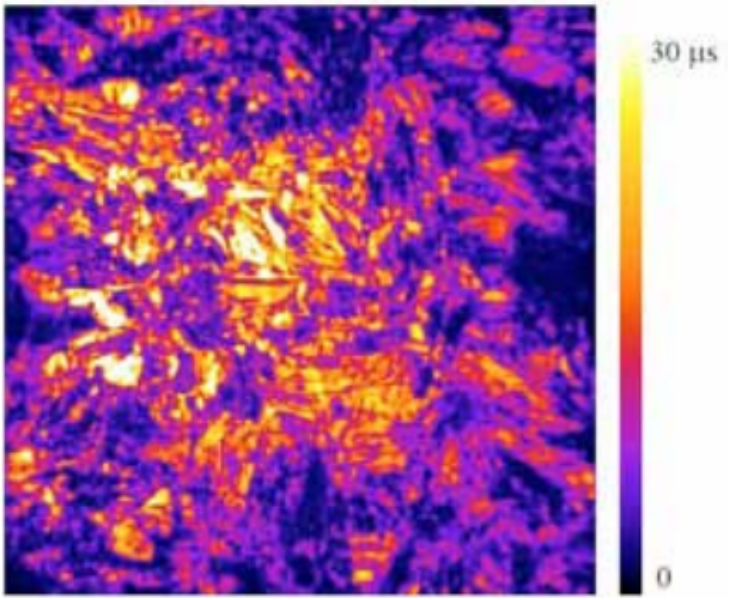


Figura 6.14: Ejemplo de fotoluminiscencia del tipo minority carrier lifetime imaging a una celda de silicio multicristalino [14].

Capítulo 7
Ensayos microscópicos

Para poder inspeccionar que es lo que se encuentra a nivel microscópico en un material, existen diferentes métodos, de los cuales se explicaran un par de estos.

7.1. Scanning Electron Microscopy (SEM)

El Scanning Electron Microscopy (SEM), o también conocido como Microscopia electrónica de barrido en español, es un tipo de microscopía que posee un funcionamiento similar a los microscopios de luz (microscopios ópticos), en el sentido que, en vez de capturar la luz visible, se capturan electrones reflejados o expulsados de la muestra para formar la imagen.

En este ensayo, la imagen es formada a partir de la reflexión de electrones excitados por un haz de electrones incidente.

En la Figura 7.1 se puede apreciar un modelo simplificado de como funciona esta microscopía, donde:

1. Se genera el haz de electrones.
2. Se inicia la proyección del haz de electrones hacia la muestra.
3. Se condensa el haz de electrones por medio de lentes electromagnéticos. Entre más condensado este el haz, mejor resolución poseerá la imagen.
4. El haz de electrones es redirigido hacia la muestra, por medio de lentes electromagnéticos.
5. El haz de electrones choca con la muestra, produciendo electrones secundarios y de retrospección.
6. Se capturan los electrones expulsados.

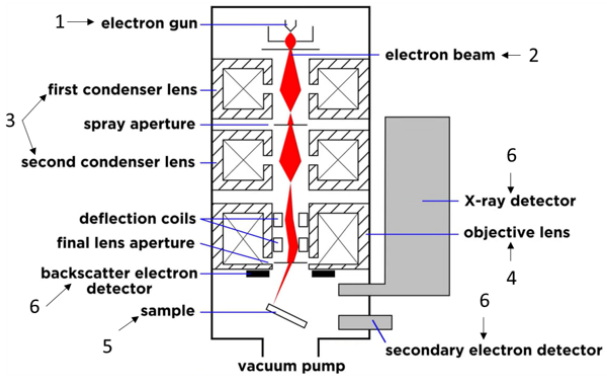


Figura 7.1: Funcionamiento simplificado de un equipo SEM [15].

La imagen obtenida por este método posee una resolución mil veces mayor a la resolución obtenida por un microscopio óptico.

Para poder ocupar este tipo de microscopia, las muestras deben de ser cubiertas en una capa de iones de oro o de paladio, debido a que cuando el haz de electrones impacta con esta cubierta, emiten los electrones a los cuales se les denomina como *"electrones secundarios (SE)"* y son los utilizados para la obtención de la imagen, la que corresponde a una topografía en tres dimensiones de alta resolución, entregando información detallada de esta.

Además de los electrones secundarios, se expulsan electrones causados por retrodispersión, los cuales son emitidos por interacciones elásticas y son generados en regiones más profundas de la muestra. Estos son utilizados para conocer la cristalografía del material y su campo magnético [15][31].

El análisis SEM puede ser realizado principalmente de dos formas, la primera es el *top-down SEM*, que hace referencia a que el análisis fue realizado desde la parte superior de la muestra hacia la parte inferior, es decir, los elementos más cercanos en la imagen corresponden a la primera capa del elemento analizado. La segunda forma es el *cross-secional SEM*, que hace referencia a que el análisis fue realizada a la sección transversal de la muestra, es decir en uno de los bordes de esta.

En el ámbito de los paneles solares, el SEM se ha utilizado principalmente para realizar comparaciones visuales de degradación. Como por ejemplo en el experimento realizado por Nafis et al.[16], donde se realizó un ensayo de cross-sectional SEM de un contacto perteneciente a un panel monocrsitalino degradado a base de calor húmedo y otro sin ser expuesto, con la finalidad de analizar y comparar de manera visual la degradación.

En la figura 7.2 se puede apreciar como el contacto del panel monocristalino degradado muestra un contraste uniforme con el vidrio en comparación con el contacto sin degradar, lo que indica que la interfaz de silicio-metal se ha degradado al ser expuesto al calor húmedo.

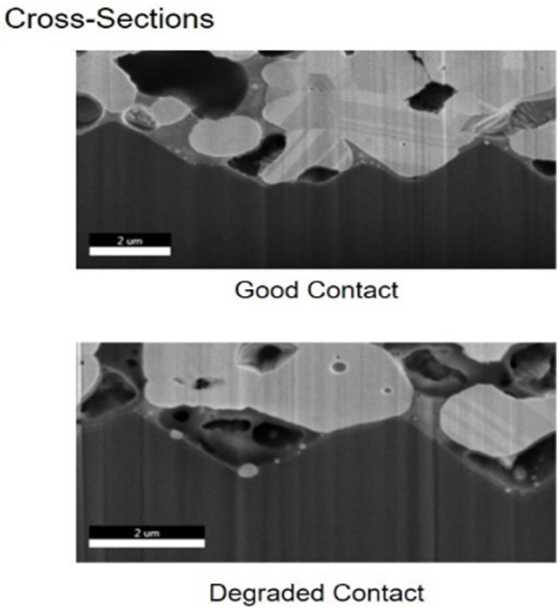


Figura 7.2: Resultado de un cross-sectional SEM de un contacto de un panel monocristalino bueno y otro expuesto a ciclados térmicos húmedos [16].

Otro estudio que ha realizado el ensayo SEM para paneles solares, fue el estudio realizado por Gilbert y Meyer [17], en el cual se realiza un un análisis top-down SEM en una celda polycristalina, al mismo tiempo que se le aplica un ensayo EDX (explicado en la sección 7.3) la cual fue sometida a una polarización inversa para causarle puntos calientes.

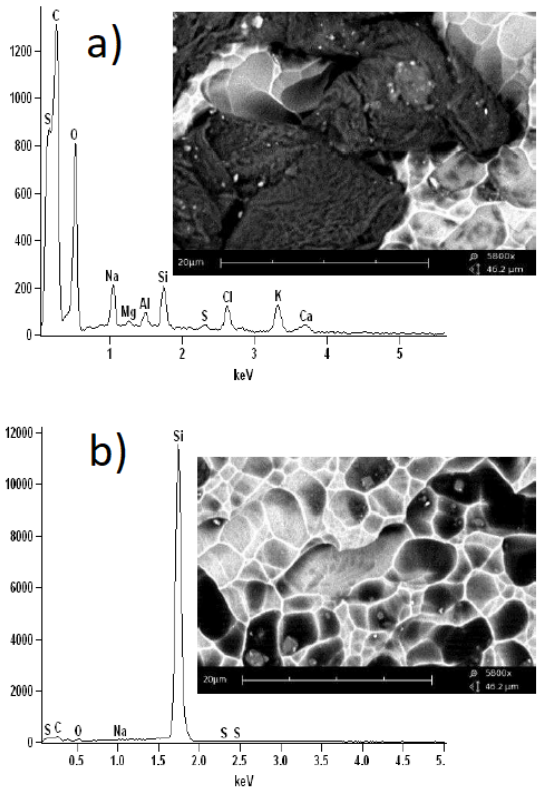


Figura 7.3: Resultado de un top-down SEM con EDX de una celda polycristalina, a) en la zona afectada y b) en una zona no afectada por puntos calientes [17].

De la figura 7.3a) se puede observar el daño de la celda causado por un punto caliente, además se puede notar grandes cantidades de carbón y oxigeno. Por otro lado, en la figura 7.3b) se puede apreciar como la celda mantiene una estructura cristalina con bajos niveles de carbón y oxigeno. Se debe de destacar que los puntos calientes encontrados en la celda corresponden a regiones con menor homogeneidad del silicio.

De manera similar a los dos estudios mencionados anteriormente, el equipo de investigación de Sporleder et al. [18] donde se induce una degradación inducida por potencia (PID) a diversos módulos solares, en donde en la figura 7.4a) se puede ver la superficie afectada por PID bajo un análisis SEM de electrones secundarios, en la figura 7.4b) se visualiza la misma sección, pero con un análisis de corriente inducida por electrones (EBIC), en c) de la misma figura corresponde a un acercamiento de la zona dibujada con azul en a) y b). Finalmente d) corresponde a un análisis TEM que se realizo en la sección transversal siguiendo el corte de las flechas verdes dibujadas en c).

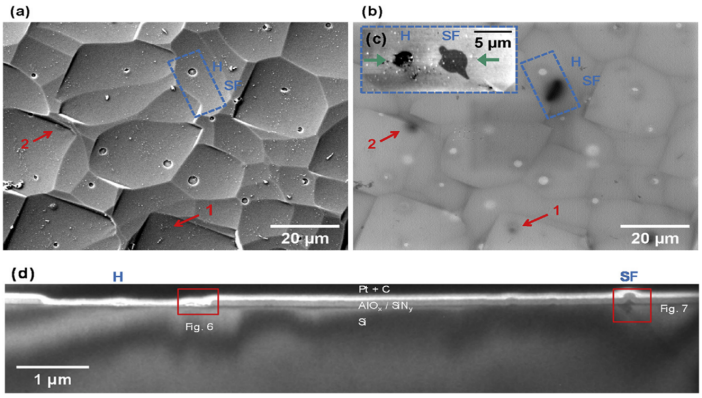


Figura 7.4: Resultado SEM de un mini módulo inducido con PID. Las imágenes a y c correspondes al análisis de electrones secundarios y la imagen b al análisis de corriente inducida por electrones (EBIC). (d) corresponde a una imagen TEM de la sección [18].

El análisis SEM en los paneles solares, no puede ser usado exclusivamente para realizar inspecciones visuales de degradación, si no que también puede ser utilizado para optimizar el proceso de manufacturación de las celdas como es demostrado en el estudio de Mengije et al. [19], en donde se revisa como afecta el ancho de los conectores a diversas temperaturas, obteniéndose que a mayor temperatura y mayor espesor de conector el espesor de la capa de vidrio se ve disminuido.

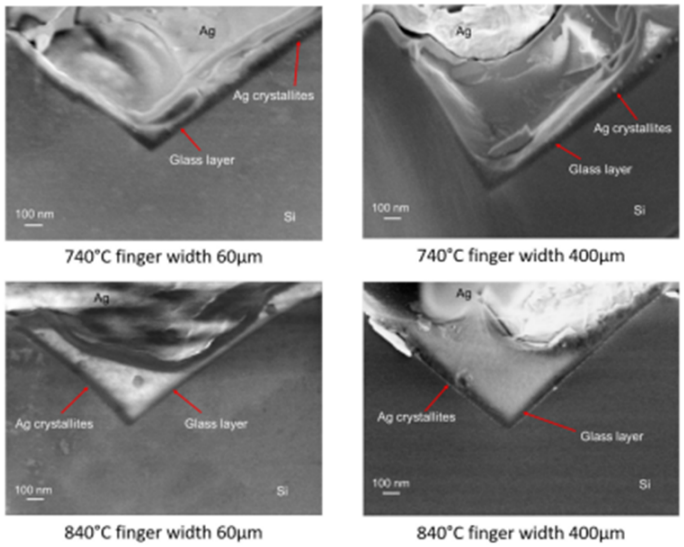


Figura 7.5: Resultado de un cross-sectional SEM, para analizar pérdidas en los conectores a diversas temperatras de curado [19].

7.2. Transmission Electron Microscopy (TEM)

El Transmission Electron Microscopy (TEM) o también conocida en español como Microscopia electrónica por transmisión, es una técnica que implica la proyección de un haz de electrones sobre una muestra extremadamente delgada, permitiendo que los electrones la atraviesen. En algunos puntos de la muestra, se producen concentraciones más altas de electrones, conocidas como *"regiones densas en electrones"*. Al atravesar estas áreas, los electrones pierden energía, lo que requiere amplificar la señal de estos, para su posterior visualización en una pantalla fluorescente.

La pantalla fluorescente es bañada con un químico, para que los electrones proyectados aparezcan como puntos de luz, la intensidad del punto depende de la cantidad de energía que posee el electrón. Luego una cámara captura la imagen generada en la pantalla y la proyecta en la computadora, obteniéndose así una imagen en plana de alta resolución de la muestra [20][32]. Este proceso se puede visualizar de manera simplificada a continuación.

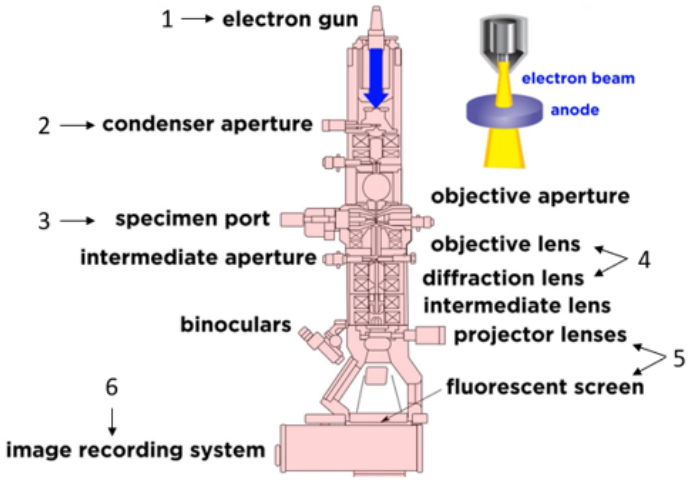


Figura 7.6: Funcionamiento simplificado de un equipo TEM [20].

1. Se genera el haz de electrones.
2. Se aceleran el haz de electrones.
3. El haz atraviesa la muestra.
4. Se amplifica la energía de salida de los electrones.
5. Se proyectan los electrones de salida sobre la pantalla fluorescente.
6. Se captura la imagen de la pantalla y se procesa en un ordenador.

La muestra utilizada tiene que ser ultrafina, con una sección transversal menor a cien nanómetros, para que los electrones puedan pasar a través de esta. Además, debe de estar deshidratada y bañada en resina.

Aterrizando este tipo de microscopía a lo que son los paneles solares, se ha utilizado de manera similar al ensayo SEM, en el sentido de que al igual que este, su mayoría de aplicaciones es en el estudio de degradación del equipo de Sporleder et al. [18], donde realizaron dos ensayos TEM, el primero se analiza lateralmente un hoyo causado por PID, figura 7.7, en donde se puede apreciar como este penetra hasta la capa de ALO_x/SIN_y, llegando incluso a la capa de silicio.

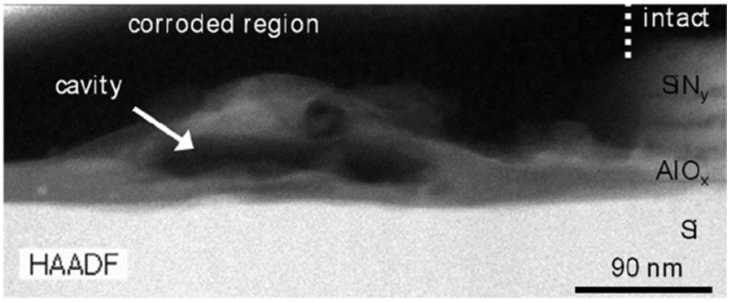


Figura 7.7: Imagen TEM transversal de mini módulo con una región de Si corroída por PID [18].

En este mismo estudio, se realizó otro ensayo TEM en una de las cavidades destacadas en al figura 7.4, con el fin de poder visualizarla de mejor manera, pudiendo observarse que sufre un apilamiento en la capa de ALO_x/SiN_y y una penetración en la capa de silicio.

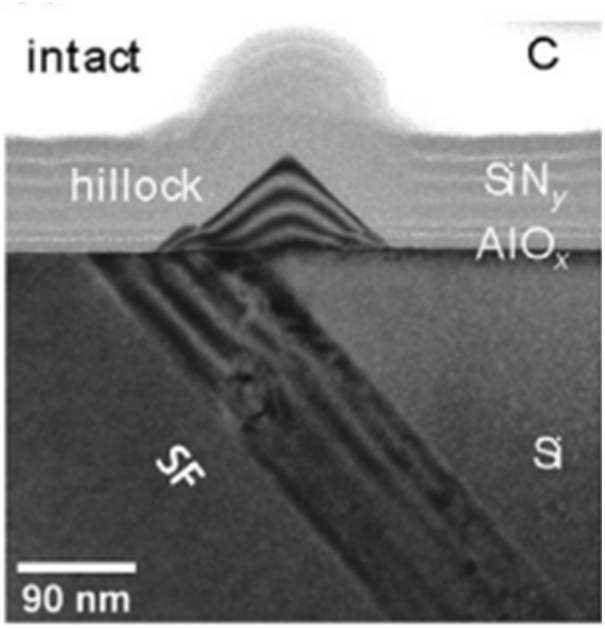


Figura 7.8: Imagen TEM transversal de un mini módulo inducido con PID, correspondiente al rectángulo azul de la figura 7.4 [18].

7.3. Energy Dispersive X-ray Spectroscopy (EDS, EDX, EDXA)

El principio de funcionamiento del Energy Dispersive X-ray Spectroscopy o Fluorescencia de rayos X por energía dispersiva en español, es irradiar rayos X a la muestra, los cuales expulsan electrones centrales (los electrones más cercanos al núcleo de un átomo). Cuando estos dejan el átomo, dejan un hueco que es llenado por otro electrón de un nivel energético superior, lo que causa que este libere energía.

Debido a que cada elemento posee una cantidad de energía a liberar con relación al haz de electrones incidente, se puede diferenciar los distintos elementos químicos que existen en la muestra.

Para la obtención de datos, es necesario un emisor, un colector y un analizador. Estos elementos se pueden encontrar normalmente en microscopios de electrones, como por ejemplo el SEM y el TEM [21][33].

Los resultados de esta espectroscopia, se ven un gráfico, donde el eje *X* representa el valor de KeV liberados por los electrones y el eje *Y* la intensidad de esa medida, un ejemplo de esto puede ser visualizado en la figura 7.9.

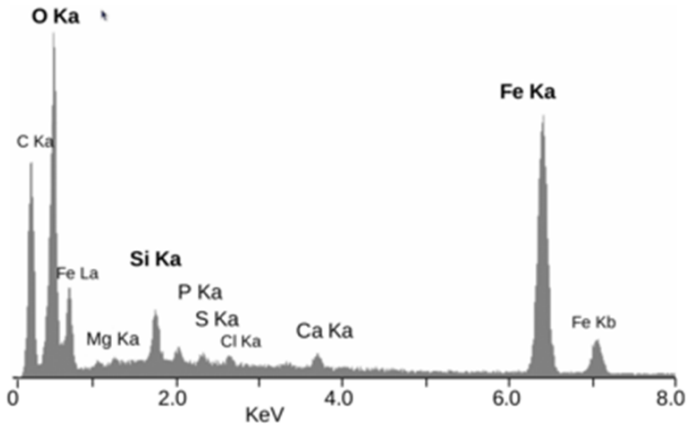


Figura 7.9: Resultado tipo de un ensayo EDS [21].

Debido a que este análisis se realiza principalmente al mismo tiempo que un análisis SEM o TEM, su aplicación en paneles solares es muy parecida a la de estos últimos, algunos ejemplos de esto es en la figura 7.5, en donde se puede apreciar como se presenta el resultado de un análisis SEM junto con un análisis de EDS. Otro ejemplo de esta presentación se puede notar a continuación, en la figura 7.10, en la cual se puede apreciar como en un contacto degradado se presentan incrustaciones de plata y estaño, el cual no estaba presente en la metalización, sugiriendo que fue depositado en una corrosión galvánica.

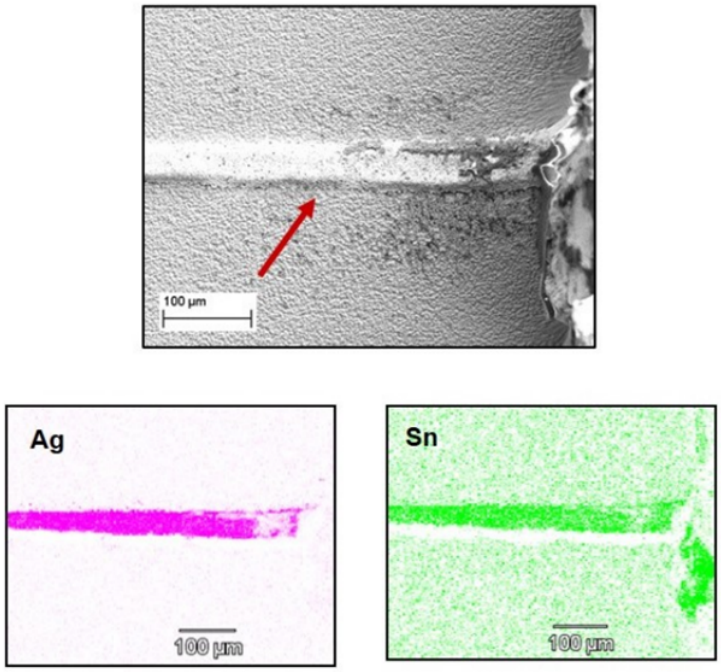


Figura 7.10: Análisis EDX a partir de un ensayo SEM, realizado a un panel solar degradado [16].

Otro ejemplo del uso de EDS en paneles solares, es en el estudio de Sporleder et al. [18], en donde al mismo tiempo que se realizó el TEM de la figura 7.8 se realizó un ensayo EDS a la zona que sufre el apilamiento, observándose la formación de sílice (SiO_2) por un proceso de corrosión, además se puede apreciar la migración de metales alcalinos en el proceso de corrosión.

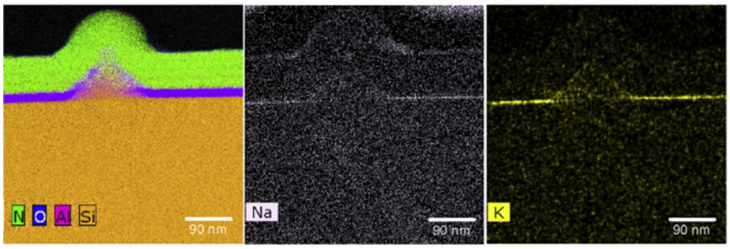


Figura 7.11: Análisis EDX obtenido a partir de un ensayo TEM, realizado a un mini módulo con PID inducido, correspondiente al rectángulo azul de la figura 7.8 [18].

7.4. X-ray Photoelectron Spectroscopy (XPS))

Conocido en español como Espectroscopia de fotoelectrónica de rayos X, es una espectroscopia que funciona a base del efecto fotovoltaico y permite determinar la composición química de la superficie de la muestra, así como también a que elementos están unidos.

Su funcionamiento implica la generación de un rayo X monocromático, proyectado sobre la muestra en un entorno de ultra vacío, que excita un electrón, expulsándolo del átomo y generando un fotón a través del efecto fotoeléctrico. Posteriormente el fotón es capturado y se mide la energía que posee, permitiendo determinar a qué elemento pertenece.

Es relevante destacar que los fotones solo se producen en la capa superficial de la muestra debido a la pérdida de energía a medida que el rayo X penetra en ella. El desplazamiento de energía del fotón proporciona información sobre los elementos vinculados a la muestra.

Debido a su funcionamiento, no es posible detectar hidrógeno. Aunque en este ensayo se puede obtener el estado de oxidación, el ambiente químico y los grupos funcionales [34].

Pese a que la profundidad del análisis sea pequeña, normalmente menor a cinco nanómetros, se puede realizar un análisis químico de profundidad, esto por medio del uso de un rayo de iones, los cuales van destruyendo de a poco las capas para poder analizar a mayor profundidad.

Una tercera forma de utilizar el XPS es para realizar una imagen con la composición química del material, para realizarlo es necesario dividir la muestra en una malla, en la cual se le aplica el ensayo en cada punto de la malla [22][35].

En la figura 7.12 se puede apreciar un modelo simplificado de como funciona esta microscopía, donde:

1. Se realiza una limpieza de la muestra por medio de una pistola de iones.
2. Se genera el rayo X.
3. Se proyecta el rayo X sobre la muestra.
4. Se captan los fotones liberados y se genera el espectro.

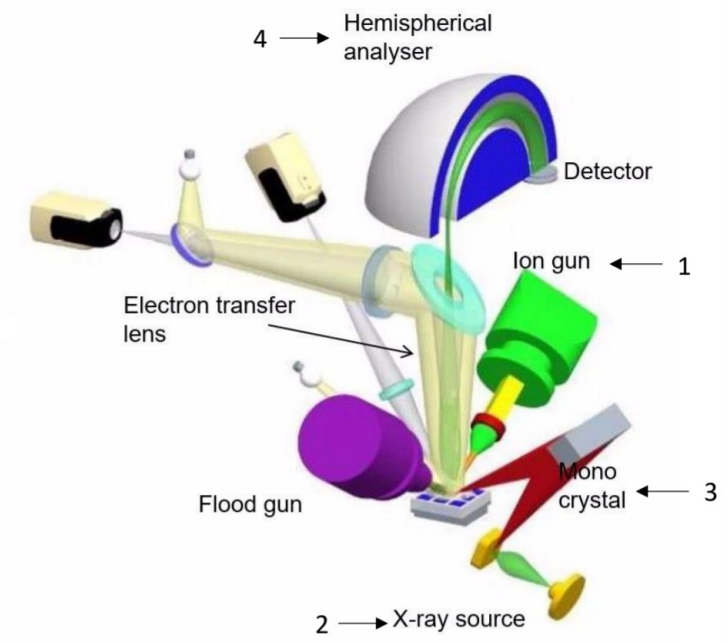


Figura 7.12: Esquema de funcionamiento de una máquina XPS [22].

En el contexto de paneles solares este tipo de espectroscopia ha tenido diversos usos, como por ejemplo en el estudio realizado por Ariza1 et al. [23] en donde se utiliza el ensayo XPS en una línea de producción, realizándose el ensayo en distintas etapas de la producción de un panel solar monocristalino, las cuales son: Muestra 1: La superficie texturizada de silicio obtenida después de un tratamiento con ácidos. Muestra 2: Después de ser ingresado a un horno a 1000 °C para la formación de la unión p-n. Muestra 3: Después de la formación de una capa de pasivación de óxido de silicio, mediante oxidación superficial en aire húmedo a aproximadamente 1000 °C. Muestra 4: Después de la deposición del recubrimiento antirreflectante. Muestra 5: Después de la calcinación en aire a 850 °C durante 20 minutos. Muestra 6: Después de la formación de los contactos. El fin de este experimento fue el determinar los diversos elementos que se presentan en cada etapa de producción.

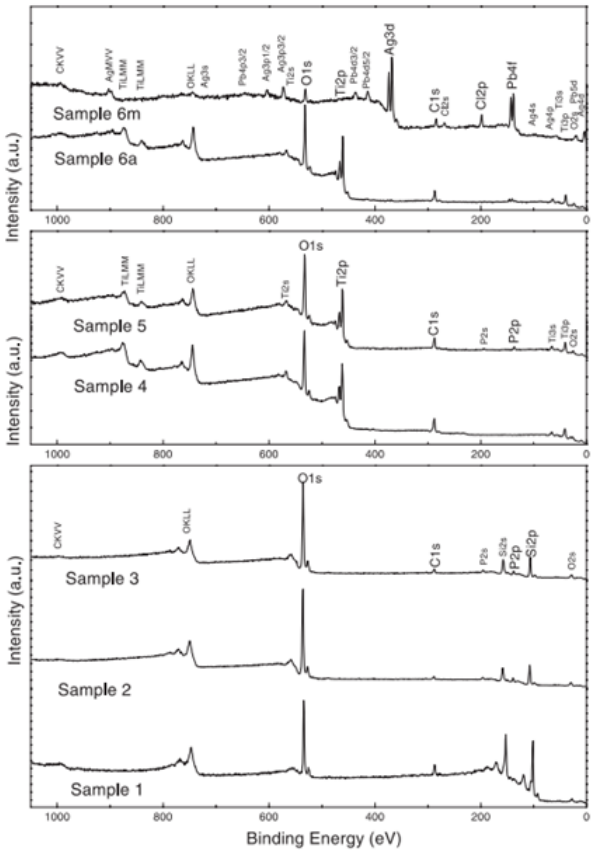


Figura 7.13: Testeo XPS para un panel de silicio monocristalino en distintas etapas de su manufactura [23].

De la misma manera que el resto de los ensayos, el principal uso que ha tenido el XPS en los paneles solares, es en el ámbito de la degradación, un ejemplo de esto es el estudio realizado por Nafis et al. [16], donde se analiza la degradación de los contactos para un panel expuesto a calor húmedo (figura 7.14a)) y dos expuestos a terreno (figura 7.14b) y c)), donde se puede observar que el panel expuesto a calor húmedo presenta oxidación en la plata, lo que siguiere oxidación en los contactos metálicos.

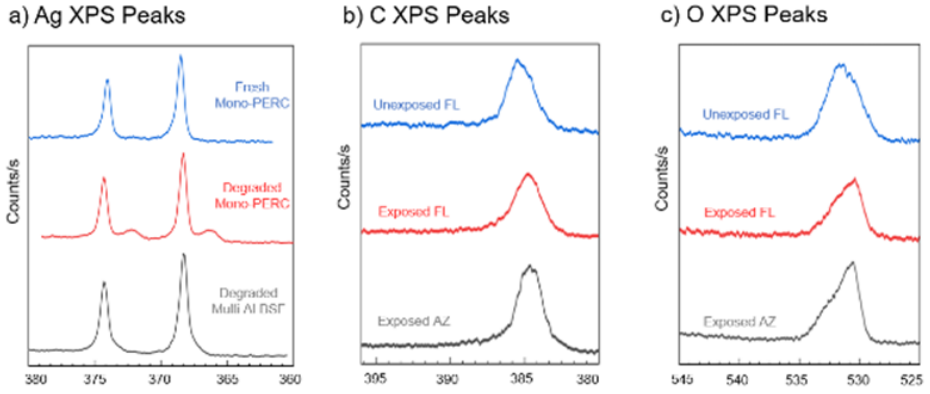


Figura 7.14: Testeo XPS para un panel de silicio monocristalino expuesto a a) ciclados de calor húmedo b) y c) expuestos a terreno [16].

Otro estudio que ha utilizado el XPS para analizar la degradación fue realizado por Sinha et al. [24], en donde se realizan ensayos de XPS a celdas antes y después de ser sometidas a 2000 horas de luz UV, en la figura 7.15 se puede apreciar un ensayo XPS para una celda del tipo D-PERT donde se observa que las intensidades máximas de silicio entre las muestras envejecidas y no envejecidas indican un aumento considerable en la concentración de óxido de silicio, oxinitruro o subóxidos intermedios en la interfaz Si_xN_y/Si después de la exposición a los rayos UV. El pico N 1s también muestra un ligero cambio hacia una mayor energía de unión con un aumento en la intensidad del pico. sugiriendo una mayor cantidad de oxinitruro en la composición de SiO_xN_y. Se exhibe un cambio químico similar en el pico de O 1, lo que respalda la hipótesis de que hay más contenido de oxígeno en las muestras envejecidas por degradación UV. Se debe de destacar que las vacantes de oxígeno en la capa de los óxidos son los principales encargados del atrapamiento del hidrógeno.

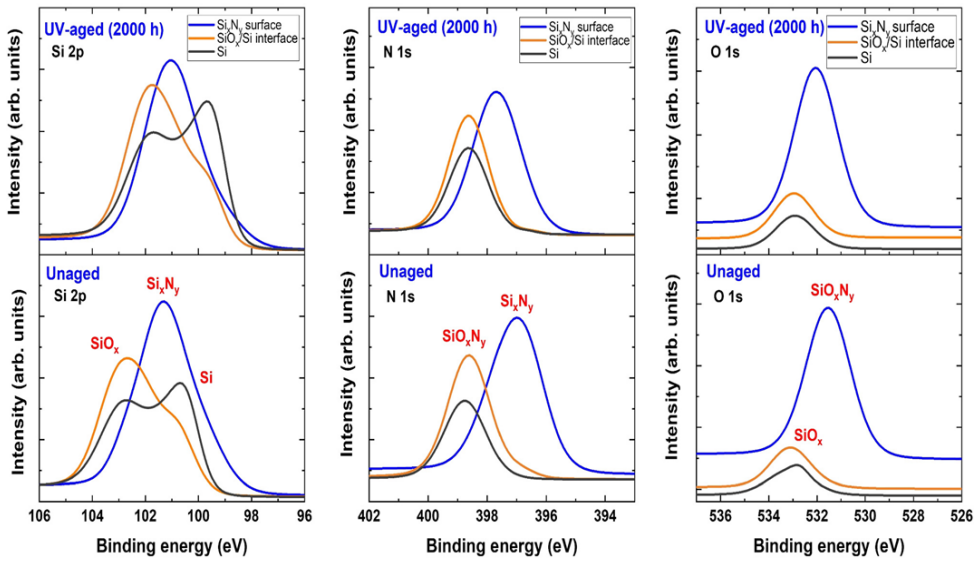


Figura 7.15: Análisis XPS para una celda D-PERT envejecida con radiación UV por 2000 horas y para la misma celda sin envejecer, los picos de intensidad están normalizados con el valor del pico sin envejecer [24].

7.5. Secundary Ion Mass Spectroscopy (SIMS)

La espectroscopia de masa de iones secundarios (SIMS, por su nombre en inglés), consiste en irradiar la muestra con un haz de iones, ya sean positivos o negativos. Los iones al momento de chocar con la muestra causan el desprendimiento de moléculas, las cuales son identificadas por medio de una espectroscopia de masa. Existen dos modelos de SIMS, estático y dinámico.

SIMS estático:

Usa una dosis de rayos de aproximadamente 1 % de los átomos de la superficie, con esto se logra obtener información de la superficie, incluyendo información elemental y molecular. El análisis se termina antes que una fracción significante de moléculas sean destruidas. Con este medio se crea un espectro de masa de la superficie y se puede realizar un análisis de iones.

SIMS dinámico:

Incluye dosis mayores de iones primarios, causando una mayor remoción de material, lo que permite crear un análisis del material, en función de la profundidad [25].

Además del ensayo SIMS tradicional, existe otra forma de realizar las mediciones de este ensayo, esta forma es conocida como Time of Flight SIMS (ToF-SIMS), en la cual se mide el tiempo desde que las moléculas son aceleradas en un “flight tube”, hasta que son capturadas por el detector. Para este tipo de SIMS, la masa se relaciona al tiempo [36].

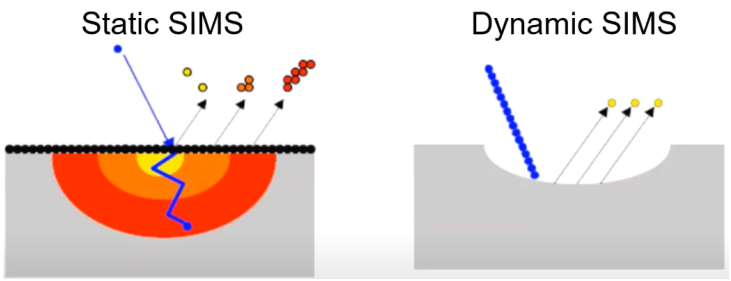


Figura 7.16: Representación simplificada de SIMS estático (izquierda) y SIMS dinámico (derecha) [25].

Aterrizando este ensayo a lo que es el campo de paneles solares, se ha utilizado principalmente en el estudio de degradación de estos, como se realizó en el estudio realizado por Nafis et al.[16], en el cual se realiza un análisis SIMS a una celda de silicio que posee contactos de cobre con dos tipos de encapsulantes diferentes que han sido expuestos a un ciclado de calor húmedo, en donde se puede apreciar una filtración de cobre en la celda que presenta una mayor degradación.

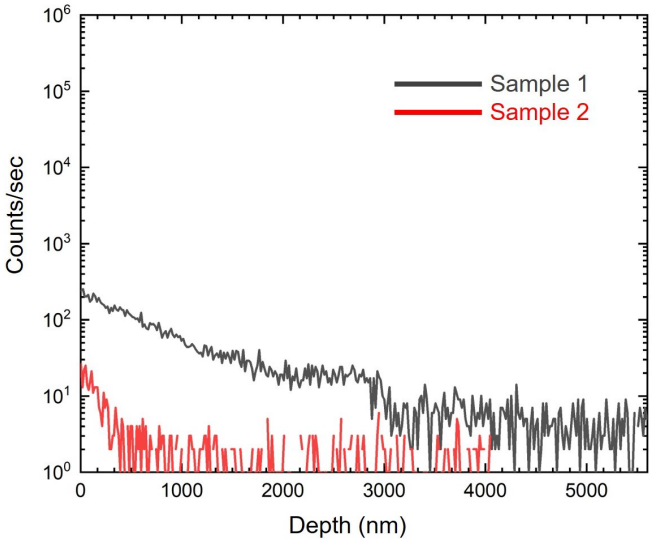


Figura 7.17: Análisis de SIMS realizado a una celda de silicio con contactos de cobre [16].

Otro estudio que ha utilizado este tipo de análisis, es el realizado por Sinha et al. [24], en el cual como se mencionó anteriormente, se analizaron diversas celdas solares antes y después de ser expuestas a 2.000 horas de degradación UV, en la sección A) se presenta una celda ITO donde se puede identificar un decaimiento en la concentración de hidrógeno disponible para pasivar los enlaces colgantes (átomos cuyos enlaces no están saturados con átomos vecinos, lo que crea estados electrónicos defectuosos que pueden atrapar electrones o huecos, afectando negativamente las propiedades eléctricas del material [63]) y la densidad de defectos interfaciales (defectos que se encuentran entre la interfaz de dos materiales) en la interfase de $a-Si:H/c-Si$, causando un aumento en la recombinación de portadores y eventualmente disminuyendo el voltaje de circuito abierto. En las secciones B) (celda IBC) y C) (celda D_{PERT}), se puede apreciar como la concentración de hidrógeno aumenta en las interfaces de Si_xN_y/SiO_2, se debe de notar que en el estudio realizado por Tsung-Cheng et al. [64] establece que si la cantidad de hidrógeno utilizado para la pasivación aumenta, causa un efecto adverso, causando la denominada degradación por hidrógeno (HID) que causa una mayor recombinación de portadores.

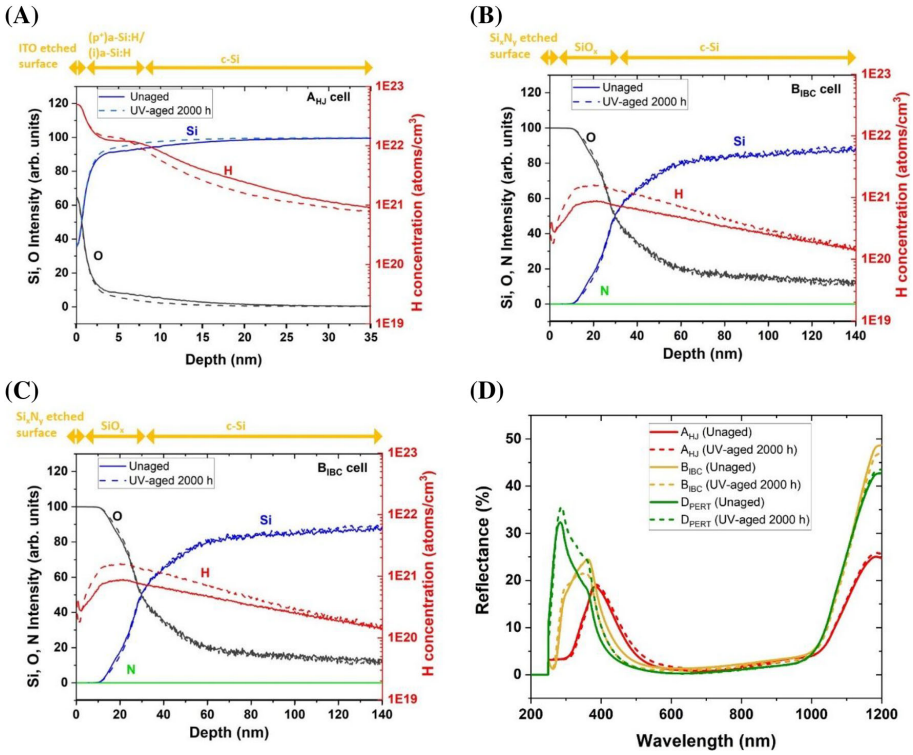


Figura 7.18: (A–C) Perfiles de profundidad SIMS de muestras no envejecidas (continuas) y envejecidas con 2.000 horas de exposición UV (segmentadas). (D) Reflectancia espectral de las superficies frontales de las celdas de prueba, antes (sólido) y después (discontinuo) de 2.000 h de prueba de exposición a los rayos UV [24].

Siguiendo la línea de análisis de degradación a base de análisis SIMS, en la investigación de Naumann et al. [26] en la cual se produjeron mini módulos solares de silicio multicristalino con una sensibilidad específica a PID, estos módulos fueron expuestos a una diferencia de voltaje de 600 V por 72 horas, a una temperatura de 50 °C y una humedad relativa del 50 %, a los cuales se le realizó un ensayo de TOF-SIMS, con el cuál se pudo determinar un aumento de sodio en la capa de SiN_x/Si, el cual se sospecha que posee un rol mayoritario en el PID, como puede ser observado en la figura 7.19a).

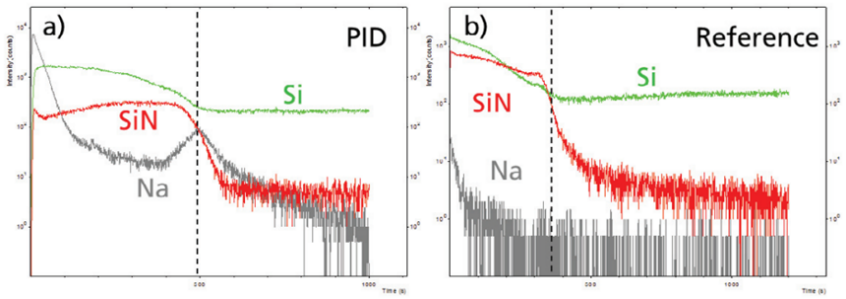


Figura 7.19: Ensayo ToF-SIMS a mini módulos de silicio multicristalino. a) Expuesto a 600 V por 72 horas con 50 °C y HR del 50 %. b) Sin exponer[26].

7.6. Raman Spectroscopy (RS)

La espectroscopia de Raman consiste en someter la muestra a un haz de luz monocromática, la cual refleja el haz y a base de esta reflexión se puede caracterizar los elementos de la superficie de la muestra. Para entender esto, es necesario recordar que las moléculas poseen distintos niveles de vibración, los cuales se distinguen por niveles de energía. Cuando una molécula es excitada, entra en un "estado virtual" el cual es momentáneo e inobservable, inmediatamente después, la molécula decae a un estado de menor energía que el virtual. Al momento de decaer al estado de menor energía, existen tres casos.

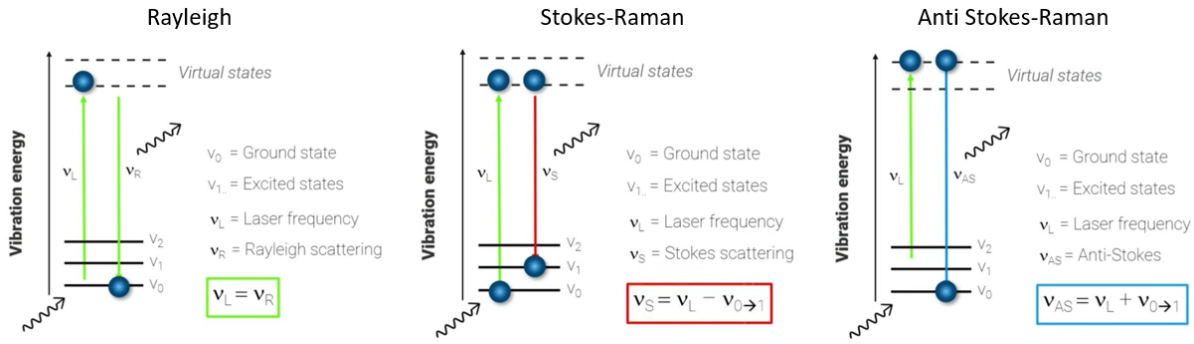


Figura 7.20: Tipos de reflexión [27].

Caso 1: Reflexión de Rayleigh

La molécula luego de ser excitada vuelve al mismo nivel de energía que poseía antes de ser excitada. La frecuencia de la luz reflejada es la misma que la frecuencia de la luz incidente y es llamado reflexión de Rayleigh o elástica.

Caso 2: Reflexión de Stokes Raman

La molécula luego de ser excitada vuelve a un nivel de energía superior al que poseía antes de ser excitada. En este caso la frecuencia de la luz reflejada es menor que la frecuencia de la luz incidente. A este caso se le llama reflexión de Stokes Raman y sucede una de cada millón de veces. También se le conoce como reflexión inelástica.

Caso 3: Reflexión Anti-Stokes Raman

La molécula luego de ser excitada vuelve a un nivel de energía inferior al que poseía antes de ser excitada. Para este escenario, la frecuencia de la luz reflejada es mayor que la frecuencia de la luz incidente y se le conoce como reflexión Anti-Stokes Raman o simplemente como Anti-Stokes o inelástica y es el caso menos común de los tres.

Cuando se realiza una reflexión inelástica, ya sea de Stokes Raman o Anti-Stokes Raman, existe una diferencia de frecuencia con la frecuencia de la luz incidente, a esta diferencia se le conoce como "Raman Shift" y es lo que se utiliza como la huella de la molécula, debido a que cada molécula va a poseer un Raman Shift distinto para cada haz de luz incidente [27] [37]. En la figura 7.21 se puede apreciar un modelo simplificado de como funciona esta espectroscopia, donde:

1. Se genera el láser.
2. Se refleja y proyecta el láser a la muestra.
3. La luz reflejada es filtrada y redireccionada al espectrómetro.
4. Se separa la luz según sus frecuencias,
5. Se transforma la luz en “Líneas de Raman”, y su magnitud corresponde a la cantidad de moléculas que llegaron en la posición específica. Este valor es el que es entregado al final del ensayo.

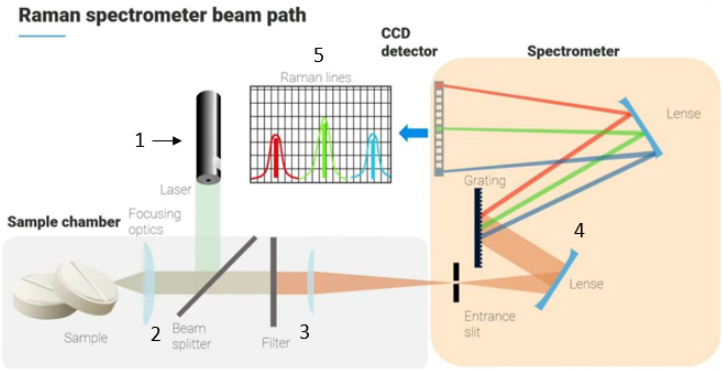


Figura 7.21: Funcionamiento simplificado de la espectroscopia de Raman [27].

De la misma manera que los otros tipos de ensayos mencionados hasta ahora, la espectroscopia de Raman ha sido utilizada en la industria de los paneles solares tanto para optimizar procesos de manufactura como es mostrado en el estudio de Nafis et al.[16], en donde se analiza una incrustación encontrada en un panel de silicio (figura 7.22a)) y gracias a un análisis de Raman realizado desde el punto A al punto A’ destacados, se pudo determinar que esta pertenecía a silicio cristalino que se incrusto en el proceso de corte que sufrió la celda.

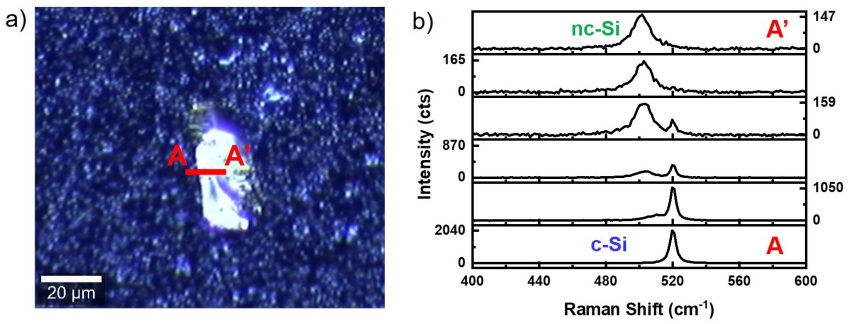


Figura 7.22: a) Microscopía óptica de la incursión presente en la celda de silicio. La línea roja delimitada por A y A’ indica el transcurso del ensayo realizado. b) Espectroscopias de Raman realizadas a lo largo de la línea AA’ [16].

Este tipo de espectroscopia, además de poder ser utilizada para optimizar procesos de manufactura, también pude ser utilizada para análisis de degradación, como es utilizado por Kwak et al. [38] en donde se utiliza metódicamente el análisis de Raman para determinar los cambios en la estructura que sufre una célula solar sensibilizada por colorante al ser expuesta a un test de 1.000 horas de estabilidad térmica a 85 °C.

Capítulo 8
Métodos de extracción de muestras

Para poder realizar cualquiera de los ensayos anteriormente descritos, es necesario el poder sustraer una muestra de la celda solar que se encuentra dentro del panel solar. Para poder realizar esta extracción, se han desarrollado diversas metodologías.

De forma general, estas metodologías pueden ser separadas en dos categorías como es propuesto por Moutino et al. [28][29] las cuales son, el corte completo y el medio corte.

8.1. Corte completo

Esta técnica desarrollada por Moutino et al. [28][29] se basa en extraer la muestra de la celda solar junto con el encapsulante y el vidrio. Para poder realizar esto, se deben de seguir los siguientes pasos:

1. Lo primero que se debe de hacer es extraer las capas posteriores del panel solar, para poder dejar la celda visible, es decir, se debe de retirar la capa de tedlar poliéster tedlar (TPT ó backsheet) y la capa de etilvinilacetato (EVA). Esta extracción se realizó con el uso de una herramienta rotativa portátil.
2. Cuando se ha despojado al panel de estas dos capas, se procede a realizar una perforación pasante de todas las capas sobrantes que se encuentran actualmente en el panel. Utilizando la misma herramienta rotativa, pero utilizando una fresa tipo copa. Con esto se obtiene las muestras mostradas en la figura 8.1.

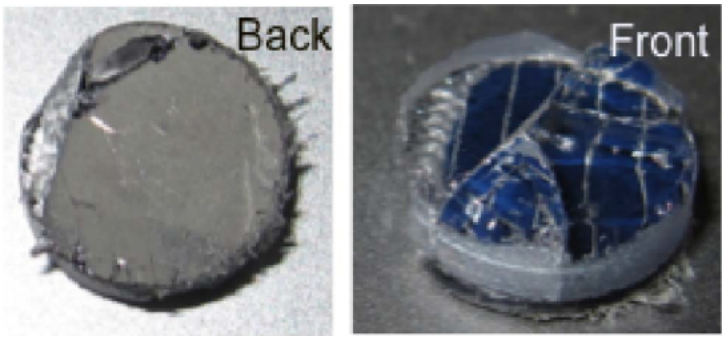


Figura 8.1: Muestras obtenidas en el segundo paso del método de corte completo [28][29].

3. Debido a que el foco del estudio es el de analizar la celda solar, es necesario separarla del vidrio templado, para poder realizar esto, se debe de sumergir la muestra en tricloroetileno (TCE) para disolver la capa de EVA y separar la muestra deseada del vidrio. Obteniéndose las muestras mostradas en la figura 8.2

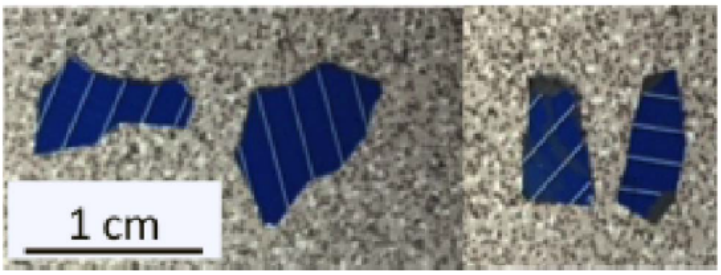


Figura 8.2: Muestras obtenidas en el tercer paso del método de corte completo [28][29].

El principal aspecto que debe de ser destacado en esta metodología es que al momento de realizar una perforación en el vidrio templado, este se fractura en miles de pedazos pequeños sin un patrón definido (como puede ser apreciado en la figura 8.3, esto es debido a las características del vidrio templado (McMaster [39]), al momento que el vidrio se triza, la fuerza producida por este causa que la celda solar se rompa, como puede ser apreciado en la figura 8.2 y debido a que las trizaduras del vidrio no son uniformes, los pedazos de la celda tampoco lo son, lo que dificulta un análisis puntual de una muestra sin que esta se vea dañada.

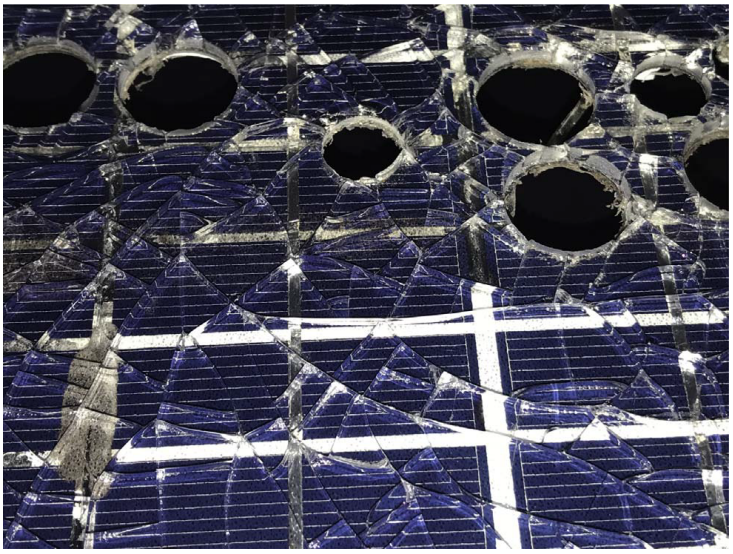


Figura 8.3: Vidrio templado trizado de un panel solar usado en [28][29].

8.2. Medio corte

Debido a que al utilizar la técnica del corte completo la celda solar se rompe en pedazos desiguales, no se puede garantizar que la sección de interés de la muestra a analizar está intacta, es por esto que Moutino et al. [28][29], desarrolla una segunda forma de extraer las muestras, la cual es denominada como medio corte.

El inicio de este método es exactamente el mismo que el del corte completo, empezando a diferenciarse desde el segundo paso de este. Los pasos del método del medio corte son los siguientes:

1. Lo primero que se debe de hacer es extraer las capas posteriores del panel solar, para poder dejar la celda visible, es decir, se debe de retirar la capa de TPT ó backsheet y la capa de EVA. Esta extracción se realizó con el uso de una herramienta rotativa portátil.
2. Cuando se ha despojado al panel de estas dos capas, se procede a realizar una perforación que llega hasta al capa de vidrio, es decir, la perforación solo corta la celda solar y el encapsulante, deteniéndose al momento de llegar al vidrio templado, con el fin de evitar que este de trice. Utilizando la misma herramienta rotativa, pero utilizando una fresa tipo copa.
3. Una vez realzado este corte, se procede a pegar una vara metálica del mismo diámetro que la fresa tipo copa utilizada, el pegamento utilizado debe de ser del tipo cianoacrilato que sea soluble en acetona, para su futuro desprendimiento.
4. Una vez que el pegamento se encuentra seco, se procede a realizar el siguiente paso, el cual consiste en girar la vara metálica lentamente con el fin de desprender la celda solar del EVA, debido a que el enlace entre estos dos es el más débil.
5. Finalmente se procede a dejar la varilla que contiene la muestra de la celda en un recipiente con acetona durante la noche, para que la acetona pueda deshacer el pegamento y la celda quede liberada, como se muestra en la figura 8.5.

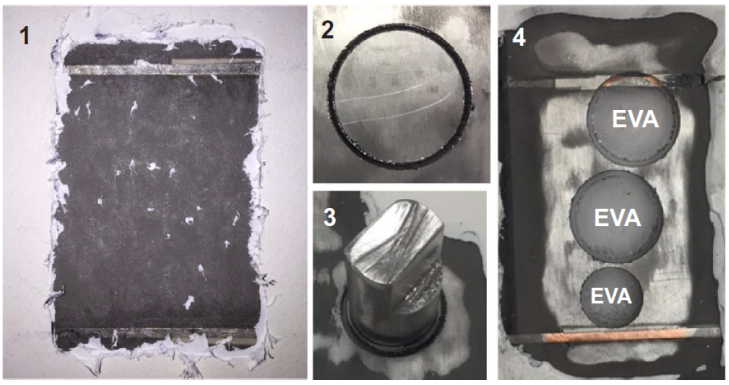


Figura 8.4: Pasos del método del medio corte, propuesto por Moutino et al. [28][29].

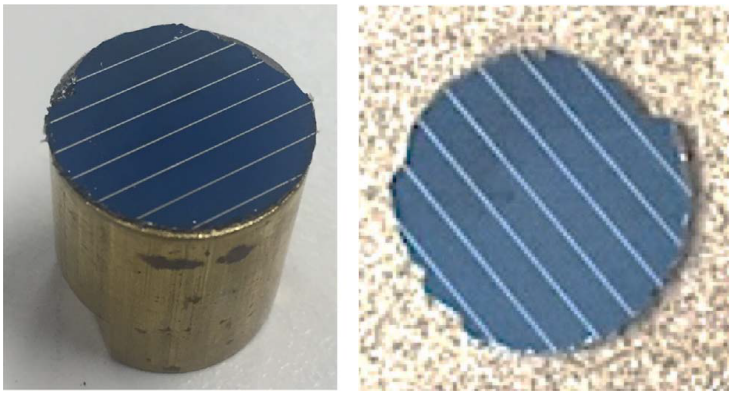


Figura 8.5: Último paso del método del medio corte, propuesto por Moutino et al. [28][29].

Como se puede apreciar en la sección derecha de la figura 8.5, la muestra en esta metodología se obtiene aparentemente sin daños visibles, es debido a esto a que se realizaron varios ensayos para corroborar que la celda no haya sufrido daños al momento de ser extraída, uno de estos ensayos es una comparación entre una electroluminiscencia realizada antes de la extracción y una fotoluminiscencia realizada una vez se ha extraído la muestra.

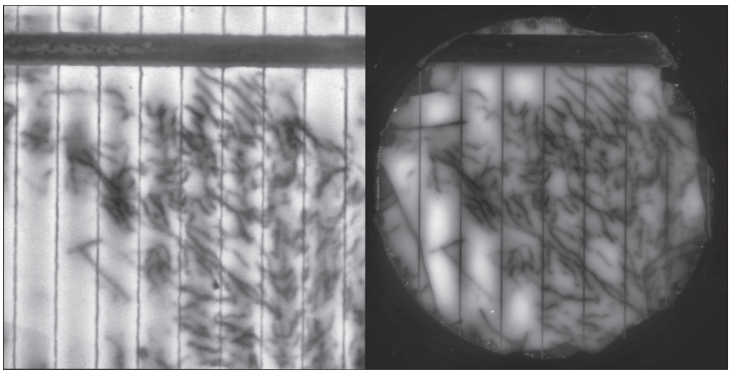


Figura 8.6: Comparación entre una electroluminiscencia realizada antes de la extracción y una fotoluminiscencia realizada una vez se ha extraído la muestra [28][29].

En este ensayo se puede observar que la muestra solo posee daños en sus extremos, los cuales son causados por el proceso de corte, pero no posee daños en la zonas centrales, lo cual la hace apta para ser analizada con microscopías y espectroscopias. Se debe de recalcar que además de este ensayo, se realizaron comparaciones con análisis de Microscopía de fuerza con sonda Kelvin de barrido (SKPFM) para corroborar el correcto funcionamiento de la muestra, se realizó una difracción de electrones por retrodispersión (EBSD) para observar la correcta cristalografía de la muestra [28], finalmente se realizó un análisis cross-secional SEM para comprobar si el método realizado causaba una delaminación entre capas causada por el método de extracción, la cual puede ser observada en la figura 8.7 [29].

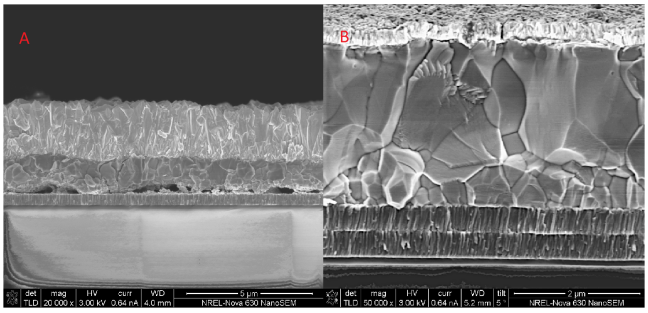


Figura 8.7: Comparación entre un cross-sectional SEM de una muestra extraída con la técnica del medio corte, a) Sin la aplicación de calor externo en el cuarto paso. b) Aplicando una temperatura de 60°C en el cuarto paso [29].

Como se puede apreciar, si no se aplica calor en el cuarto paso de esta metodología, se obtendrá una muestra funcional, pero se le causará un pequeño daño en forma de delaminación, sin embargo, si al momento de extraer la muestra girando la vara, se le aplica calor, se puede evitar este daño.

Como en estos estudios se logró demostrar que este método de extracción de muestras es efectivo, se empezaron a desarrollar y replicar nuevas formas para aplicar este método, uno de estos fue una modificación en la herramienta de corte utilizada por el equipo de Moutino et al. en un estudio posterior [40], para poder extraer las muestras con los contactos frontales intactos.

Otro estudio que ha extraído muestras utilizando la técnica del medio corte, es el realizado por Nafis et al.[16], donde aplica la técnica del medio corte, con la pequeña diferencia de que la capa de TPT y EVA es extraída con el uso de calor suave y retirado con el uso de pinzas. Además, en este estudio se menciona que para facilitar la extracción de las muestras (en el cuarto paso del método del medio corte), es recomendable el uso de calor suave si es que el panel no presenta degradación.

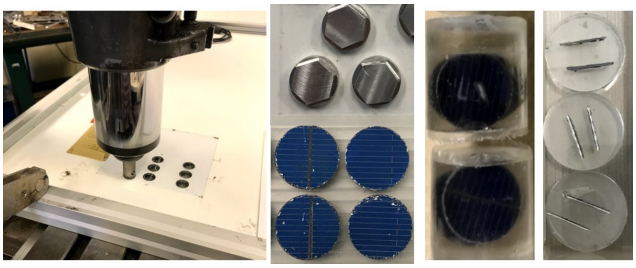


Figura 8.8: Muestras obtenidas con el método de medio corte utilizado por el equipo de Nafis et al.[16].

Capítulo 9
Extracciones de muestras probadas

Como se mencionó anteriormente, con el fin de poder relacionar la degradación que posee una celda solar con sus elementos químicos y la distribución de estos en la celda, se debe de analizar a un nivel microscópico, para poder realizar esto es necesario el extraer la celda del panel sin causarle ningún daño, es por esto que se probaron las siguientes metodologías de extracción, tanto de la celda en sí, como de las diversas capas que posee el panel solar en su cara posterior antes de llegar a la celda.

Se debe de destacar que para probar los ensayos realizados en este capítulo, se utilizaron paneles solares polycristalino de 12W de potencia.

9.1. Extracción de backsheet y EVA

9.1.1. Extracción con herramienta Dremel

En primera instancia, se inicio el proceso de extracción de muestras siguiendo el método más utilizado por la literatura, el cual es la remoción de las capas de TPT ó backsheet y EVA mediante el uso de una herramienta rotatoria con cabezal intercambiable [28][29], en este caso se utilizó una herramienta Dremel modelo 3000, equipada con una broca para grabar N°191.



Figura 9.1: Herramienta rotatoria Dremel 3000 con broca para grabar N°191.

Esta herramienta, fue montada sobre un soporte de rebajado de superficie, de la misma marca Dremel, el cual permite fijar la altura de la herramienta y poder desplazarlo libremente.

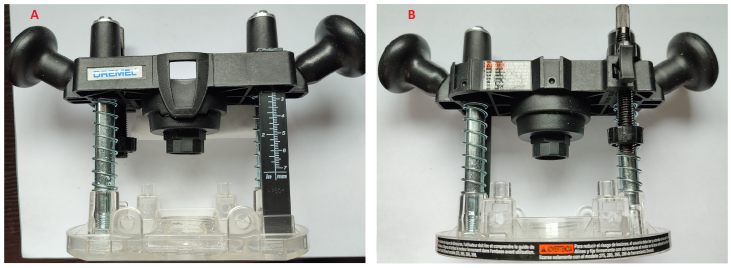


Figura 9.2: Soporte para la herramienta Dremel. A) Cara frontal del soporte. B) Cara trasera del soporte.

Con esto, se puede montar la herramienta en la parte posterior de un panel monofacial de 12W, donde se procede a bajar lentamente la altura de la herramienta para retirar cuidadosamente las capas de backsheet y de EVA, sin embargo, debido a que el soporte solo es fijado de un único extremo, este presenta un pequeño juego, el cual para labores de alta precisión de perforado llega a causar resultados indeseados, es decir, por causa de este pequeño juego, aparecen sectores en los cuales la celda solar que quiere ser extraída es dañada por la herramienta de corte, como puede ser apreciado en la figura 9.4.



Figura 9.3: Herramienta Dremel 3000 montada en el soporto sobre un panel solar monocristalino de 12W.



Figura 9.4: Daño causado a la celda solar debido al juego en la base de la herramienta dremel.

Debido a la poca precisión que se tiene con esta base, se descarta esta alternativa para poder extraer el backsheet y el EVA, sin embargo, esta técnica puede ser mejorada al utilizar una base más rígida o utilizando una maquinaria de control numérico computarizado.

9.1.2. Extracción con pistola de calor

El segundo método para extraer las capas de backsheet y de EVA que fue probado, es el utilizado por Nafis et al.[16], en donde se calienta con una pistola de calor la parte trasera del panel.

Para poder utilizar este método, se debe de tener en consideración la implementación de medidas básicas de seguridad, que consiste en el uso de guantes térmicos con el fin de evitar quemaduras y el uso de lentes de seguridad. Una vez aplicada esta medida, se puede proceder con el método, en este caso, se utilizó una pistola de calor de 2000 W de potencia, esta se debe de posicionar encendida en el nivel más bajo que posea la pistola a una distancia desde los 20 centímetros hasta los 30 centímetros, esto con el fin de solo calentar la capa de backsheet y EVA, sin causar que estos se fundan, debido a que esto dificulta su extracción, la comparación entre el resultado de utilizar el nivel más bajo de la pistola de calor y el más alto, puede ser observado en la figura 9.5, en donde se realizaron estas extracciones en dos paneles monofaciales de 12W.



Figura 9.5: Backsheet y EVA extraídos de un panel monocristalino de 12W usando una pistola de calor en el nivel alto (izquierda) y nivel bajo (derecha).

Como se puede apreciar en la figura 9.5 si se posee exceso de calor al momento de extraer las capas de backsheet y EVA, suceden principalmente tres sucesos, el primero es que la capa de backsheet se puede empezar a derretir, causando que esta se adhiera fácilmente a la herramienta de corte que se esté utilizando, el segundo es que el EVA se derrita y se adhiera con mayor fuerza a los contactos, causando que estos se despeguen de la ceda, causando en algunas ocasiones daños a estas mismas. Finalmente el tercer suceso es que la capa de EVA se adhiera de manera irregular (con porosidades) a la celda, complejizando su futura extracción.

Para conocer si la capa de backsheet está en el punto adecuado para ser extraída, es necesario realizar una pequeña incisión utilizando un cuchillo cartonero o un bisturí, este último es el más recomendado debido a su mayor facilidad de manejo, cuando esta incisión no sea forzada y pueda ser expandida sin mayor esfuerzo, se puede proceder a extraer las capas de backsheet y EVA juntas, pelándolas usando un alicate de pinza, se debe de destacar que todo este proceso se hace manteniendo la pistola de calor encendida y calentando el punto en el que se está trabajando, lo que hace que este método no pueda ser fácilmente replicado sin experiencia e intentos fallidos.

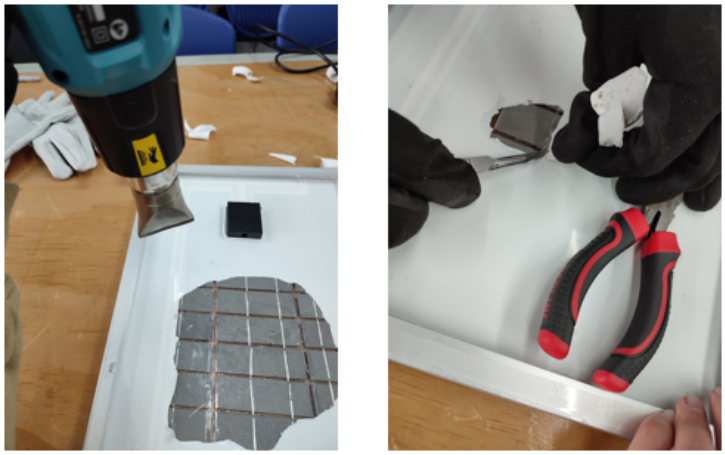


Figura 9.6: Pistola de calor a la distancia correspondiente (izquierda), proceso de extracción de backsheet y EVA con bisturí (derecha).

Es destacable que aunque se utilice la pistola de calor en su nivel más bajo, si esta se acerca demasiado al panel al momento de extraer las capas de backsheet y de EVA o se aplica por más del tiempo debido, va a causar que una fracción del EVA se adhiera a la celda solar de manera irregular, lo que dificulta su posterior extracción. Esto puede ser observado en la figura 9.7, donde en la imagen de la izquierda se puede apreciar el EVA adherido de manera irregular en la celda solar, y en la imagen de la derecha la celda solar luego de extraer el EVA adherido, esto fue con la ayuda de calor suave, aplicado con la pistola de calor.

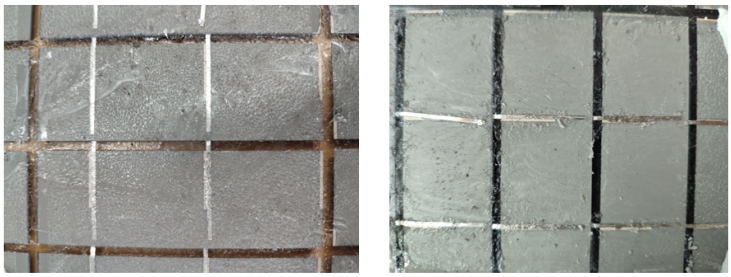


Figura 9.7: EVA adherido de manera irregular en la celda solar (izquirda). Celda solar luego de extraer el EVA adherido (derecha).

Se debe de mencionar que este método no se ve limitado únicamente al uso de una pistola a calor, si no, que también se puede utilizar una base caliente, que mantenga el panel solar a una temperatura aproximada de 120°C y se aplica el mismo procedimiento que ha sido descrito anteriormente, pero si se utiliza esta variación se debe de tener cuidado con causar un posible daño térmico a la celda.

9.1.3. Extracción con cortadora láser

La tercera metodología para la extracción de backsheet y de EVA utilizada, es una que difiere ligeramente de las utilizadas en la literatura mencionada, esto es debido a que en vez de extraer las capas de backsheet y de EVA con esfuerzos mecánicos, sean con o sin desprendimiento de viruta, se realiza el corte de estas dos capas con el uso de una cortadora láser.

En primera instancia, se debe de estimar la relación de porcentaje de potencia y velocidad de avance que se debe de ocupar para poder cortar estas capas sin dañar la celda solar o causarle el menor daño posible, para esto se comenzó realizando cortes en una capa de backsheet que no está unida a un panel solar, en la cual se fueron realizando diversos cortes con diferentes configuraciones de la relación de porcentaje de potencia y velocidad de avance. Esto con el fin de minimizar la cantidad de pruebas que se deben de realizar en un panel sin tener que dañarlo.

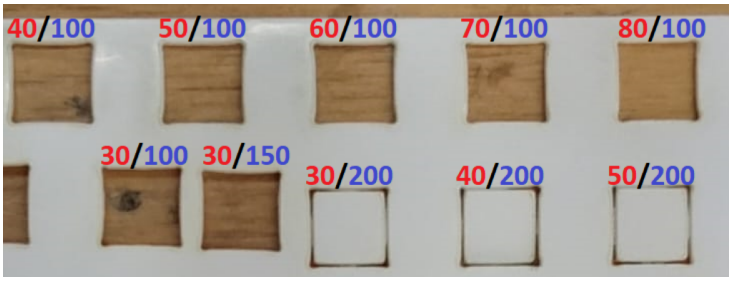


Figura 9.8: Diversas pruebas de corte láser con relaciones de porcentaje de potencia (número en rojo) y velocidad de avance en mm/s (número en azul).

La figura 9.8 nos muestra que si se mantiene una velocidad de avance fija en 100 mm/s y se varía el porcentaje de potencia utilizado, aplicando una gran potencia al momento de cortar, los bordes de la zona afectada por el corte se ven deformados debido al derretimiento de la capa de backsheet, por ende no se debe de utilizar porcentajes de potencias superiores al 40 % sin embargo, si se aumenta la velocidad de avance al doble de la que se estaba utilizando en las primeras medidas, es decir se aumenta a 200 mm/s, se puede apreciar que si se utilizan porcentajes de potencias menores del 50 % no se logra realizar el corte del backsheet. Siguiendo con esta experimentación, se logró encontrar que utilizar un porcentaje de potencia del 30 % y una velocidad de avance de 150 mm/s, se obtiene un corte limpio sin afectar de mayor manera a los alrededores de la zona de corte.

Con el porcentaje de potencia y y la velocidad de avance ya establecidas, se puede proceder a probarlas en un panel solar, cortando tanto la capa de backsheet y de EVA, lo cual es mostrado en la figura 9.9.

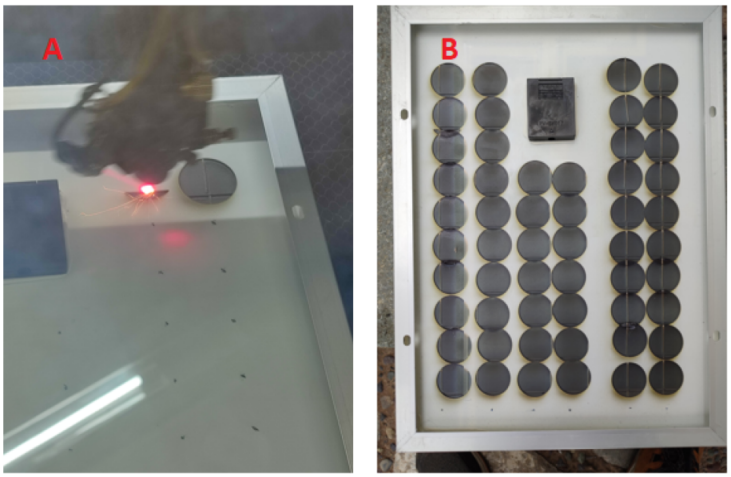


Figura 9.9: A) Proceso de corte de las capas de backsheet y EVA a base de corte láser en un módulo solar de 12W, ocupando una cortadora láser. B) Resultado al cortar las capas de backsheet y de EVA, utilizando un porcentaje de potencia de 30 % y una velocidad de avance de 150 mm/s, en una circunferencia de 3 cm de diámetro.

Con esto se logra obtener un corte de las capas de backsheet y EVA de manera automatizada, lo que permite que sea replícale fácilmente, además de no causar un daño aparente a la celda y al panel solar. Posicionando esta metodología de extracción de backsheet y EVA como la más recomendada, debido a que minimiza las posibilidades de errores humanos.

9.2. Extracción de celda

9.2.1. Extracción con cortadora de agua

La primera forma de extracción de la celda probada, es la extracción con el uso de una cortadora de agua, esta extracción se intentó realizar cortando la totalidad del panel solar. Como se puede apreciar en la figura 9.10, tanto el vidrio templado como la celda sufrieron graves daños debido a la presión del agua, tanto así, que toda la muestra extraída resulto doblada. Debido a estos grandes daños causados, se descarta esta metodología para la extracción de la celda.

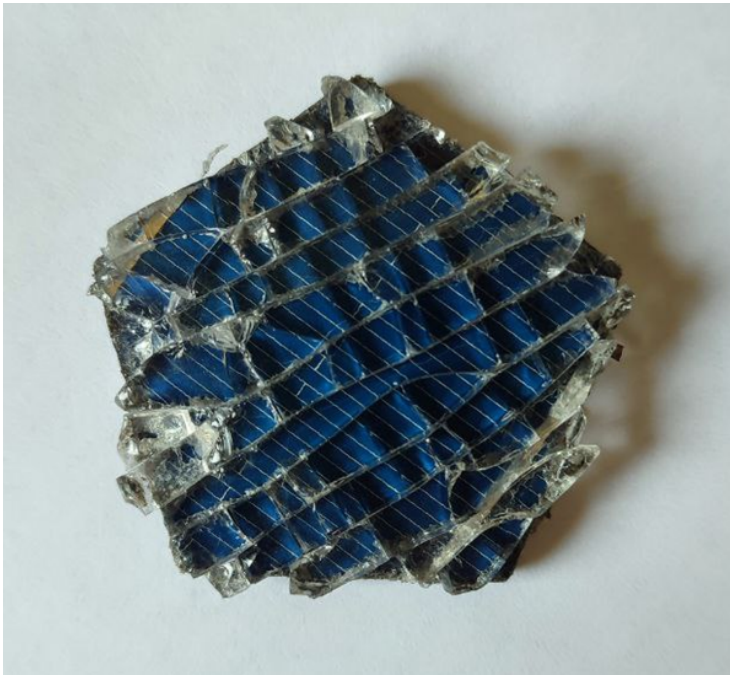


Figura 9.10: Resultado de corte con agua de un panel solar policristalino monofacial.

9.2.2. Extracción frontal con herramienta dremel

La segunda forma de extracción probada fue mediante un corte mecánico directo en la cara frontal del panel solar, esto mediante el uso de una herramienta de corte dremel, equipada con un disco de corte diamantado para vidrio.

Se debe de destacar que al momento de empezar a realizar el corte en la superficie de vidrio, este se triza en cientos de pequeños pedazos amorfos, y como fue mencionado en la sección 8.1, este tipo de trizadura no es recomendable para los análisis a desarrollar, causando que esta metodología deba de ser descartada para la extracción de la celda.

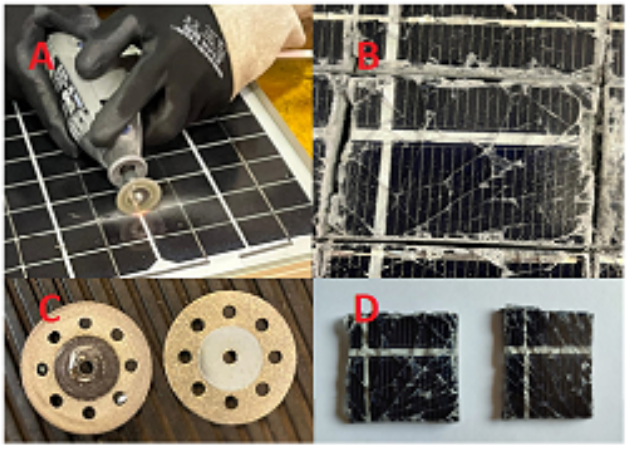


Figura 9.11: A) Proceso de corte en la cara frontal de un panel monofacial de 12 W. B) Resultado del corte en la cara frontal de un panel monofacial de 12 W. C) Discos de corte diamantados utilizados. D) Muestras extraídas con el corte en la cara frontal de un panel monofacial de 12 W.

9.2.3. Extracción trasera con herramienta de corte

De manera similar al procedimiento anterior, se intentó realizar el mismo corte, pero empezando desde la posición posterior del panel solar, en un principio se intenta realizar un corte que finalizara en el vidrio del panel, pero debido al esfuerzo que se aplicaba al momento de realizar el corte, el vidrio templado de igual manera terminaba con trizaduras, por lo que es considerado otro método fallido. Se debe de destacar que en esta ocasión, además de utilizar la herramienta dremel, se utilizó un esmeril angular. No obstante, esta metodología puede ser mejorada si se reemplaza el uso de herramientas manuales, se utilizan herramientas de control numérico computarizado.

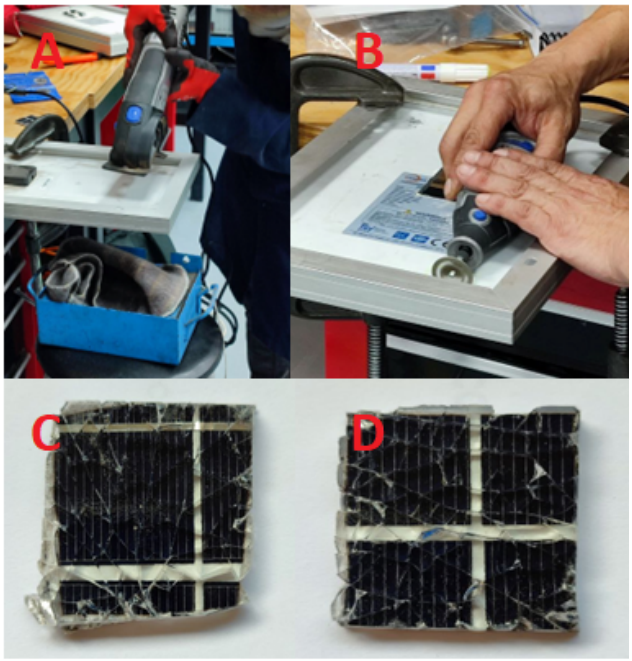


Figura 9.12: Proceso de corte en la cara trasera de un panel monofacial de 12 W con A) un esmeril angular. B) una herramienta dremel. Muestras extraídas con el corte en la cara trasera de un panel monofacial de 12 W con C) un esmeril angular. D) una herramienta dremel.

9.2.4. Corte de celda con cortadora láser

Para esta metodología de corte, se hace uso de una cortadora láser, donde se realizan cortes sobre una celda solar, al momento de intentar realizar el corte con el 90 % de la potencia del equipo y una velocidad de avance de 15 mm/s, se determinó que, con la potencia que posee el equipo, no es posible cortar la totalidad de la celda en un solo corte, es por esto que se probó realizar el mismo corte en la misma posición reiteradas veces, hasta que la celda sea cortada.

En el caso de una geometría cuadrada, de arista de 1 cm, utilizando la configuración previamente mencionada, fue necesario repetir el corte 20 veces para poder perforar la totalidad de la celda. El resultado de este corte puede ser visualizado en la figura 9.14

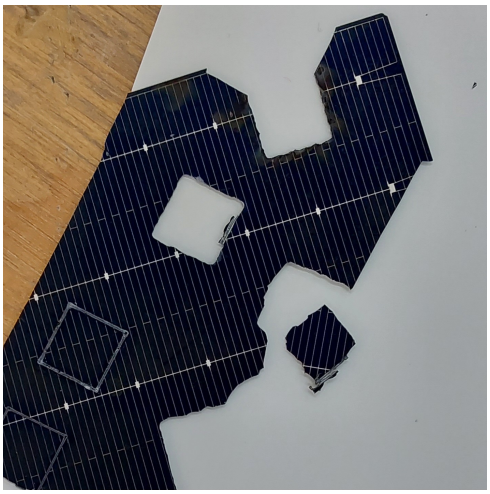


Figura 9.13: Cuadrado de arista 1 cm de una celda solar al ser cortada con láser usando el 90 % de la potencia y 15 mm/s de velocidad de avance, realizando el corte 20 veces.

La celda al ser cortada con esta configuración, sufre daños visibles en su contorno, es por esto que se repite el mismo proceso, con la misma geometría, pero cambiando ligeramente la configuración, en el siguiente caso se utilizó una velocidad de avance de 25 mm/s

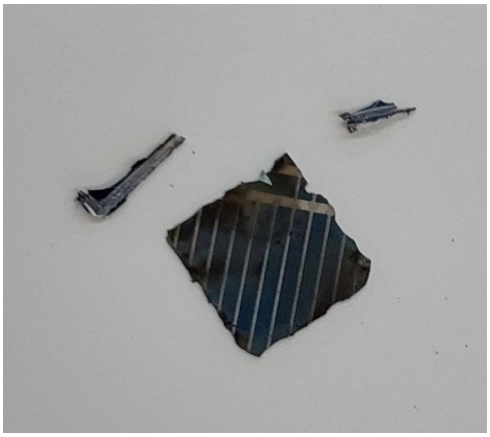


Figura 9.14: Cuadrado de arista 1 cm de una celda solar al ser cortada con láser usando el 90 % de la potencia y 25 mm/s de velocidad de avance, realizando el corte 20 veces.

Para este caso, también fue necesario repetir el corte 20 veces, sin embargo, se puede apreciar como los bordes del cuadrado del corte en la figura 9.14 son mucho las limpios que los observados en la figura 9.13, lo que demuestra un menor daño a la celda y por ende una mejor configuración para el corte.

Se debe de destacar, que en ambos casos se presenta un daño térmico visible y considerable en las esquinas, esto es debido a una mezcla de la geometría con la que se realizó el corte y el propio funcionamiento de la cortadora láser, debido a que cuando esta se encuentra con una esquina disminuye ligeramente la velocidad de avance para no sobrepasar de los límites de la superficie de corte. Es por esto que se vuelve a realizar el corte con 90 % de potencia y velocidad de avance de 25 mm/s, pero variando la geometría de un cuadrado de arista 1 cm a un círculo de diámetro 1 cm. Para el caso del circulo, la cantidad de veces que hay que realizar el corte aumentó, necesitando realizar 30 veces el corte para perforar la celda solar. El resultado de este corte se puede apreciar en la figura 9.15.

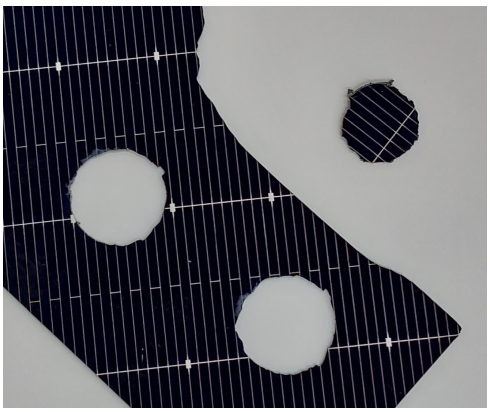


Figura 9.15: Circulo de diámetro 1 cm de una celda solar al ser cortada con láser usando el 90 % de la potencia y 25 mm/s de velocidad de avance, realizando el corte 30 veces.

En la figura 9.15, se muestra que la celda no posee mayores concentraciones de calor como las que son presentadas en las geometrías cuadrangulares, haciendo que la geometría circular cause un menor daño térmico a la muestra, siendo así, la geometría preferente.

En esta metodología de corte, no es posible el cortar los contactos de plata que presenta la celda, lo que limita las zonas en las que se puede realizar esta extracción.

9.2.5. Medio corte con backsheet sin calor

Esta metodología de extracción de la celda solar esta basada en la metodología de medio corte propuesta por Moutino et al. [28][29], para comenzar con esta metodología, se comienza realizando una incisión sobre la parte posterior del panel solar, esto mediante el uso de un taladro de banco sensitivo, equipado con una fresa tipo copa a 1450 rpm, la perforación se debe de realizar lentamente, para asegurarse que el panel no sufra un esfuerzo extra, además, se debe de realizar la incisión hasta el inicio del vidrio templado, esto con el fin de solo cortar todas las capas del panel, a excepción de la capa de vidrio templado, debido a que si este se corta, se tiende a trizar en cientos de pequeños pedazos y como se mencionó en 8.1, esto rompe la celda solar dificultando su análisis.

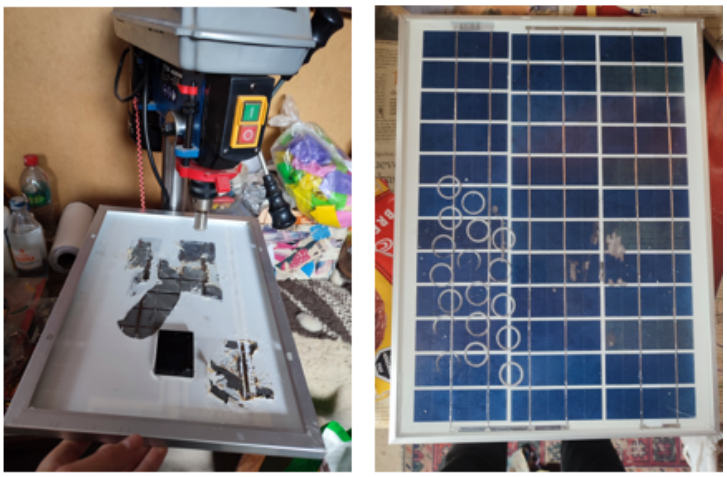


Figura 9.16: Taladro de banco utilizado con un panel solar de 12W (izquierda). Resultado de las perforaciones utilizando el taladro de banco en un panel solar de 12W (derecha).

Una vez se ha realizado el corte con el taladro de banco, es necesario extraer la muestra del panel, para poder realizar esto, se debe de comenzar utilizando una varilla que posea el mismo diámetro que el diámetro interior de la fresa copa utilizada, esta varilla se debe de pegar a la parte posterior del panel (la sección donde se debe de pegar la varilla, debe de corresponder con la sección que ha sido cortada) esto utilizando un pegamento de cianoacrilato, conocido comúnmente como súper-pegamento, la elección de este pegamento es muy importante, debido a que este se debe de poder disolver sin causar un daño a la celda, en esta ocasión se utilizó un pegamento soluble en acetona, como es recomendado por Moutino et al. [28][29], siendo el nombre comercial de este pegamento ”La gotita”.



Figura 9.17: Fresa copa de 17 [mm] utilizada (izquierda) y varilla de 17 [mm] de diámetro utilizada (derecha).



Figura 9.18: Varillas de 17 mm pegadas sobre el corte realizado, utilizando el superpegamento conocido comercialmente como ”La gotita”.

Una vez se han pegado las varillas a la parte posterior de la celda, se debe de esperar a que este se cure, con el tipo de pegamento utilizado, se recomienda esperar un mínimo de cuatro horas para seguir al siguiente paso el cual corresponde a la extracción de la muestra del panel solar, para poder realizar esto es necesario aplicar un pequeño torque a la varilla, esto haciendo uso del pequeño agujero que poseen las varillas, atravesando algún elemento alargado que quepa en este. Desgraciadamente, al realizar esto, los enlaces químicos más débiles corresponden al del EVA con la celda solar, lo que causa que en un panel sin degradación, la extracción de la muestra se vea como en la figura 9.19, en donde se puede apreciar que al realizar este método, no se logra extraer la muestra sino que solo se consigue dañarla, esto es debido a que al momento de aplicar el torque, la distribución de fuerzas va disminuyendo entre cada capa del panel solar, y la primera capa en ceder es la unión entre el EVA y la celda en la parte posterior del panel. POr estos motivos, se considera a este método como un fracaso.

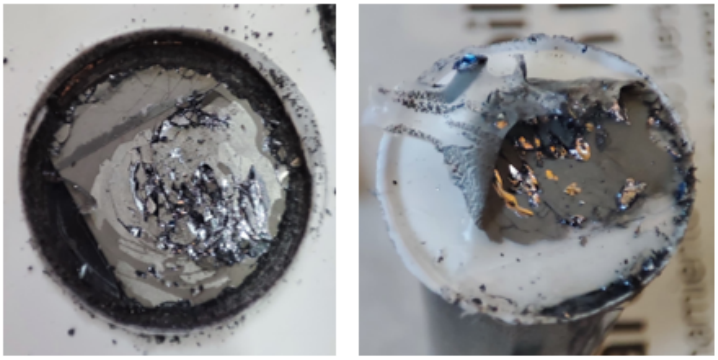


Figura 9.19: Muestra extraída utilizando la metodología de Medio corte con backsheet sin calor.

Finalmente, para extraer la muestra fallida de la varilla, es necesario disolver el superpegamento, para poder realizar esto, es necesario sumergir la muestra en acetona, para que la acetona pueda disolver en la totalidad el superpegamento, es necesario esperar varias horas, las cuales van a depender directamente de la cantidad de pegamento utilizado, normalmente se dejan sumergidas durante 12 horas, para que el pegamento este lo suficientemente disuelto y la muestra salga sin ningún esfuerzo de la varilla.



Figura 9.20: Muestra sumergidas en acetona.

9.2.6. Medio corte con backsheet con calor

Esta metodología de extracción de muestras es muy parecida a realizada en 9.2.5, contando con una única diferencia, la cual se encuentra en la extracción de la muestra desde el panel solar. Esto es debido a que antes de aplicar el torque se aplica calor suave, el que debe de ser aplicado desde la cara superior del panel, es decir, en el vidrio templado. Para realizar esto, se utilizó una pistola de calor de 2000 W de potencia, en su nivel de calor mínimo, posicionándola a unos 10 cm de distancia del vidrio templado. La cantidad de tiempo que se debe de aplicar este calor debe de ser la necesario para ablandar el EVA, lo cual corresponde a aproximadamente a un tiempo mínimo de 2 minutos.

Una vez transcurrido este tiempo, es necesario aplicar un pequeño torque a la varilla, esto haciendo uso del pequeño agujero que poseen las varillas, atravesando algún elemento alargado que quepa en este. El torque debe de ser aplicado constantemente, y en la misma dirección, teniendo precaución que en ningún momento se tire la varilla, por que esto puede causar daños en la celda solar que se quiere extraer. Al momento de aplicar este torque, si el calor necesario fue suficiente, la varilla debería de girar sin problema y desprenderse del panel solar.



Figura 9.21: Calentamiento de la parte frontal del panel al mismo tiempo que la varilla es girada, mediante el uso de una pistola de calor de 2000 W de potencia.

Cuando se realiza esta metodología de extracción, se obtienen tres resultados posibles:

1. El primer resultado, que a la vez es el más común, es la obtención parcial de una muestra como puede ser visualizado en la figura 9.22, donde se puede observar que se extrajo las capas de backsheet y EVA posterior sin problemas, pero a la vez se extrajeron pequeños pedazos de la muestra que se quiere extraer.



Figura 9.22: Caso más común de la metodología de Medio corte con backsheet con calor, extrayendo backsheet, EVA posterior y pedazos de celda solar.

2. El segundo resultado más común al aplicar esta metodología, es la extracción de únicamente la capa de backsheet y de EVA posterior, dejando la celda solar en el panel, como puede ser observado en la figura 9.23.

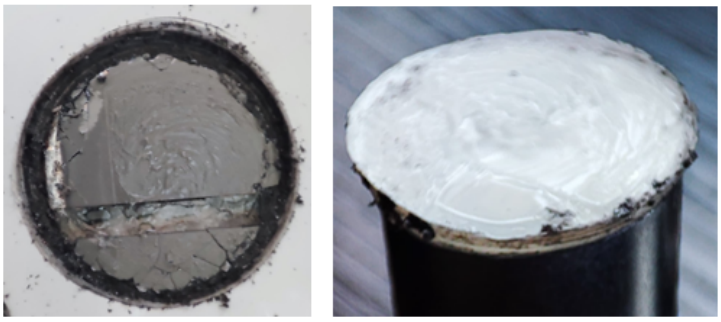


Figura 9.23: Segundo caso más común de la metodología de Medio corte con backsheet con calor, extrayendo exclusivamente backsheet y EVA posterior (derecha) y dejando la celda solar en el panel (izquierda).

3. El último caso y a la vez el menos común al realizar esta metodología, es una correcta extracción de la muestra del panel solar, obteniéndose la capa de backsheet, EVA posterior, celda solar y EVA superior del panel solar, dejando únicamente el vidrio templado en el panel solar, como se puede apreciar en la figura 9.24

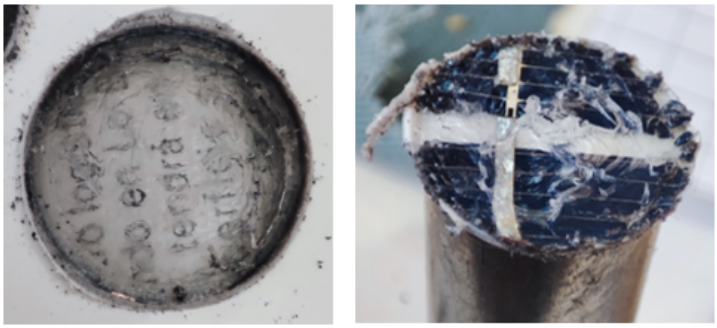


Figura 9.24: Caso menos común de la metodología de Medio corte con backsheet con calor, extrayendo las capas de backsheet, EVA posterior, celda solar y EVA superior (derecha) y dejando únicamente el vidrio templado en el panel (izquierda).

De la misma manera que en 9.2.5, para separar la muestra de la varilla, es necesario sumergirla en acetona, con las mismas recomendaciones de tiempo. En los tres casos de extracción de muestra utilizando esta metodología, se puede apreciar como únicamente un caso obtiene la muestra que se desea, siendo este caso el menos común y poco replicable, es debido a esto que esta metodología también es considerada como un fracaso, pero confirma que las celdas solares pueden ser separadas del panel.

9.2.7. Medio corte sin backsheet ni EVA

Como se puede apreciar en las dos últimas metodologías de extracción de muestras (9.2.5 y 9.2.6), la principal razón de falla de estos métodos recae en la forma en que se distribuye el torque en las diversas capas, siendo las primeras capas (en este caso corresponden a las capas de backsheet y EVA posterior) las que más se ven afectadas por este, causando que el desprendimiento de la muestra suceda principalmente en estas y no se logre extraer la celda como es necesario.

Debido a que el principal fallo al momento de extraer la muestra corresponde al desprendimiento de las capas de backsheet y EVA posterior, se procede a aplicar una metodología más similar a la que se utiliza en la literatura, lo que significa realizar un procedimiento de remoción de las capas de backsheet y EVA posterior antes de empezar a extraer la muestra. Para poder realizar esto, se utilizan dos metodologías, las cuales son la Extracción de backsheet y EVA con pistola a calor 9.1.2 y la Extracción de backsheet y EVA con cortadora láser 9.1.3 y luego se procede a realizar la metodología de extracción utilizada en Medio corte con backsheet con calor 9.2.6.

Para aclarar un poco este proceso, se puede ver de manera simplificada en los siguientes pasos:

1. Extraer backsheet y EVA mediante el uso de la metodología de Extracción de backsheet y EVA con pistola a calor 9.1.2 o la Extracción de backsheet y EVA con cortadora láser 9.1.3.
2. Realizar una perforación en la sección trasera del panel, correspondiente a la celda solar, llegando hasta el vidrio templado, esto utilizando un taladro de banco sensitivo equipado con una fresa tipo copa.
3. Pegar una varilla de la misma dimensión que la circunferencia interior de la fresa copa en el lugar del corte, utilizando un superpegamento soluble en acetona.
4. Una vez se haya curado el superpegamento, se procede a aplicar calor suave en la parte superior del panel (correspondiente al vidrio templado) durante mínimo dos minutos para extraer la varilla, a la cual se le debe de aplicar un torque suave y constante para que se desprenda.
5. Con la varilla desprendida se deja remojando en acetona durante varias horas (recomendado dejar remojando durante 12 horas) para poder disolver el superpegamento y obtener la muestra.

Al realizar esta línea de procedimiento, se logró obtener consistentemente muestras completas de la celda solar con la capa de EVA superior. Sin embargo, es importante destacar, que si la varilla queda mal adherida a la celda, o si el superpegamento no está aplicado de manera uniforme en toda la celda, esta tiende a quebrarse debido a una aplicación de torque desigual.

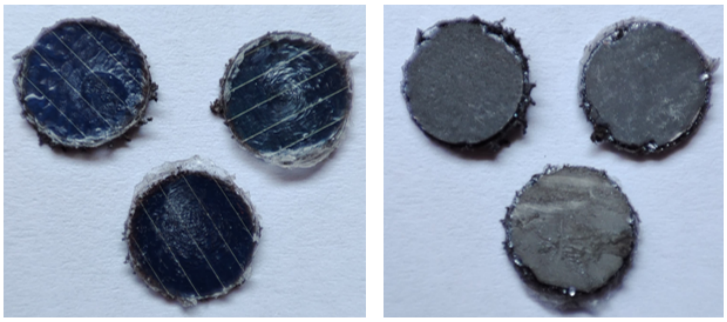


Figura 9.25: Muestras obtenidas con la metodología de Medio corte sin backsheet ni EV.

Hasta este punto, se logra obtener una muestra circular de la celda solar, sin embargo esta muestra posee la capa de EVA superior del panel solar, debido a que se desea obtener una muestra que sea únicamente de una celda solar, es necesario extraer esta capa de EVA, para poder realizar esto es necesario la utilización de tricloroetileno como es mencionado por Moutinho et al. [28], debido a que la exposición prolongada a este componente puede causar cáncer de riñón y es un componente volátil [41], es necesario la utilización de una cámara de extracción y equipamiento de protección personal acorde.

Debido a que el proceso de disolución del EVA es lento, se puede apresurar este mismo aumentando la temperatura del TCE en el cual se sumerge la muestra. En este caso, se logró determinar que con una temperatura constante de 78°C (mantenida gracias al uso de una placa caliente) se puede realizar el proceso en aproximadamente cinco horas. Cuando se extrae la muestra del TCE, el EVA se transforma una capa gelatinosa (figura 9.27) que debe de ser retirada manualmente y con mucha delicadeza, debido a que la celda solar es muy frágil y susceptible a ser rallada, es debido a esto que se deben de utilizar paños de limpieza suaves para la limpieza.

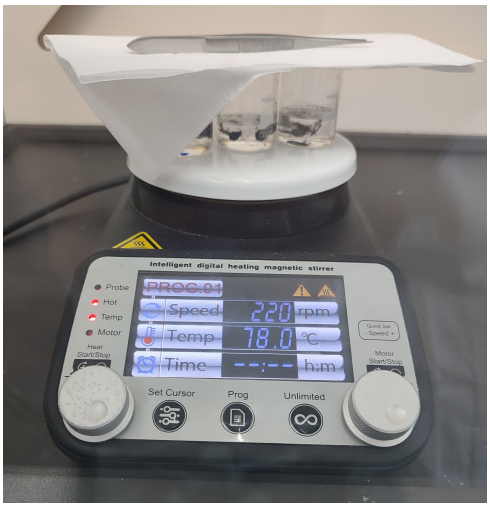


Figura 9.26: Configuración realizada para sumergir las celdas solares en el TCE, se debe de tapar el recipiente que contiene al TCE, debido a que este es volátil.



Figura 9.27: Celda solar con EVA recién disuelto con TCE.

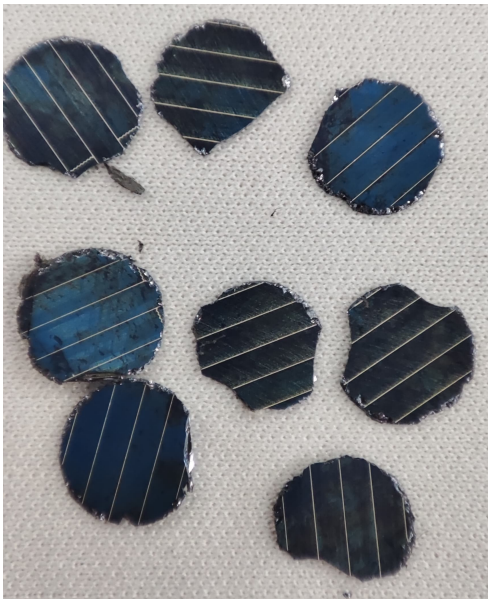


Figura 9.28: Celdas solares después de ser sumergidas en TCE y remover el EVA.

Se debe de destacar que al momento de disolver el EVA, algunas celdas solares sufren unos pequeños quiebres en sus bordes, como se muestra en la figura 9.28 en donde se puede apreciar que la mayoría de las muestras no poseen la forma de una circunferencia perfecta. Esto es debido a que al momento de realizar la extracción, la varilla no quedó pegada perfectamente en la celda, y al momento de realizar el torque se presentan estas pequeñas fracturas. Otra causa es al momento de realizar el corte con el taladro de banco sensitivo se produjo un pequeño deslizamiento del panel, causando un círculo no homogéneo. Además, si la profundidad del corte no fue suficiente, se pueden producir que los bordes de la muestra sean más rugosos. Todos estos defectos, no son visibles en primera instancia cunado uno extrae la muestra, debido a que el EVA mantiene la celda unida y en un buen estado visible a simple vista. Pese a esto, utilizando esta metodología se logra obtener una muestra de la celda solar en perfectas condiciones, lo que causa que esta metodología sea apropiada para la extracción de muestras.

Capítulo 10
Metodología para la selección y extracción de muestras

En primera instancia, para poder realizar cualquiera de los ensayos microscópicos descritos anteriormente, se debe de comenzar determinando la muestra a analizar con el ensayo, más específicamente se debe de determinar las características que debe de poseer esta muestra, debido a que se desea analizar la degradación que presenta una celda de silicio policristalino, en primera instancia se debe de determinar el tipo de degradación que esta sufriendo la celda, para esto se comienza con un análisis de sitio, conociendo sus principales características para tener un primer diagnóstico de las posibles degradaciones que se encuentren presentes en el panel, luego es necesario establecer que la celda presente una menor cantidad de portadores, es decir, que presente una menor cantidad de pares de agujeros móviles y electrones libres. Esto es debido a que si la celda presenta un menor funcionamiento del esperado, significa que esta se ha degradado. Para poder determinar esto se puede medir de diversas formas, la primera y más simple es con la utilización de una curva IV, donde se puede apreciar si un panel produce menos electricidad de la que debería. Sin embargo, si solo se realizan las mediciones de una curva IV, puede ser que el panel produzca menos electricidad debido a fallos eléctricos, debido a esto que es necesario la realización de una electroluminiscencia acompañado de una fotoluminiscencia, la electroluminiscencia se debe de realizar para encontrar las fallas físicas y eléctricas que posee la celda y el panel, además que en esta se puede identificar prontamente las celdas que posean una menor cantidad de portadores, estas se pueden ver reflejadas como celdas que posean una menor luminosidad (que estén más oscuras) que las celdas aledañas.

Por su parte, el ensayo de electroluminiscencia se debe de acompañar con un estudio de fotoluminiscencia del tipo Carrier Density Imaging, esto es debido a como se demostró en el estudio de Trupke, et al.[13], existen casos en los cuales un oscurecimiento en una electroluminiscencia es causado no por una menor cantidad de portadores, sino por una serie de desconexiones eléctricas dentro de la celda, que no pueden ser fácilmente apreciadas con este ensayo, necesitando el complemento de la fotoluminiscencia para poder corroborar la degradación.

Con los ensayos descritos anteriormente, se puede determinar la celda a la que se debe de extraer la muestra, para este proceso de extracción de muestra se decidió la utilización del método de medio corte sin backsheet ni EVA 9.2.7, esto es debido a que es la metodología que puede extraer celdas de manera más consistente y en mejor estado, para la extracción del backsheet y el EVA se utilizará la metodología del corte láser 9.1.3 debido a su fácil reproducibilidad y su menor riesgo a causar daño en la celda y el panel.

En otras palabras los pasos a seguir en la metodología de extracción muestras, son los siguientes:

1. Se extraen las capas de backsheet y EVA trasero, con el uso de la cortadora láser con un 30 % de su potencia máxima y una velocidad de avance de 150 mm/s, realizando una figura de un círculo sólido de 3 [cm] de diámetro.

2. Con la ayuda de calor suave y alcohol se limpian los residuos causados por el corte.
3. Cuando se ha despojado al panel de estas dos capas, se procede a realizar una perforación que llega hasta la capa de vidrio, es decir, la perforación solo corta la celda solar y al EVA frontal, deteniéndose al momento de llegar al vidrio templado, con el fin de evitar que este de trice. Esto se hace utilizando un taladro de banco equipado con una fresa tipo copa de 8 [mm] de diámetro.
4. Una vez realzado este corte, se pega una vara metálica del mismo diámetro que la fresa tipo copa utilizada, el pegamento utilizado debe de ser soluble en acetona, en este caso el pegamento utilizado es ”La gotita”.
5. Después de aproximadamente cuatro horas el pegamento se encuentra curado, por lo que se procede a aplicar calor suave en la parte superior del panel (correspondiente al vidrio templado) durante mínimo dos minutos para extraer la varilla, a la cual se le debe de aplicar un torque suave y constante para que se desprenda.
6. Con la varilla desprendida se deja remojando en acetona durante varias horas (recomendado dejar remojando durante 12 horas) para poder disolver el superpegamento y obtener la muestra.
7. La muestra obtenida poseerá una capa de EVA, el cual debe de ser disuelto para poder realizar el análisis elemental, para esto se deja remojando la muestra en TPT a 78°C durante mínimo cinco horas.

Cuando se posea la muestra ya extraída es necesario el repetir el ensayo de fotoluminiscencia, puesto para corroborar que en el proceso de extracción de muestra, no se haya dañado la muestra.

Una vez definida la metodología para la selección y extracción de la muestra, es necesario determinar el ensayo microscópico a realizar, para esto en la sección 7 se habló de los distintos ensayos microscópicos más utilizados en la actualidad para el análisis de las celdas y paneles solares, cada uno de estos ensayos tienen un enfoque específico, el ensayo SEM, se enfoca en al generación de imágenes de la superficie del material, que al ser mezclado con el ensayo EDS se puede caracterizar los elementos de esta superficie, debido a que este ensayo solo puede ver la sección más expuesta del material, no es el ensayo idóneo para poder caracterizar la degradación que sufre el material, esto es debido a que pueden existir incrustaciones de diversos elementos en capas más profundas de la muestra que no serían analizadas con este procedimiento. De manera similar se puede descartar el ensayo de espectroscopia de Raman, debido a que al igual que el ensayo SEM, se dedica a analizar únicamente la capa más superficial de la muestra. Bajo la misma línea argumentativa se puede descartar el ensayo TEM, debido a que solo analiza una pequeña sección de la muestra, siendo un ensayo puntual que necesitando una muestra extremadamente fina dificulta la realización de este en diversas capas de la muestra. Con respecto al ensayo XPS, pese a que este si posee la capacidad de realizar un análisis elemental de profundidad, debido a las limitaciones físicas de los equipos y la manera de realizar estos ensayos, no poseen la resolución ideal para el tipo de análisis que se desea realizar. Es por esto que se decide el uso de un ensayo SIMS o ToF-SIMS, debido a que es el único ensayo que si posee la capacidad de realizar análisis elementales de profundidad con una resolución lo suficientemente alta para realizar una comparación de degradación e incrustaciones de los diversos elementos significativa.

A continuación se utilizará este procedimiento para estudiar paneles que han sido sometidos a operación durante un prolongado tiempo.

Capítulo 11
Caracterización y selección de paneles

Para este estudio, se dispuso de 10 paneles solares provenientes de la planta fotovoltaica Finis Terrae ubicada en Calama Chile, de estos 10 paneles, ocho han sido expuestos a el funcionamiento normal de esta planta, siendo esta exposición desde enero de 2016 hasta enero de 2023, teniendo una exposición de siete años de funcionamiento. Por otro lado, los dos paneles sobrantes, pertenecen al mismo lote de producción que los otro ocho, sin embargo, estos no han sido expuestos, en otras palabras, se pueden considerar ejemplares nuevos. Los paneles en cuestión corresponden al modelo de panel solar policristalino JKM310P-72, manufacturados por la empresa Jinko Solar, del cual se pueden apreciar en la siguiente tabla sus principales características de fabrica:

Tabla 11.1: Principales propiedades de fabrica del panel JKM310P-72 [30].

Tipo de celda	Policristalina de 156 x 156 [mm]
Número de celdas	72 (6 x 12)
Poder máximo (P_m)	310 [W] -0 %+3 %
Voltaje máximo (V_{pm})	37.0 [V]
Corriente máxima (I_{pm})	8.38[A]
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	15.9 [V]
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8.96 [A]

Ahondando un poco en lo que es el terreno de la planta solar Finis Terrae, se debe de establecer su localidad exacta, la cual se encuentra en las coordenadas de latitud -22.23, longitud -69.53 y una altura sobre el nivel del mar de 1223 metros, esto es al oeste de la ciudad de Calama, Chile. Gracias a la base de datos satelitales de Solargis [62] se posee un primer estimado de las condiciones climáticas a las que fueron expuestos estos paneles, las características entregadas por Soalrgis, corresponden a la irradiancia global horizontal (GHI), la radiación ultravioleta del tipo A (UVA), radiación ultravioleta del tipo B (UVB), humedad relativa (RH) y temperatura ambiente para un año típico en este terreno, se presentan en los siguientes gráficos:

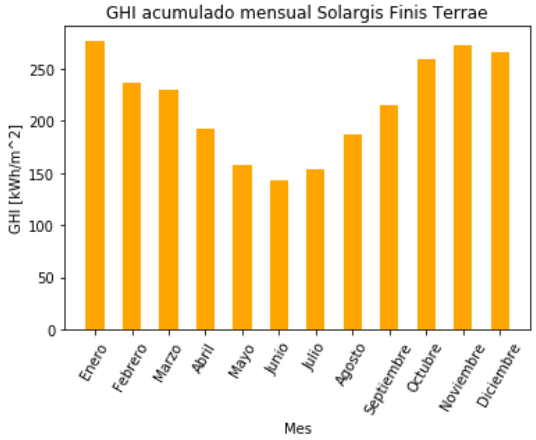


Figura 11.1: GHI de un año típico en la planta solar Finis Terrae, obtenido con los datos satelitales de Solargis.

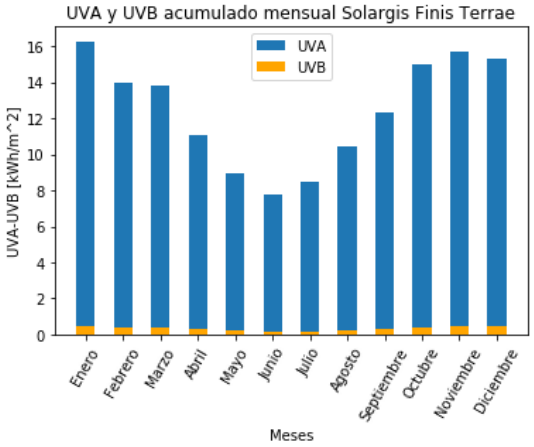


Figura 11.2: UVA y UVB de un año típico en la planta solar Finis Terrae, obtenido con los datos satelitales de Solargis.

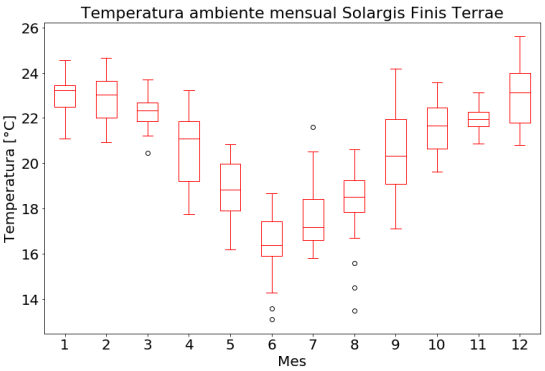


Figura 11.3: Temperatura de un año típico en la planta solar Finis Terrae, obtenido con los datos satelitales de Solargis.

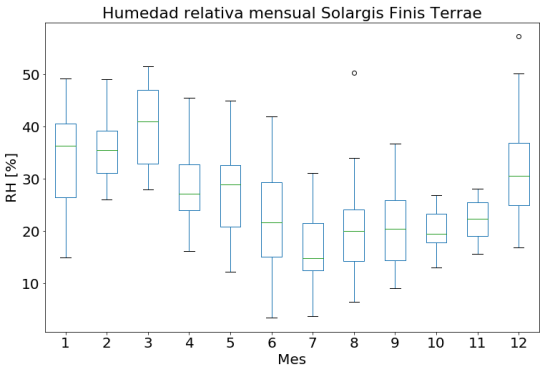


Figura 11.4: Humedad relativa de un año típico en la planta solar Finis Terrae, obtenido con los datos satelitales de Solargis.

Debido a que los datos mostrados son datos obtenidos mediante mediciones satelitales, es necesario corroborarlos con datos que sean medidos en terreno, es por esto que desde febrero del 2023 hasta julio del mismo año, se instaló una estación meteorológica para medir estos mismos valores. En las cuales se puede apreciar que los datos recopilados por los satélites de Solargis poseen una gran similitud en comparación con los medidos en el sitio. Además es de destacar, que los datos de Solargis corresponden a los datos de un año típico, no a los datos recopilados en el año 2023, lo que explica la pequeña desviación que poseen los datos.

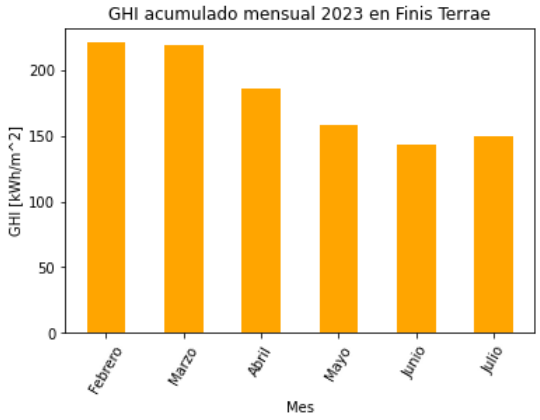


Figura 11.5: GHI medidos en la planta solar Finis Terrae.

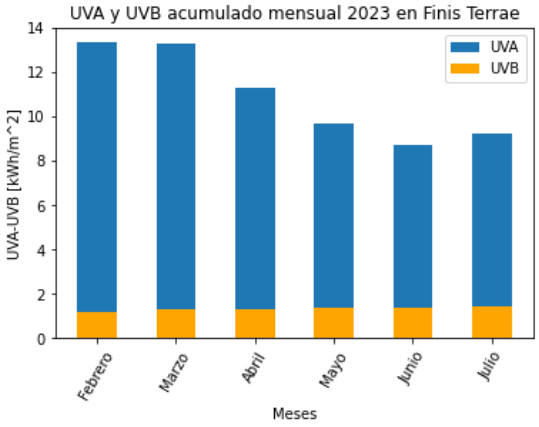


Figura 11.6: UVA y UVB medidos en la planta solar Finis.

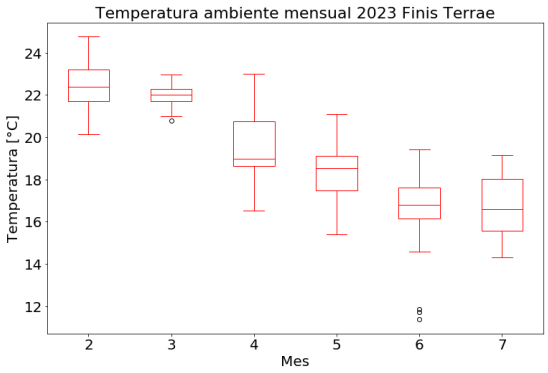


Figura 11.7: Temperatura medida en la planta solar Finis.

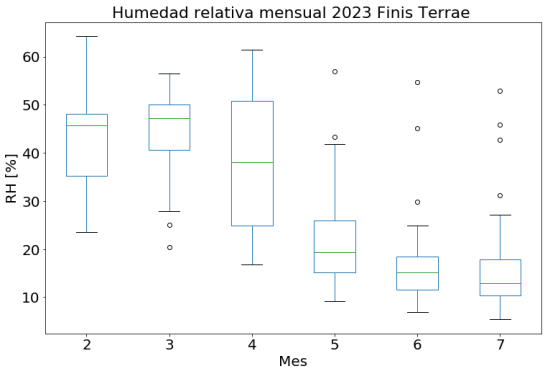


Figura 11.8: Humedad relativa medida en la planta solar Finis Terrae.

Como se mencionó anteriormente, los datos entregados por Solargis son confiables y poseen una gran relación con los datos medidos en el sitio, es por esto que se pueden utilizar para el cálculo de la irradiancia global horizontal acumulada a lo largo de un año, la humedad relativa promedio y la temperatura promedio en el año. Se debe de destacar que estos datos son correspondientes a las horas en que los paneles se encuentran en funcionamiento, es decir a las horas en las cuales hay sol.

Tabla 11.2: Valores anuales de GHI, RH y temperatura promedio de la locación de estudio, para las horas de sol.

GHI acumulado anual $[kWh/m^2]$	2588
Humedad Relativa promedio anual [%]	21.0
Temperatura promedio anual [°C]	23.7
UVA acumulado anual $[kWh/m^2]$	143.9
UVB acumulado anual $[kWh/m^2]$	3.6

Multiplicando los años de exposición con los valores promedios anuales, se puede determinar que los paneles han sido expuestos a una irradiancia global horizontal de 18,116 kWh/m^2, una exposición a rayos UVA de 1007.3 kWh/m^2 y de UVB de 43.2 kWh/m^2 a lo largo de sus siete años de exposición.

Con los datos entregados en la tabla 11.2 y aplicando el criterio de Köppen-Geiger, es posible clasificar el sitio donde se encuentran los paneles solares, en primera instancia es necesario clasificar a que categoría de irradiancia global horizontal están expuestos, para esto se utiliza la tabla 11.3, donde se puede identificar que al irradiancia global horizontal es claramente mayor a 2070 kWh/m^2, por lo cual pertenece a la clase "*K*", o en otras palabras el terreno posee una irradiancia muy alta.

Tabla 11.3: Categorías de Köppen-Geiger según irradiancia global horizontal.

Categoría	Irradiancia Global Horizontal Anual [kWh/m^2]
L - Bajo	$0 <$ GHI ≤ 1130
M - Medio	$1130 <$ GHI ≤ 1560
H - Alto	$1560 <$ GHI ≤ 2070
K - Muy alto	$2070 <$ GHI

Por otro lado, se utiliza el modelo adaptado de Köppen-Geiger para la utilización de los valores de humedad relativa, ya que no se dispone de valores de precipitación como propone el modelo originalmente. De esta forma, según la tabla 11.4, se pueden identificar 6 categorías a partir de rangos de temperatura y humedad relativa del ambiente [65]. Además, se presenta en orden de prioridad, que se utiliza cuando una zona cumple más de una condición a la vez, de manera que se debe escoger la opción de orden superior. Gracias al uso de esta tabla se puede definir que la planta solar esta ubicada en un sector del tipo desértico.

Tabla 11.4: Categorías de clasificación de Köppen-Geiger según temperatura y humedad relativa del ambiente.

Categoría	Requerimiento	Orden
A - Tropical	18°C $\leq T_{\text{ann min}}$	4to
B - Desértico	RH $\leq 30\,\%$	2do
C - Estepa	$30\,\% <$ RH $\leq 70\,\%$	3ro
D - Templado	-3°C $< T_{\text{ann min}} <$ 18°C	5to
E - Frío	$T_{\text{ann min}} <$ -3°C	6to
F - Polar	$T_{\text{ann max}} \leq$ 10°C	1ro

Con esto se puede determinar que los paneles solares han sido expuestos a condiciones de un desierto con altos índices de irradiacia, los cuales pueden causar diversas fallas o degradaciones y como se pudo identificar en el Capítulo 7, con la ayuda de diversos ensayos microscópicos se puede relacionar estas fallas o degradaciones en las celdas solares con cambios superficiales en la estructura de la celda.

Comenzando con los puntos calientes, en la figura 7.3 se puede apreciar como estos aparecen en su mayoría en regiones con menor homogeneidad del $p - S_i$, lo que puede ser debido a que poseen una mayor facilidad para la inserción de impurezas, lo cual puede ser corroborado debido a que en el ensayo de EDS se puede apreciar un aumento de carbón y oxígeno, además en estos puntos se puede apreciar un cambio visible en la morfología de la celda.

Si se observa las condiciones del sitio, se puede notar que este posee fluctuaciones tanto en su temperatura como en su humedad, causando ciclos de calor húmedo. Estos ciclos pueden causar corrosión en la celda, esto es debido a un mal sellado en los paneles solares, que al momento de aplicarles calor, causan una ligera expansión térmica la cual puede resaltar algún desperfecto en su sellado, causando que la humedad pueda hacer su ingreso a la celda. Como se pudo observar en la figura 7.10 y en la figura 7.14, las celdas que son sometidas a ciclos de calor húmedo bajo condiciones de laboratorio, tienden a presentar corrosión en los contactos, esta corrosión puede ser únicamente de los contactos de plata, como puede se puede dar una corrosión galvánica causando como subproducto incrustaciones de sodio. Además de causar las corrosiones, el calor húmedo puede causar una migración de las partículas metálicas desde los contactos hacia la celda. Por ende es una posible degradación que se puede presentar en los paneles a utilizar.

La localidad además de poseer ciclados térmicos, se debe de destacar que posee una gran dosis de irradiancia, lo que se puede traducir en una mayor generación del panel, en otras palabras el panel estará trabajando con un valor elevado de potencia en sus horas hábiles, esta funcionalidad en conjunto con altos valores de humedad relativa, son agentes facilitadores para la generación de la degradación inducida por potencia (PID) [18], la cual en la figura 7.8 se puede notar como el PID causa pequeños orificios en una celda tipo PERC bifacial de silicio monocristalino, al analizar estos orificios de manera más precisa, se observa como son un apilamiento entre las capas de ALO_x/SIN_y y además realiza una perforación hasta la capa de silicio. Sin embargo, además de este efecto físico en las celdas, posee un efecto químico, el cual se visualiza en el ensayo SIMS de la figura 7.19 donde se puede ver que la celda que es afectada por PID posee una mayor concentración de sodio, lo cual puede ser corroborado en la imagen 7.11, en donde se puede apreciar que el mismo orificio que se hablo previamente, posee incrustaciones de sodio en la interfaz de ALO_x/SIN_y. Estos dos ejemplos corroboran la sospecha de que el sodio posee un rol mayoritario en la formación del PID, aunque para poder verificar esta relación, es necesario la realización de una mayor cantidad de estudios.

Finalmente se debe de relacionar las grandes dosis de radiación UV que se presenta en el sitio con la principal degradación a la que se pueden ver afectados los paneles, que es la degradación por radiación UV, se ha determinado que los paneles al ser expuestos a la radiación UV poseen un decaimiento en su voltaje de cortocircuito y por ende en su potencia máxima, mediante el estudio presentado en la figura 7.15 se puede apreciar como en una celda del tipo D-PERT, presenta un claro aumento de la cantidad de oxigeno en las capas de S_iN_y, S_iO_x/S_i y de S_i, este aumento de oxigeno posee dos efectos, el primero es una mayor formación de óxidos en estas capas, siendo destacable que una mayor formación de estos en la capa de S_iN_y/S_i es conocido por causar un disminución de vida de los portadores de la celda y su eficiencia, pero a su vez al presentarse una mayor cantidad de oxígeno se facilita la captura de hidrógeno, los cuales son expulsados de la interfaz de S_iH por los fotones inducidos en los rayos UV y deben de migrar a una profundidad mayor en la celda, al haber una mayor concentración de hidrógeno, se produce la denominada degradación inducida por hidrógeno (HID), que induce una mayor recombiancón de portadores, disminuyendo la (I_{sc}) y el (V_{oc}). Este mismo fenómeno se presenta para las celdas del tipo IBC (Interdigitated Back Contact). En cuanto para una celda del tipo HJ, se presenta un efecto contrario, es decir, en vez de presentarse una mayor cantidad de hidrógeno en el silicio de la celda, este se ve disminuido, causando una ineficiencia del hidrógeno requerido para la pasivación de enlaces colgantes y defectos interfaciales.

Debido a que estos paneles han sido expuestos al desierto durante un extenso periodo de tiempo, es necesario realizarle una nueva caracterización, para poder conocer su potencia máxima (P_m), su voltaje y corriente en el punto de máxima potencia (V_{pm} e I_{pm}), su voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y su corriente de cortocircuito (I_{cs}), esto se hace con el uso del equipo de simulación solar Temperature Controlled Lab Flasher, ubicado en la Universidad Técnica Federico Santa María, campus San Joaquín, el cual mide módulos fotovoltaicos bajo condiciones controladas en base a AM 1.5G siguiendo la norma ASTM G173. Las especificaciones técnicas del simulador se indican en tabla 11.5, tabla 11.6, tabla 11.7. La tabla 11.5 presenta las especificaciones generales, la tabla 11.6 indica los rangos de medición y la tabla 11.7 presenta las especificaciones de la luz.

Tabla 11.5: Especificaciones generales Temperature Controlled Lab Flasher.

Dimensiones máximas del panel	2140 x 1354 [mm]
Área de esteto efectiva	2100 x 1300 [mm]
Clasificación	A+A+A+ (IEC 60904-9)

Tabla 11.6: Especificaciones de los rangos de medición efectuados por el Temperature Controlled Lab Flasher.

Duración de medición	$<$ 1 [s]
Potencia máxima del panel	600 [W]
Rangos de tensión	5 rangos (2.5, 10, 25, 100, 250 [V])
Rango de corriente	4 rangos (3, 6, 12, 25 [A])
Resolución de medición I/V	$<$ 0.003 %
Repetibilidad	$<$ 0.15 % (Pmax, Isc, Voc, FF)
Reproducibilidad	$<$ 0.20 % (Pmax, Isc, Voc, FF)

Tabla 11.7: Especificaciones de la luz emitida por el Temperature Controlled Lab Flasher.

Tipo de lámina	SLP filtered Xenon tube
Duración del pulso	110 [ns]
Tipo de pulso	Pulso único
Rango espectral	300 - 1200 [nm]
Coincidencia espectral	$<$ 12.5 % (A+)
No uniformidad de irradiancia	$<$ 1 % (A+)
STI-LTI	0.10 % (A+)
Rango de irradiancias	100 - 1200 [W/m^2]
Tiempo entre flashes	$<$ 20 [s]

Con este equipo y bajo los parámetro expresados en las tablas anteriores, se realizan las pruebas a los 10 paneles solares que fueron traídos desde la planta solar, obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 11.8, en la cual además se calculan las principales diferencias porcentuales con respecto a al promedio de los paneles sin exposición o nuevos, destacándose en rojo si es que la diferencia en negativa, es decir, si la propiedad del panel es menor a la propiedad de referencia, en caso contrario, se destaca con color azul.

Tabla 11.8: Resultado de los 10 paneles traídos desde la granja Finis Terrae al ser testeados con el Temperature Controlled Lab Flasher, las diferencias porcentuales son calculadas con respecto a los valores promedios de los paneles 9 y 10.

N°	Estado	P_m [W]	V_{pm} [V]	I_{pm} [A]	I_{cs} [A]	V_{oc} [V]	ΔP_m	ΔI_{sc}	ΔV_{oc}
1	Expuesto	305.25	35.89	8.51	9.11	45.07	-5.26 %	-3.13 %	-0.74 %
2	Expuesto	308.14	36.36	8.47	9.05	45.07	-4.27 %	-3.73 %	-0.74 %
3	Expuesto	300.64	35.80	8.40	9.03	44.81	-6.87 %	-3.95 %	-1.35 %
4	Expuesto	310.38	36,20	8.57	9.10	45.39	-3.52 %	-3.22 %	-0.04 %
5	Expuesto	310.09	36.26	8.55	9.14	45.18	-3.61 %	-2.77 %	-0.50 %
6	Expuesto	311.30	36.36	8.56	9.11	45.23	-3.21 %	-3.09 %	-0.41 %
7	Expuesto	312.02	36.29	8.60	9.14	45.20	-2.97 %	-2.78 %	-0.46 %
8	Expuesto	317.07	36.51	8.69	9.23	45.42	-1.33 %	-1.74 %	0.03 %
9	Nuevo	320.44	36.11	8.87	9.39	45.47	-0.27 %	-0.03 %	0.13 %
10	Nuevo	322.15	36.39	8.85	9.39	45.35	0.26 %	0.03 %	-0.13 %

Si se comparan los resultados adquiridos en la tabla 11.8 con respecto a los resultados entregados por el fabricante (tabla11.1), se puede apreciar como siete de los diez paneles poseen una potencia máxima igual o mayor a la potencia mínima asegurada por el fabricante, no obstante, los paneles 1, 2 y 3 poseen una potencia menor a la potencia máxima entregada por el fabricante, además se debe de destacar que todos los paneles poseen un voltaje de circuito abierto menor que el de fabrica, en caso contrario, todos los paneles presentan una mayor corriente de cortocircuito que la entregada por fabrica.

El panel N°3 es el que posee el mayor decaimiento en su voltaje de circuito abierto, corriente de cortocircuito y potencia máxima, siendo estos valores un 1.35 %, 3.95 % y 6.87 % respectivamente menores a los paneles de referencia. Del mismo modo, el segundo panel que presenta un mayor decaimiento en su voltaje de circuito abierto, corriente de cortocircuito y potencia máxima es el panel N°1, siendo estos valores un 0.74 %, 3.13 % y 5.26 % respectivamente menores a los paneles de referencia. Es por esto que se seleccionan estos dos paneles para un análisis más profundo. Si se revisan sus curvas IV presentadas en la figura 11.9 y la figura 11.10, se puede apreciar que en ninguno de los dos paneles se puede identificar alguna clase de variación explicadas en la sección de curvas IV 6.3, lo que significa que en ambos paneles la reducción de su potencia es causada debido a la degradación en sus celdas y/o a fallas en sus conexiones eléctricas.

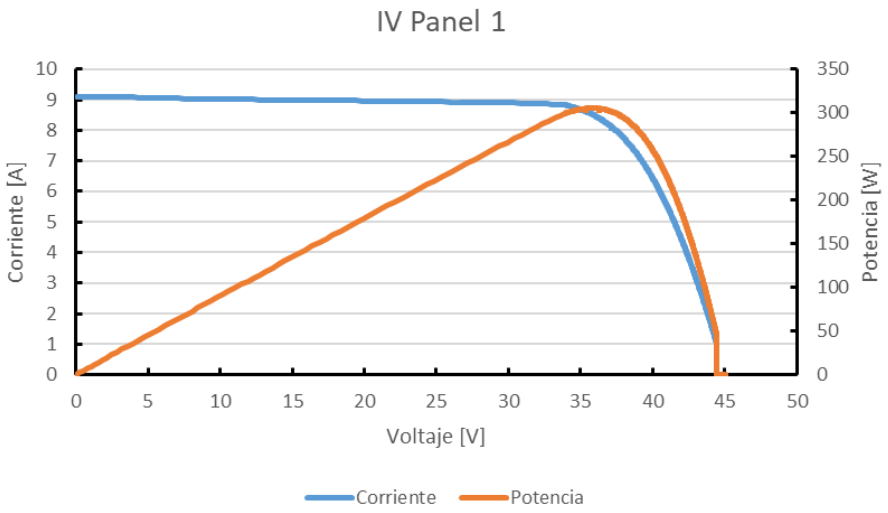


Figura 11.9: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 1 de la tabla 11.8.

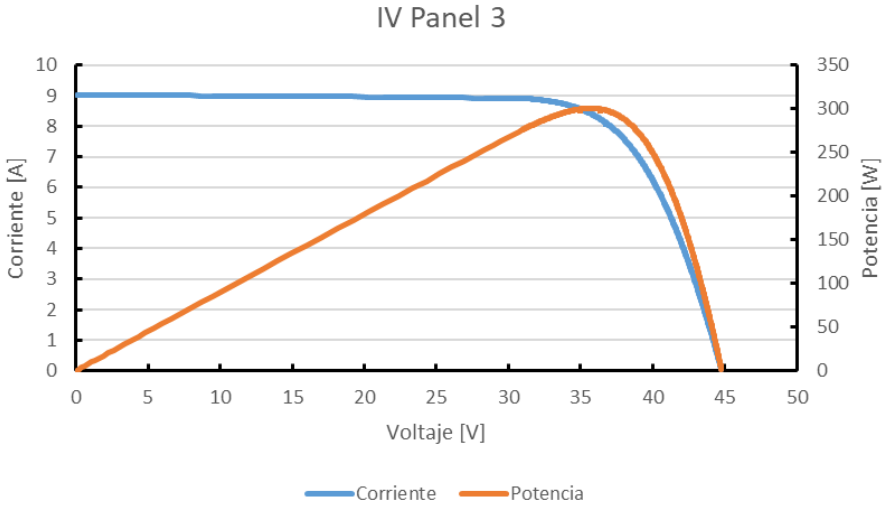


Figura 11.10: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 3 de la tabla 11.8.

Realizando una caracterización un poco más profunda a estos paneles, se le realizó una electroluminiscencia, esta se realiza para poder comprobar si los paneles poseen algún tipo de desperfecto en las celdas o algún tipo de daño que no sea perceptible al ojo humano bajo circunstancias normales. Para realizar este ensayo se uso una cámara Nikon D750, las especificaciones del ensayo realizado en la Universidad Técnica Federico Santa María, se pueden apreciar en la tabla 11.9.

Tabla 11.9: Especificaciones del ensayo de electroluminiscencia realizado en la Universidad Técnica Federico Santa María.

Equipo	Descripción del equipo
Cámara	Nikon D750
Filtro	Optik makano IP2 830 77d
Filtro	Filtro UV
Trípode	Trípode
Fuente	Fuente Elektro/Automatik EA-PSI 9080-40 2U, (de 0-80 V y de 0-40 A, 4000W programable)

En la primera electroluminiscencia (figura 11.12) del panel N°3, se puede apreciar una contaminación general de las celdas, además de una claro crack tipo C en la celda B1, además de presentar algunas celdas que claramente poseen una menor luminosidad, las cuales son las celdas D1, D2, D3, D4, E6, F1, F10, F11 y F12, las cuales se deben de considerar como la primera aproximación a nuestra selección de celdas.

En la primera electroluminiscencia (figura 11.11) del panel N°1 se puede apreciar una clara conexión incorrecta de la barra colectora en la celda B1 y la celda D1, además se puede notar una gran cantidad de posibles reducciones de vida de silicio fundido y una menor luminosidad en las celdas A5, A7, A12, B2 y F1, las cuales se deben de considerar como la primera aproximación a nuestra selección de celdas.

Sin embargo, debido a que estas electroluminiscencias no poseen la nitidez necesaria para la correcta selección de una región para la extracción de muestra, ni para otorgar la certeza de los distintos tipos de degradaciones y fallas que se pueden presentar en los paneles, es necesario repetir este ensayo, pero con un equipo de mejor resolución, el cual esta ubicado en la Universidad Adolfo Ibáñez, campus Santiago, para lo cual se debe de realizar el traslado de los paneles a esta localidad.

Los resultados y análisis de estas electroluminiscencias serán presentadas en el siguiente capítulo (capítulo 12 Selección de celdas).

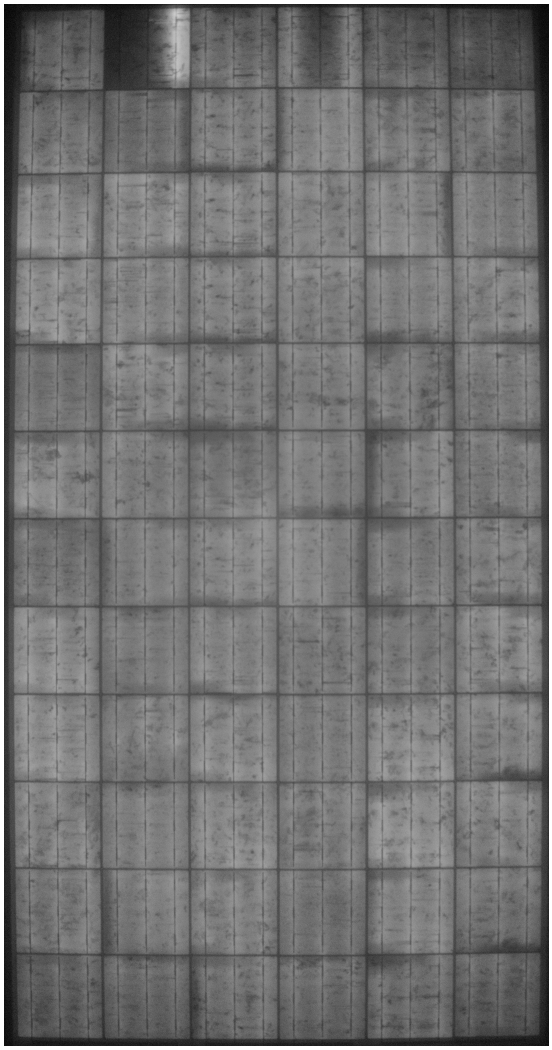


Figura 11.11: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 1 de la tabla 11.8.

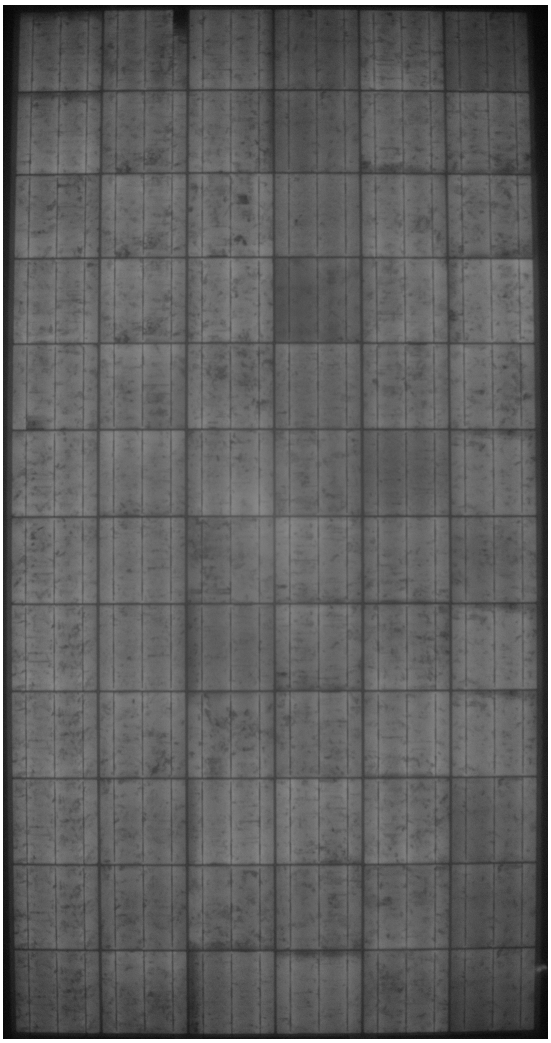


Figura 11.12: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 3 de la tabla 11.8.

Una vez escogido las dos opciones de panel para los paneles degradados, se procede a escoger si se utilizará el panel N°9 o el panel N°10 como el panel de referencia, a primera vista, se puede apreciar como el panel 10 posee una mayor potencia máxima, teniendo 1.71 [W] más de potencia y 0.28 [A] más de corriente de cortocircuito, pero teniendo 0.12 [V] menos de voltaje de circuito abierto. Debido a que tienen valores tan similares se debe de analizar sus curvas IV, presentadas en la figura 11.13 y en la figura 11.14, en donde se puede determinar que ninguna de los dos paneles presenta variaciones explicadas en la sección de curvas IV 6.3, y no se puede ver una diferencia clara entre ambas curvas. Es por esto que además de la curva IV, es necesario realizar una electroluminiscencia para comparar el estado general de las celdas y poder determinar cual de los dos paneles será el seleccionado.

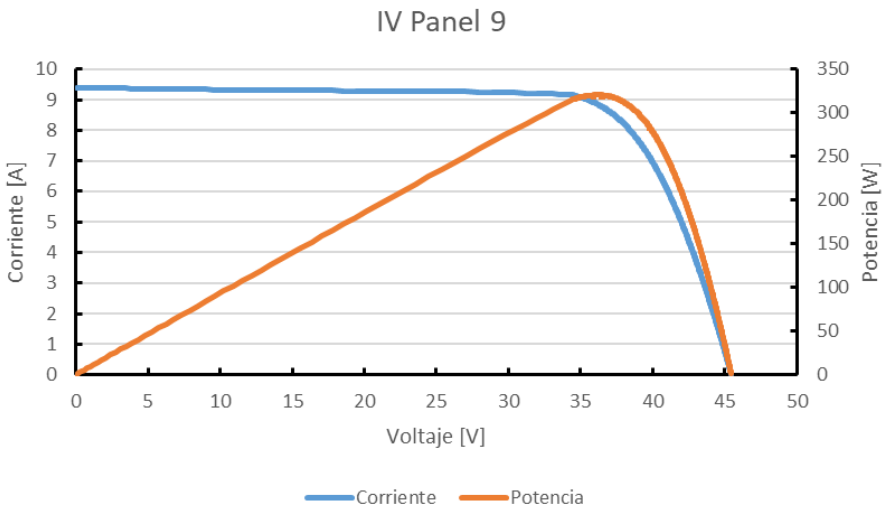


Figura 11.13: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 9 de la tabla 11.8.

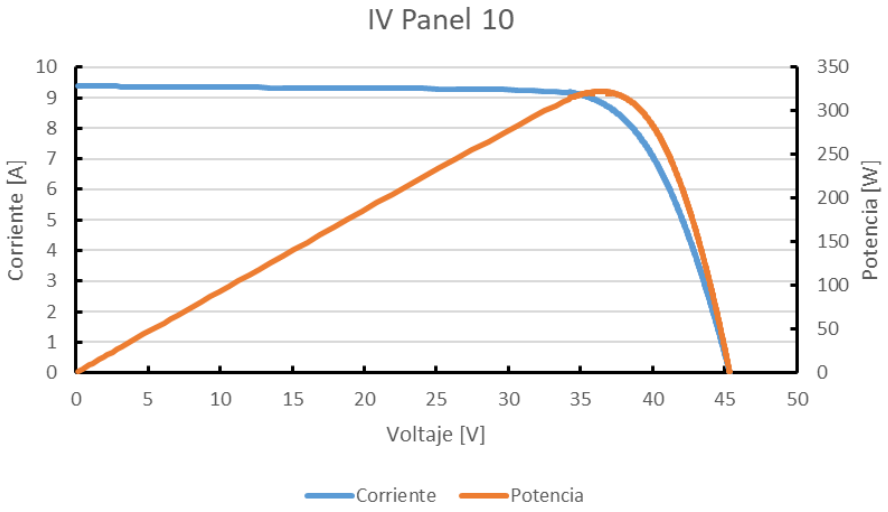


Figura 11.14: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 10 de la tabla 11.8.

Para el panel sin degradación, se termina escogiendo el panel N°9, esto es principalmente debido a que en su electroluminiscencia (figura 11.15) posee una mayor cantidad de celdas en las cuales no existen impurezas o fallas, como lo son las celdas B6, B7, C8, C9, C10, D8, E6, F6, F10 y F11, lo que permite tener una mayor cantidad de alternativas a la hora de extraer la muestra. Por otro lado, el panel N°10 muestra en su electroluminiscencia (figura 11.16) que posee únicamente cuatro celdas en perfecto estado, las cuales son C1, D2, F5 y B7.

La electroluminiscencias de los demás paneles pueden ser observadas en el Anexo 15.2 y sus curvas IV pueden ser observadas en el Anexo 15.1.

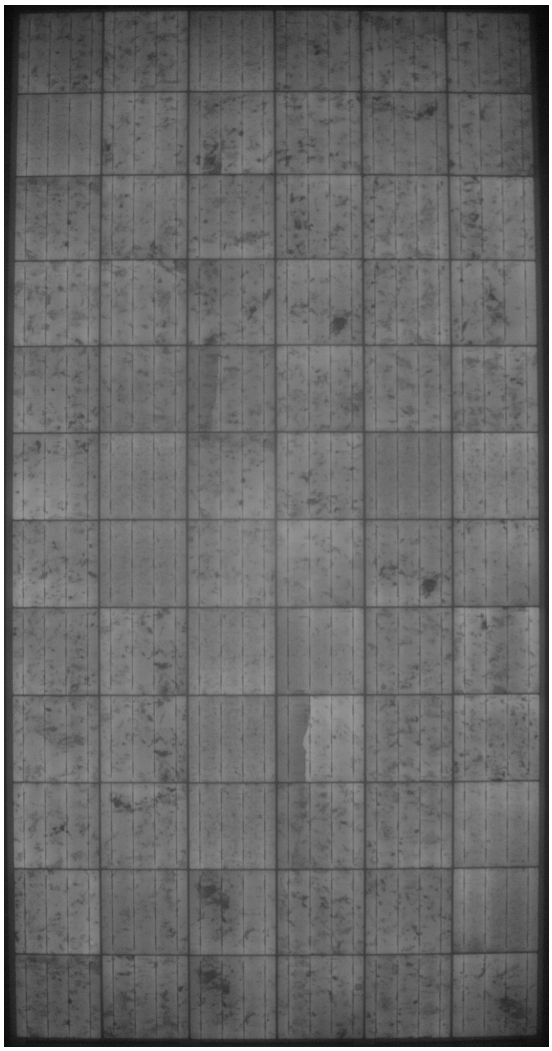


Figura 11.15: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 9 de la tabla 11.8.

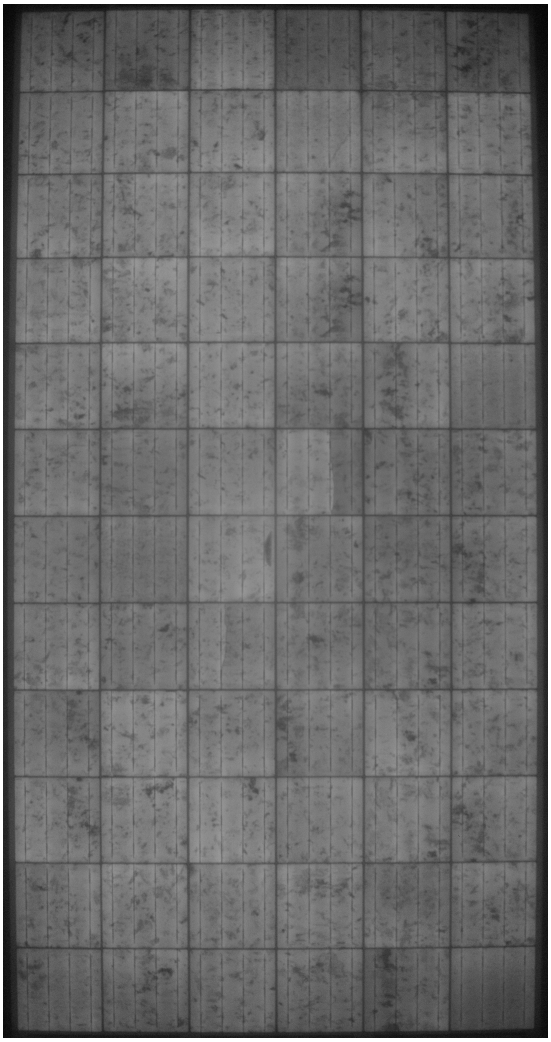


Figura 11.16: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 10 de la tabla 11.8.

Capítulo 12
Selección de celdas

Una vez seleccionados los paneles a los cuales se les van a sustraer las muestras, es necesario realizar una segunda electroluminiscencia que sea más detallada, con el fin de poder seleccionar de manera clara los posibles puntos de sustracción de muestras, para esto se utilizó otra cámara ubicada en la Universidad Adolfo Ibáñez campus Santiago, cuyas características pueden ser observadas en la tabla 12.1.

Tabla 12.1: Especificaciones del ensayo de electroluminiscencia realizado en la Universidad Adolfo Ibáñez.

Equipo	Descripción del equipo
Cámara	Raptor Photonics
Lente	Lente para cámara OWL6
Trípode	Trípode profesional Bosch
Fuente	Fuente ele-twch DC POWER SUPPLY HY5010E
Monitor	Monitor HPL1908w
Computador	Computador Nuvo-2500E

Debido a que el espacio que se tiene en esta universidad no permite tener una distancia suficiente para realizar el ensayo de electroluminiscencia para todo el panel en una sola imagen, se procede a dividir los paneles en ocho sectores, siendo cada sector una imagen cuadrada de 3x3 celdas.

Como se puede observar en la figura 12.1 el panel 1 presenta una serie de cracks y defectos que no habían aparecido con la electroluminiscencia anterior. Esto se debe principalmente a la notable diferencia de calidad en las imágenes tomadas para este panel. Además se puede apreciar que existen obleas que poseen patrones prácticamente idénticos, las obleas que posean estos patrones idénticos, se pueden considerar que fueron producidas a base del mismo lingote de silicio, además que fueron cortadas en sectores muy cercanos dentro de este. En este panel, las celdas que pertenecen a la misma oblea son únicamente las celdas E9 y E10.

Con respecto a el panel 3, se puede visualizar en la figura 12.2 de la misma forma que se describió con el panel 1, se ve una cantidad considerable de cracks que no se podían apreciar en la electroluminiscencia anterior, donde claramente se debe de destacar la celda C3 y D11. Igualmente en el panel anterior, se puede encontrar un par de celdas que pertenecen al mismo lingote de silicio, estas celdas corresponden a las celdas A1 y A2, en un grupo, las celdas A6, A7, A8, A9, A10, A11 y A12 en otro grupo, las celdas F8 y F9 en otro grupo y el último grupo corresponde a las celdas F10, F11 y F12.

En la nueva electroluminiscencia del panel 9 (figura 12.3) se nota un aumento en la cantidad de cracks visualizados en la totalidad del panel. Además, se pueden identificar pertenecen al mismo lingote de silicio, que corresponden a las celdas F1 y F2 en un grupo, las celdas E7, D10 y D12 en otro grupo y el último grupo es conformado por las celdas C11 y C12. El desglose de los distintos hallazgos para todas las celdas de los tres paneles se encuentra en el anexo 15.3).

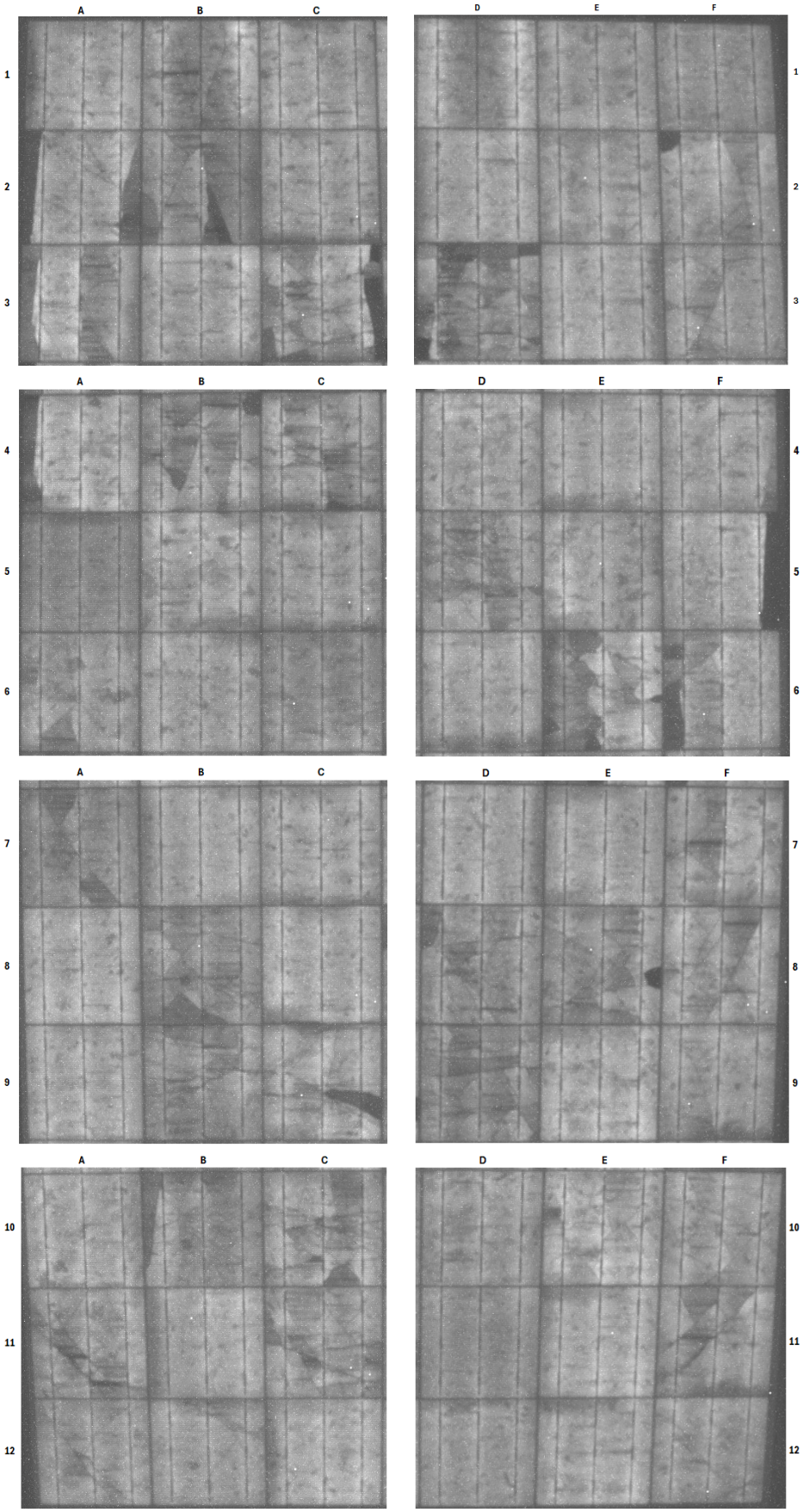


Figura 12.1: Electroluminiscencia realizada al panel solar correspondiente al número 1 de la tabla 11.8, en la Universidad Adolfo Ibáñez.

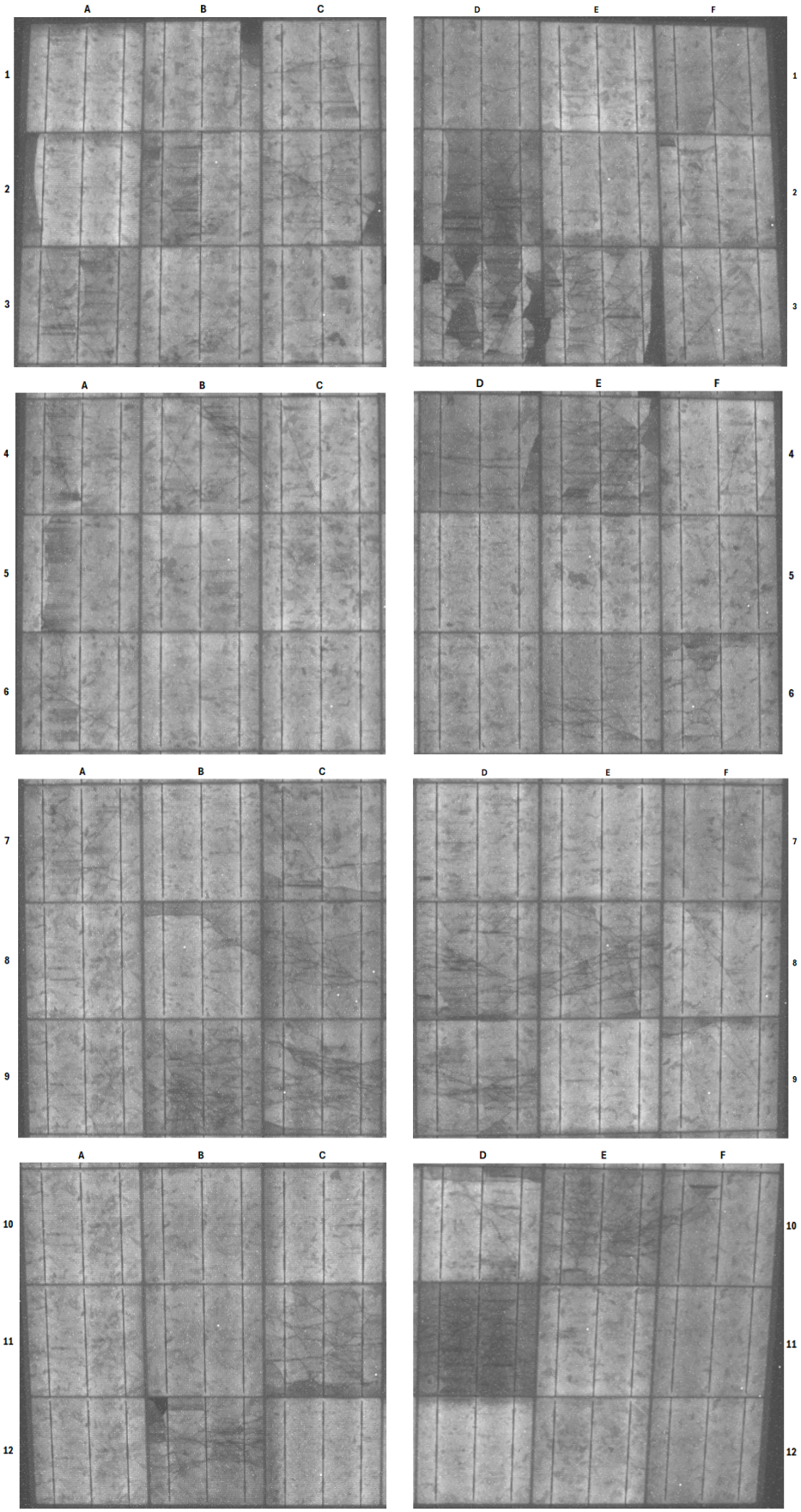


Figura 12.2: Electroluminiscencia realizada al panel solar correspondiente al número 3 de la tabla 11.8, en la Universidad Adolfo Ibáñez.

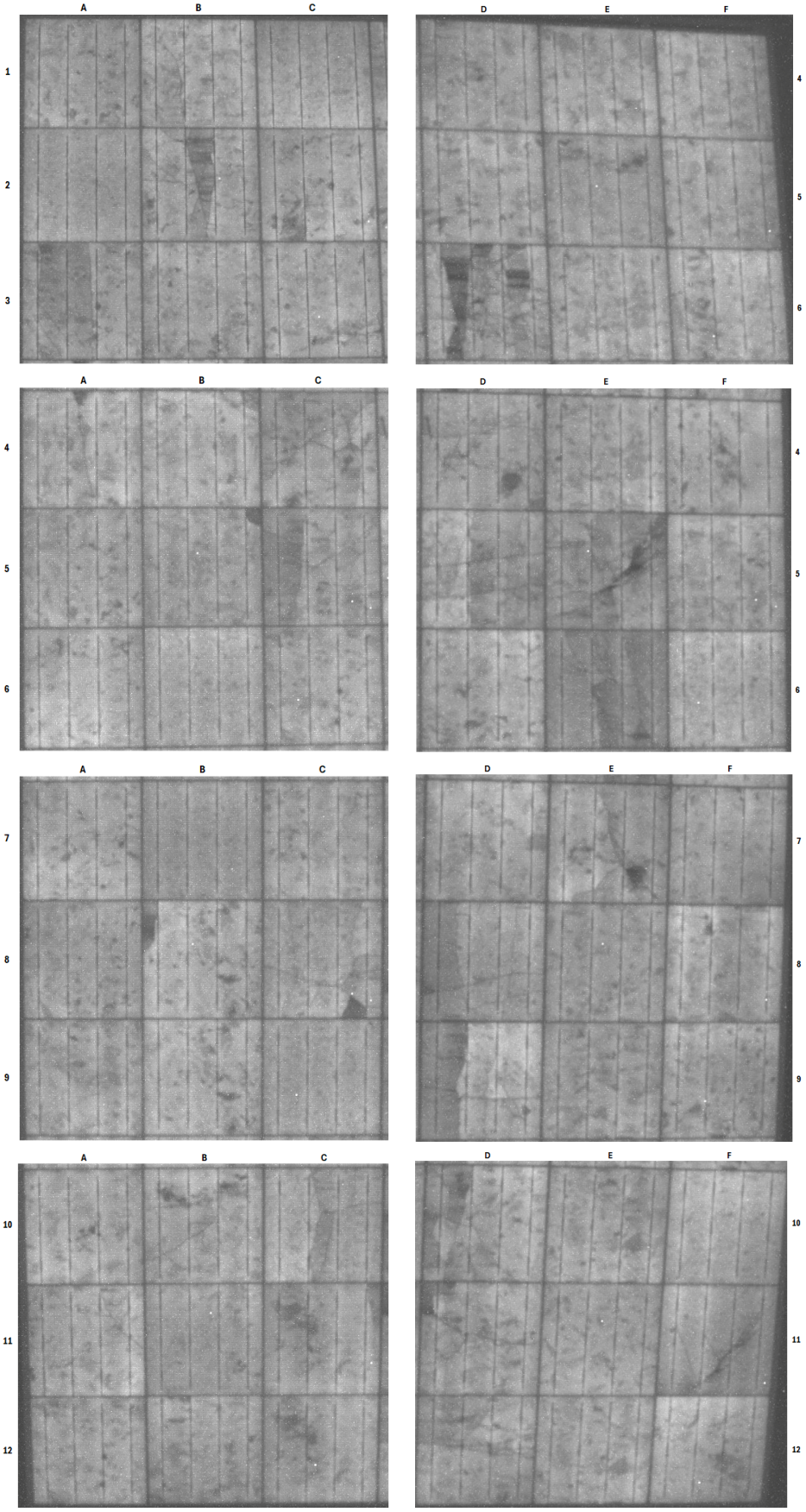


Figura 12.3: Electroluminiscencia realizada al panel solar correspondiente al número 9 de la tabla 11.8, en la Universidad Adolfo Ibáñez.

Se debe de destacar que aunque estas imágenes posean una mejor resolución que las tomadas anteriormente, aún no poseen la calidad necesaria como para poder determinar el punto específico en el cual se puede extraer una muestra, es por esto que se utilizan estas imágenes para realizar una selección de celdas con potencial de ser las celdas seleccionadas para la extracción de muestras, estas celdas seleccionadas, son aquellas que presenten una menor cantidad de portadores, es decir, celdas que presenten un oscurecimiento que no sea debido a cracks, contaminaciones de celda o fallas eléctricas, estas celdas se pueden apreciar uno de dos características destacables, la primera es que poseen un borde que se encuentra oscurecido (como por ejemplo la celda B11 o la celda E11 de la figura 12.1) o que poseen un oscurecimiento total de la celda (como por ejemplo la celda D11 de la figura 12.1). Debido a que se debe de analizar si los sectores oscurecidos son causados efectivamente por una reducción de portadores en el silicio o son causadas debido a una desconexión total o parcial de algún elemento de la celda, es necesario repetir la imagen de electroluminiscencia, pero cambiando dos factores, el primer factor es realizar la imagen enfocada únicamente en la celda, lo que genera una mayor nitidez. El segundo factor es realizar estas imágenes con una corriente equivalente al 10 %, 50 % y 100 % de la corriente de corto circuito del panel, esto último para poder analizar el cambio de la luminiscencia generada por la celda. Las celdas que han sido seleccionadas para cada panel se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 12.2: Potenciales celdas seleccionadas para la extracción de muestras.

Panel	Celdas seleccionadas
Panel 1	A5, B6, B11, C2, C5, C6, C7, C8, C12, D6, D7, D11, D12, E3, E4, E11, E12 y F9
Panel 3	A1, B1, B3, C10, D4, D12, E2, E6, F7, F8, F11 y F12
Panel 9	B7, B11, C1, D4, D6, E7, F7, F8 y F10

Al realizar estas imágenes, se determinó que las celdas que presentaban un borde oscurecido era debido a dos principales razones, la primera de estas es que la celda presenta una serie de cracks que conforman un gran crack del tipo B, que con las anteriores imágenes no se habían podido visualizar debido a la menor resolución de la imagen, un ejemplo de esto se puede ver en la figura 12.4 que muestra la EL de la celda A1 del panel 3 al 100 % de su I_{sc}, en donde se puede apreciar que en su borde superior presenta una menor luminosidad, pero a la vez en este mismo borde, se puede diferenciar una serie de pequeños cracks, que causan en conjunto un crack tipo B a lo largo de todo este borde. La segunda de estas razones es debido a una desconexión de la la barra colectora, ya sea en la totalidad de la barra o en la terminación de esta, un ejemplo de esto se puede visualizar en la figura 12.5 en donde se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda E11 del panel 1 al 100 % de su I_{sc}, donde en la esquina superior izquierda, se puede apreciar claramente un sector con una menor luminiscencia, pero debido a que se puede apreciar como la sección superior de la barra colectora izquierda no se presenta un borde ligeramente iluminado como se visualiza en las otras secciones de la misma barra y de las otras dos barras, se puede determinar que este sector se presenta desconectado, lo que causa una menor colección de electricidad en el sector, causando así una menor luminosidad.

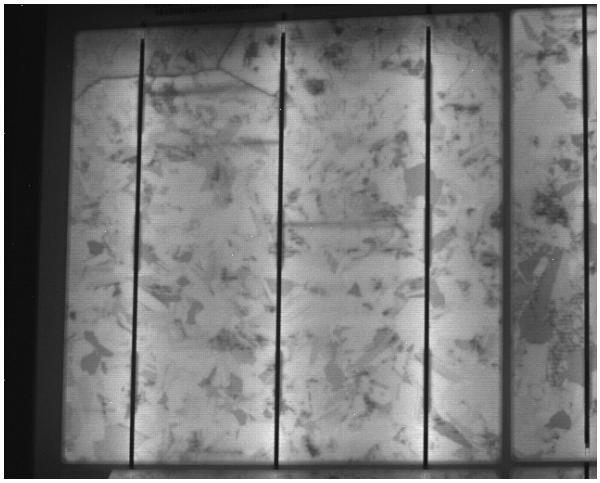


Figura 12.4: Electroluminiscencia de la celda A1 del panel 3 al 100 % de su I_{sc}.



Figura 12.5: Electroluminiscencia de la celda E11 del panel 1 al 100 % de su I_{sc}.

Debido a que las celdas que poseen bordes oscurecidos son causados debido a fallas principalmente eléctricas, es decir una falla de la soldadura de la barra colectora o una falla debido a una serie de cracks, estas celdas no son aptas para la extracción de muestra, debido a que se busca una celda que posea una menor cantidad de portadores debido a la degradación del silicio, se descartan una gran cantidad de celdas, las cuales pueden ser visualizadas en la siguiente tabla (las electroluminiscencias de estas celdas con su análisis se pueden encontrar en el Anexo 15.4):

Tabla 12.3: Celdas no seleccionadas para al extracción de muestra.

Panel	Celdas no seleccionadas
Panel 1	A5, B5, B6, B11, C5, C7, C8, C12, D2, D7, D12, E3, E4 y E11
Panel 3	A1, B1, C10, D12, E2 y F8
Panel 9	E7 y F8

Las celdas mostradas en la tabla anterior, son aquellas que son descartadas totalmente para la extracción de las muestras, es decir, son aquellas celdas que no presentan una disminución de portadores, si no que solo presentan fallas mecánicas o eléctricas. Sin embargo, las celdas restantes, no todas son aptas para una extracción de muestra, si no que presentan una reducción de portadores, aunque esta reducción no sea considerable, estas celdas se toman en cuenta en el caso de que la extracción de muestras de las celdas seleccionadas falle, es decir, se mantienen de reserva (las electroluminiscencias de estas celdas con su análisis se pueden encontrar en el Anexo 15.5).

Tabla 12.4: Celdas de reserva para al extracción de muestra.

Panel	Celdas de reserva
Panel 1	F9 y E12
Panel 3	E3
Panel 9	D4, D6, F7 y F10

A continuación, después de haber descartado las celdas que no son aptas para la extracción de muestra, se presentan las celdas que si son consideradas aptas para la extracción, estas celdas se pueden visualizar en la siguiente tabla:

Tabla 12.5: Celdas seleccionadas para la extracción de muestra.

Panel	Celdas seleccionadas
Panel 1	C6 y D11
Panel 3	D4, E6, F7, F11 y F12
Panel 9	B7, B11 y C1

12.1. Electroluminiscencias celdas seleccionadas

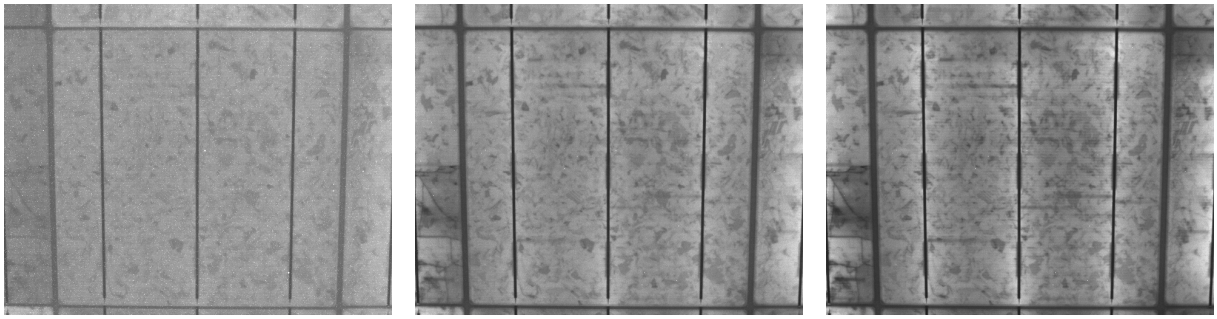
12.1.1. Electroluminiscencias celdas seleccionadas para la extracción de muestra para el panel 1



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.6: Electroluminiscencia realizada a la celda C6 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

Como se puede apreciar en la figura 12.6, la celda C6 del panel 1, presenta una pequeña desconexión en la parte superior de la barra colectora central e izquierda y en la parte inferior de la barra colectora izquierda, además se presenta un par de dedos cortados, los cuales se pueden discernir claramente a medida que la corriente va aumentando, pese a la desconexión y los dedos cortados, la celda posee una luminosidad general menor a las demás celdas, sobre todo en su sector central, donde se identifica claramente una menor luminosidad, la cual va aumentando gradualmente cuando se acerca a una barra colectora. Esto puede ser causado por una menor cantidad de portadores en la celda.

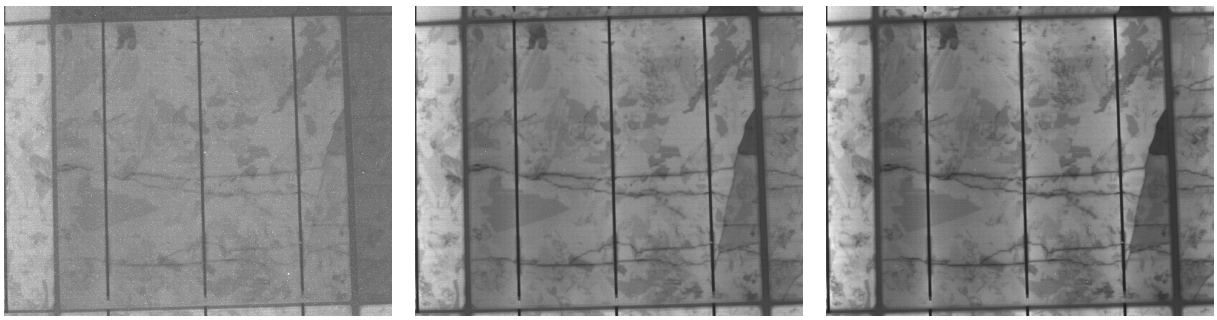


10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.7: Electroluminiscencia realizada a la celda D11 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 12.7 se muestra la electroluminiscencia de la celda D11 del panel 1, en la cual se puede apreciar un par de dedos cortados que a medida que la corriente aplicada va aumentando se vuelven considerablemente más visibles, además con el mismo fenómeno se puede notar una pequeña desconexión en la parte superior de la barra colectora central. No obstante, pese a estos dos desperfectos en la celda, si se compara esta celda con las celdas aledañas se puede discernir una clara carencia en la cantidad de portadores de la celda, la cual se va haciendo más notoria a medida que se aumenta la corriente, además, se debe de destacar que esta carencia de portadores es mucho más uniforme y distribuida que la presentada en la celda C6 del mismo panel, posicionando a esta celda como la celda más apta para la extracción de muestras de este panel. Sin embargo, como se verá en el siguiente panel, aunque esta celda sea una buena opción para la extracción de muestra, no es la celda ideal.

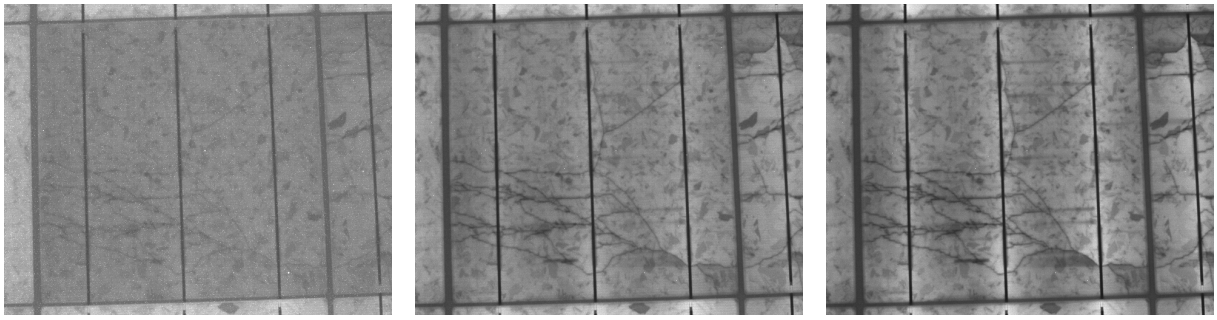
12.1.2. Electroluminiscencias celdas seleccionadas para la extracción de muestra para el panel 3



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.8: Electroluminiscencia realizada a la celda D4 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

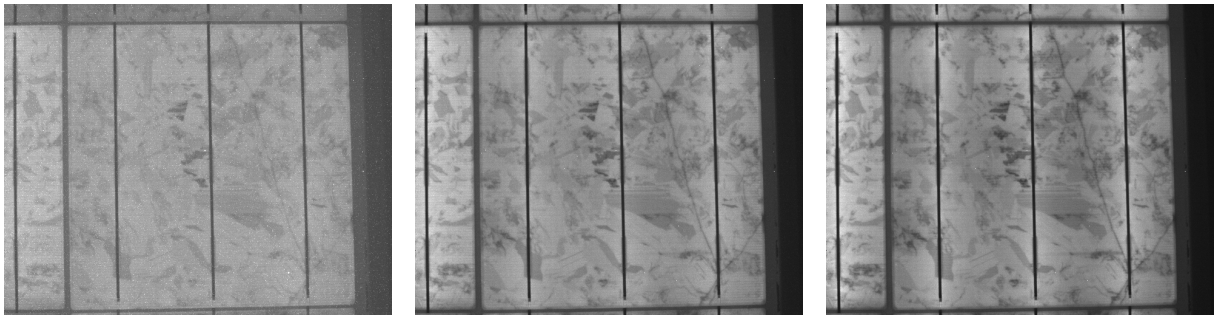
La electroluminiscencia de la celda D4 del panel 3, se puede observar en la figura 12.8, donde se puede determinar claramente dos cracks horizontales del tipo A, que cruzan toda la cela, en la mitad de esta y en el cuarto inferior, además se aprecia un crack tipo B y un crack tipo C a una altura media en el borde derecho de la celda. Además de estos cracks, se puede observar que la celda de manera general presenta una menor luminosidad que las celdas aledañas, se puede descartar que esta menor luminosidad es causada debido a los cracks, debido a que en ambos lados de los mayores cracks la luminosidad de la celda permanece constante, lo que siguiere que la celda posee una menor luminosidad causada por una menor cantidad de portadores que las otras.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.9: Electroluminiscencia realizada a la celda E6 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

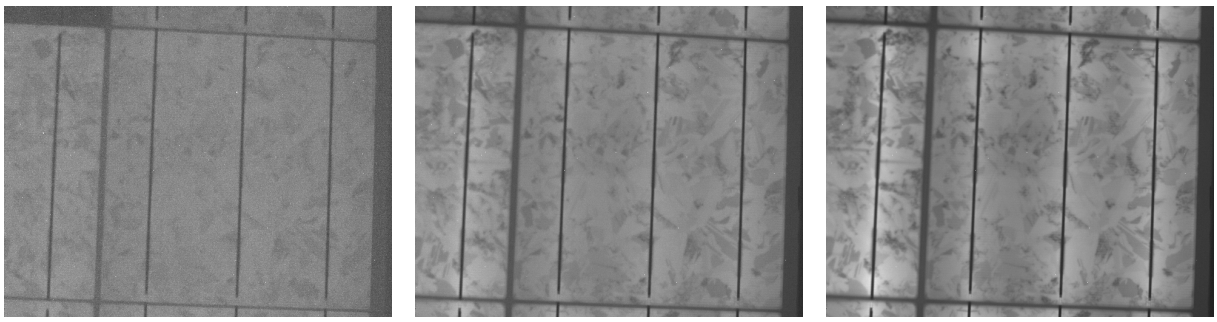
En la imagen 12.9 se muestran las electroluminiscencias de la celda E6 del panel 3, en estas imágenes, se puede notar como la celda en su mitad inferior presenta una serie de cracks tipo A, que presentan un patrón ramificado, con su punto de origen en la esquina inferior derecha, estos cracks se pueden discernir cada vez más nítidamente al ir aumentando la corriente aplicada. Además se pueden notar dos sectores con un pequeño crack tipo B, los cuales están ubicados en la esquina inferior derecha, asimismo, se puede notar que la celda posee una pequeña cantidad de dedos cortados que se encuentran en el sector central de la celda. Sin embargo, y de manera similar a la celda anterior, se nota que la luminosidad general de la celda es menor que la luminosidad de las celdas aledañas, además, esta se mantiene constante en la celda, independiente de poseer una cantidad considerable de cracks. causando así, que esta reducción de luminosidad sea causada debido a una reducción en los portadores de la celda.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.10: Electroluminiscencia realizada a la celda F7 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

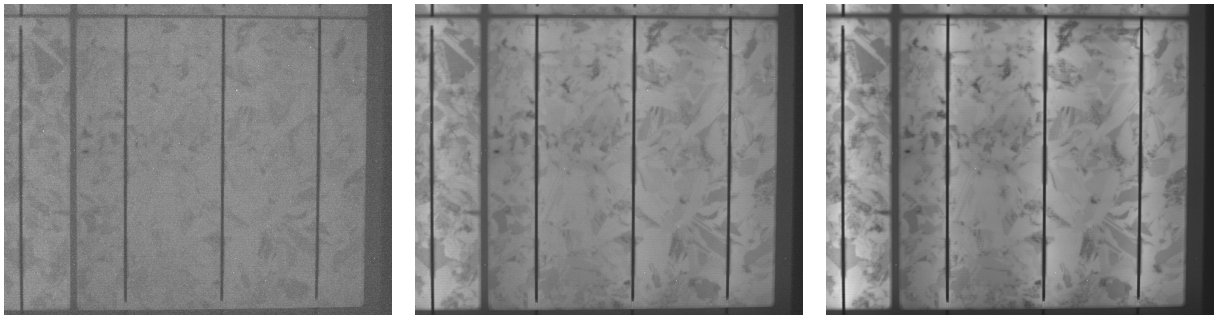
La electroluminiscencia de la celda F7 del panel 3, se puede apreciar en la figura 12.10, donde se puede determinar claramente dos cracks diagonales, que nacen desde la esquina inferior izquierda de la celda que a medida que la corriente inyectada va aumentando, se pueden diferenciar más claramente. De la misma forma que las celdas anteriores, esta celda posee una reducción en su luminosidad, que es causada debido a la menor cantidad de portadores que posee, además se debe de destacar que esta celda posee un buen estado general, es decir que posee una pequeña cantidad de cracks, no posee dedos cortados ni imperfecciones en la celda, lo que la hace un muy buen candidato para al extracción de la muestra.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.11: Electroluminiscencia realizada a la celda F11 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

La figura 12.11 muestra la electroluminiscencia de la celda F11 del panel 3, en la cual se puede notar que esta celda no posee ningún cracks, dedo cortado ni desconexión de la barra colectora pero de igual manera la celda presenta una luminosidad claramente menor que las celdas colindantes, por lo cual es correcto determinar que esta reducción de luminosidad es correspondiente a la reducción de portadores de la celda, poniendo a esta celda como un perfecto ejemplar para la extracción de muestra.



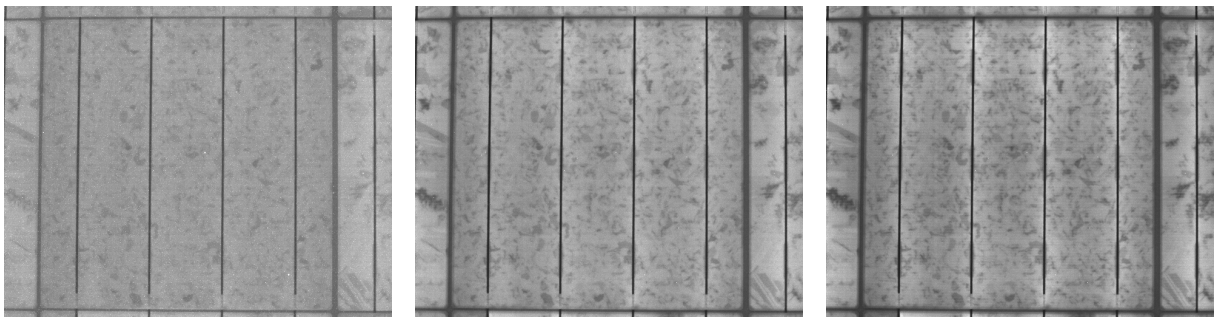
10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.12: Electroluminiscencia realizada a la celda F12 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

De la misma manera que en la figura 12.11, la figura 12.12 muestra la electroluminiscencia de la celda F12 del panel 3, donde se presenta exactamente el mismo caso descrito para la celda anterior, además se puede notar que el patrón marcado en el silicio policristalino de esta celda y de la celda F11 es exactamente el mismo, por lo cual se puede determinar que estas dos celdas provienen del mismo lingote del silicio, lo cual generaría una explicación para la menor cantidad de portadores en esta celda y la anterior.

Como ya se mencionó, las celdas F11 y F12 del panel 3 son consideradas como las mejores celdas para la extracción de muestras, esto es debido a que en ambas celdas se presenta una reducción de portadores sin otro agente de falla aparente que pueda causar esto (cracks, dedos, cortados, separación de la barra colectora), aunque ambas celdas sean igual de aptas para la extracción de la muestra, se determina la celda F12 como el principal candidato para la extracción, esto es debido netamente a su posicionamiento en el panel, debido a que al estar ubicado en la esquina de este facilita la maniobrabilidad en el proceso de extracción de muestra.

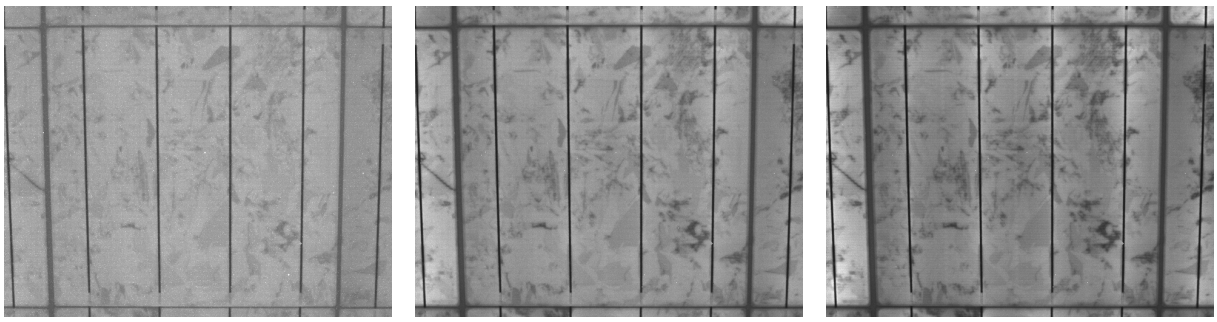
12.1.3. Electroluminiscencias celdas seleccionadas para la extracción de muestra para el panel 9



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.13: Electroluminiscencia realizada a la celda B7 del panel 9 con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

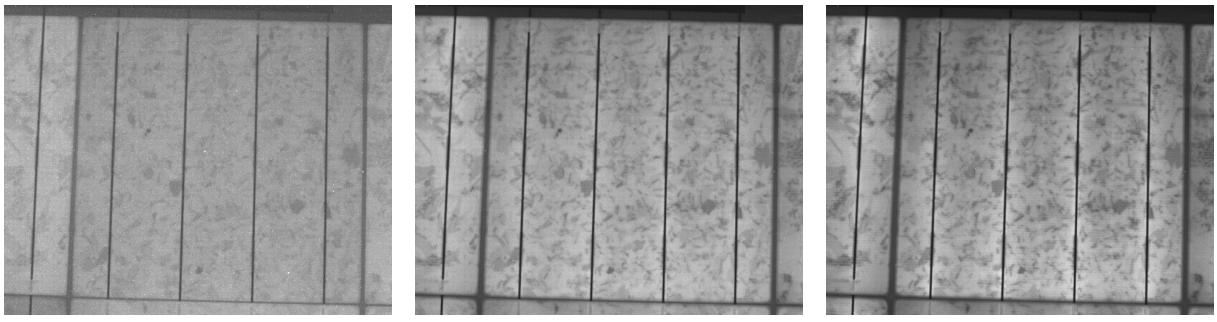
Como se puede notar en la electroluminiscencia de la celda B7 del panel 9 (figura 12.13), presenta una luminiscencia menor que las celdas aledañas, esto puede ser debido a una reducción de portadores en la celda, pero a su vez puede ser debido a la gran cantidad de imperfecciones que posee la celda de silicio policristalino. Además, se debe de destacar que esta celda no presenta ninguna clase de falla como cracks, dedos cortados o desconexiones de la barra colectora.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.14: Electroluminiscencia realizada a la celda B11 del panel 9 con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

La figura 12.14 muestra la electroluminiscencia de la celda B11 del panel 9, se puede apreciar como la celda posee un dedo cortado en la esquina superior izquierda, además como presenta una pequeña mancha de color más ennegrecido que es característico del silicio policristalino, sin embargo, se puede apreciar una menor luminosidad con respecto a las celdas colindantes, la cual puede ser causada debido a una reducción de los portadores presentes en la celda. Esta reducción debe de ser un defecto de fabrica para este panel, debido a que el panel se ha conservado almacenado a lo largo de su vida operativa.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 12.15: Electroluminiscencia realizada a la celda C1 del panel 9 con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 12.15 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda C1 del panel 9, la cual presenta una luminiscencia menor que las celdas colindantes, esto puede ser debido a una reducción de portadores en la celda, pero a su vez puede ser debido a la gran cantidad de imperfecciones que posee la celda de silicio policristalino. Además, se debe de destacar que esta celda no presenta ninguna clase de falla como cracks, dedos cortados o desconexiones de la barra colectora, además que su posicionamiento facilita la maniobrabilidad al momento de la extracción de la celda.

Pese a que la celda C1 esta mejor posicionada para la extracción de la muestra, la celda que se escoge para la extracción de la muestra en el panel 9 es la celda B11, principalmente debido a que no presenta una gran cantidad de imperfecciones del silicio y posee una menor luminiscencia, siendo esta un mejor candidato para poder ser comparado con la celda F12 del panel 3 que se encuentra degradado.

Con este procedimiento, se ha determinado las mejores celdas para realizar la extracción de la muestra. Para la celda de referencia, en el panel no degradado (panel 9) se ha determinado que la mejor celda para realizar la extracción es la celda B11, debido a que presenta una reducción en sus portadores, además de esta posicionada en uno de los extremos del panel, lo que facilita su extracción. Para la muestra de los paneles degradados (panel 1 y panel 3), se ha determinado que la mejor celda es la celda F12 del panel 3, esto debido a su gran reducción de luminosidad presentada en la electroluminiscencia y además su gran posicionamiento dentro del panel para poder realizar la extracción. Se debe de destacar que esta decisión fue tomada netamente bajo el análisis de sus electroluminiscencias, es por esto que se debe de realizar una fotoluminiscencia, para corroborar que el decaimiento de la luminosidad de las celdas es causado por una menor cantidad de portadores de esta y no por una falla en sus conexiones eléctricas que no se haya visualizado en los ensayos anteriores.

Capítulo 13
Próximos pasos

Debido a que no se pudo disponer de los equipos necesarios para realizar el ensayo de fotoluminiscencia y el ensayo SIMS, se procede a realizar el planteamiento y paso a paso a seguir para poder dar como finalizado el estudio físico químico de las muestras seleccionadas. Para poder realizar esto, es necesario comenzar con la corroboración de la selección de la muestra, esto mediante la realización de una fotoluminiscencia que se realizará en la Universidad Adolfo Ibáñez, Campus Santiago, en la futura cámara UV que se encuentra actualmente en fase de construcción. Este ensayo se realizará utilizando la misma cámara descrita en la tabla 12.1, la cual posee la capacidad de además de realizar electroluminiscencias, de realizar fotoluminiscencias del tipo Carrier Density Imaging. Con estos resultados, se podrá garantizar que las celdas seleccionadas se ven afectadas por una disminución en su cantidad de portadores y no por problemas eléctricos.

Una vez se haya corroborado la selección de las celdas, se procede a la extracción de las muestras, este proceso se realizara el con método de medio corte sin backsheet ni EVA 9.2.7 y para la extracción del backsheet y el EVA se utilizará la metodología del corte láser 9.1.3 debido a su fácil reproducibilidad y su menor riesgo a causar daño en la celda y el panel. Este procedimiento también se realizará en los laboratorios de la Universidad Adolfo Ibáñez, Campus Santiago, esto con el fin de minimizar el traslado de los paneles para evitar errores de mal manejo y traslado inadecuado de estos, lo que podría causar un gran daño a los paneles y por ende a las celdas seleccionadas, arruinando el experimento. Por cada celda a extraer muestras, se realizará la extracción de tres muestras, esto con el fin de minimizar la posibilidad de un error humano al momento de su extracción y poseer muestras de repuesto para posibles futuros análisis, a las cuales se les realizará una nueva fotoluminiscencia para la corroboración de que no existan daños al momento de extraer la muestra. Finalmente, se seleccionará una muestra que haya sido expuesta a las condiciones del desierto y una muestra del panel de referencia, para la realización del ensayo de ToF-SIMS que poseerá un enfoque de ver la penetración del hidrógeno en la celda solar, donde se espera que la celda degrada posea una mayor cantidad de hidrógeno en su interfase de $S_iO_x/p - S_i$, además de una mayor cantidad de óxidos en esta misma capa.

En cuanto a la metodología de corte se deja como trabajo próximo el probar en primera instancia si se puede mejorar y normalizar la extracción de backsheet y EVA posterior mediante un corte mecánico con una máquina CNC, del mismo modo se presenta la posibilidad de mejorar la metodología del corte completo 8.1, esto para estudiar la factibilidad del corte del vidrio templado con una máquina de corte rotativa, debido a que si se logra realizar este corte sin causar un quiebre del vidrio templado, se puede proceder a la extracción de la celda con el uso de TCE para la disolución del EVA. Es más, si se logra establecer una metodología para el correcto corte del vidrio templado, se entablaría el primer paso para la extracción de celdas en paneles bifaciales, los cuales poseen sus celdas protegidas por dos capas de vidrio templado.

Además se propone como una investigación futura que tenga como objetivo el entablar la relación entre los efectos físico/químicos con el decaimiento de las propiedades del panel, es decir, realizar un estudio que pueda cuantificar y relacionar los efectos que poseen las variaciones en la estructura de la celda, ya sean variaciones elementales en la estructura de la celda o desprendimientos de los contactos, apilamaniento de capas o perforaciones de estas, con respecto a las diversas propiedades eléctricas, mecánicas y térmicas de las celdas.

Capítulo 14
CONCLUSIONES

Mediante el análisis de ensayos microscópicos, se logra establecer la relación entre la degradación presentada en los paneles solares con respecto a los elementos químicos que se encuentran presentes en estos, de forma resumida las relaciones entre las principales degradaciones y sus efectos se pueden apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 14.1: Principales degradaciones con sus efectos microscópicos

Corrosión de contactos	Causados por ciclos de calor húmedo. Causa migraciones de partículas metálicas y desprendimiento de los contactos.
Degradación UV	**D-PERT e IBC:** Aumento local de O en la interfaz de S_iO_x/N_y, causando un aumento del atrapamiento de H, este a su vez es expulsado de la capa de S_iH por los fotones de los rayos UV y debe de migrar a una profundidad mayor en la celda, fomentando la degradación por H. **HJ:** Se presenta una deficiencia de H requerido para la pasivación de enlaces colgantes y defectos interfaciales.
PID	**PERC ($m - S_i$):** Aumento de sodio en la capa S_iN_x/S_i y orificios causados por un apilamiento en la capa de ALO_x/S_iN_y, causando una penetración en la capa de Si.
Punto caliente	$p - S_i$: Aparecen en regiones con menor homogeneidad del $p - S_i$ y poseen un aumento local de carbón y oxígeno en la capa más superficial, causando un cambio en su morfología.

Con el fin de realizar un ensayo elemental a la celda de un panel fotovoltaico monofacial y así poder analizar químicamente su degradación, se desarrolló una metodología para la extracción de muestras en estos, esta fue probada y perfeccionada para poder asegurar la correcta extracción de la muestra sin poner en riesgo su integridad. Los pasos de esta metodología se pueden visualizar en el siguiente diagrama:

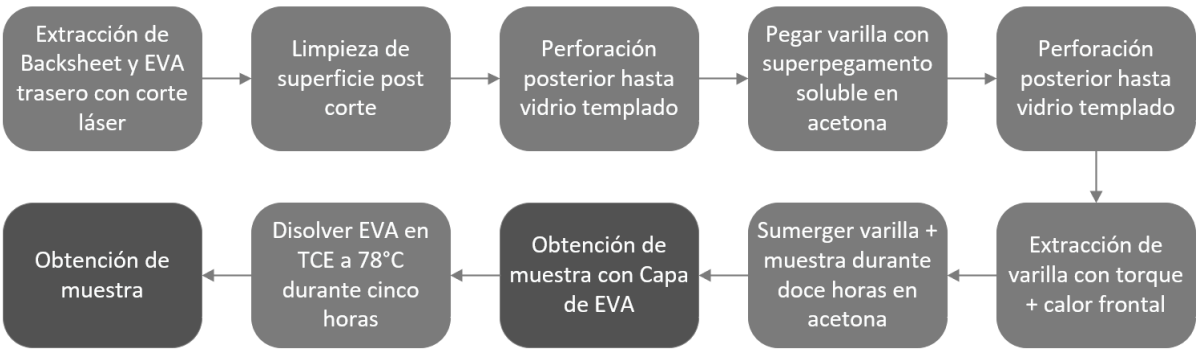


Figura 14.1: Diagrama de metodología de corte.

Se realiza la extracción del backsheet y el EVA trasero con el corte con láser debido a que esta metodología reduce el error humano y es repetible sin dificultad, esto es debido a que se hace uso de una máquina programable, minimizando la interacción humana. En cuanto a la selección del pegamento para la varilla, este debe de ser soluble en acetona, ya que esta no reacciona químicamente con el silicio, evitando alteraciones indeseadas en el análisis elemental. Al momento de la perforación se busca evitar trizar el vidrio templado para evitar un quiebre en la celda, por este mismo motivo al momento de la extracción de la varilla se debe de aplicar calor en la sección frontal del panel, si no se aplica este, se produce un quiebre o una delaminación en la celda. Cuando se separa la muestra de la varilla, se debe de sumergir en TCE para asegurar que no exista una capa residual de EVA, que podría causar alteraciones en el análisis elemental.

Finalmente para poder seleccionar de manera adecuada una celda solar que presente degradación, se desarrollo una metodología de selección, esto por medio de la caracterización del sitio en donde fue expuesto el panel, un ensayo de curva IV con el fin de corroborar el correcto funcionamiento del panel y finalmente un cuidadoso proceso de selección de celdas mediante el uso de diversas electroluminiscencias, en las cuales a medida que se mejora la definición de las imágenes, se puede ir descartando una gran cantidad de celdas, esto es debido a la clara diferenciación entre diversos tipos de fallas como cracks y desprendimientos de barras colectoras con una disminución de la cantidad de portadores de carga. Estas celdas se dejan identificadas para una futura fotoluminiscencia que tiene como finalidad el corroborar que las celdas seleccionadas poseen una menor cantidad de portadores y no una falla eléctrica que no sea visible por medio de la electroluminiscencia. Con las celdas ratificadas se procede a extraer la muestra con la metodología previamente explicada, y luego la corroboración del estado de la muestra por medio de una nueva fotoluminiscencia. Todo este proceso es con el fin de la realización de un ensayo elemental, de preferencia un ensayo SIMS, para poder relacionar la degradación medida mediante los diversos procesos realizados y los elementos químicos que se encuentran presentes en la celda solar. El paso a paso de esta metodología se puede apreciar a continuación.

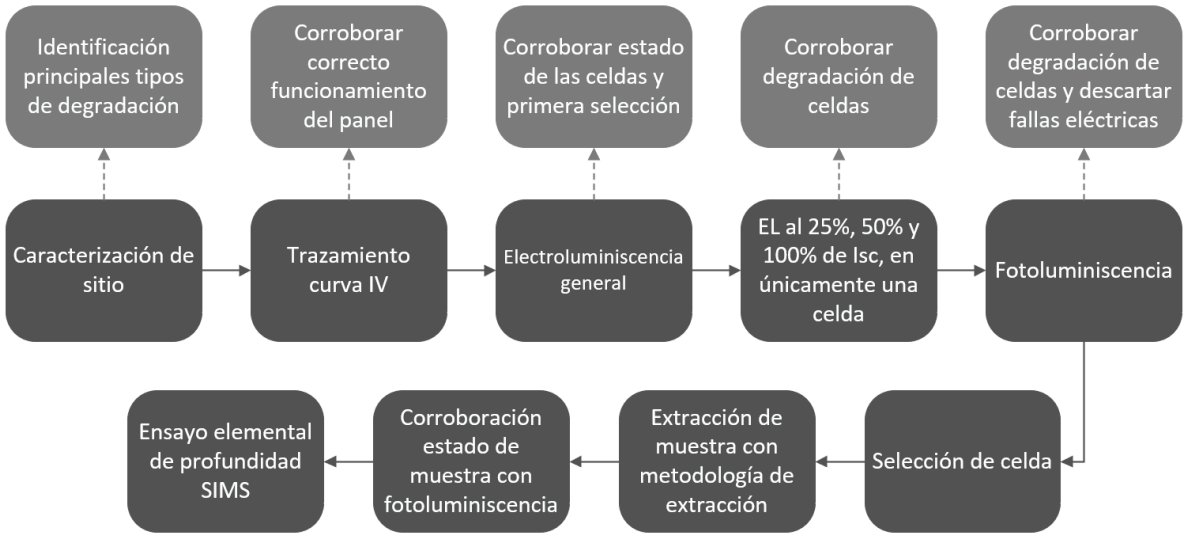


Figura 14.2: Diagrama de metodología de selección.

Aplicado esta metodología a los paneles monofaciales de silicio policristalino provenientes de la planta solar Finis Terrae que poseen siete años de exposición, se puede descartar la presencia de PID en estos, esto es debido a que no se puede apreciar esta falla característica como es mostrada en 6.7 en la electroluminiscencia de estos paneles, además no poseen fallas características de reducción de potencia relacionadas a fallas eléctricas que se puedan visualizar en sus curvas IV. Sin embargo, debido a que los paneles poseen una exposición extensa e intensa a radiación UV, se puede esperar que estos hayan sufrido principalmente degradación inducida por luz UV, lo cual se puede corroborar con su reducción de voltaje de circuito abierto, lo que transforma a esta degradación como la más predominante.

Al analizar de manera más profunda las celdas de estos paneles, se logró seleccionar celdas que posean una menor cantidad de portadores (que se presentan como celdas con menor luminosidad en las electroluminiscencias) tanto para los paneles que poseen degradación, como para el panel que no posee degradación, teniendo así dos celdas con las mismas características pero con una diferencia de siete años de exposición. Debido a que se determinó que la degradación UV es la predominante, además de establecer que las celdas poseen una menor cantidad de portadores lo que puede ser causadas por una mayor cantidad de recombinaciones internas de la celda debido a un cambio en las cantidades de hidrógeno dentro de esta, se espera que en un análisis elemental de profundidad, se presente esta variación en la cantidad de hidrógeno en las diversas capas de la celda, esperándose un aumento de este.

Bibliografía

[1] M. A. Green, *Green Solar Cells Operating Principles, Technology, and System Applications Prentice-Hall series in solid state physical electronics*. Barbara Bernstein, 1982.

[2] V. P. G. Becerra, "Creación de una metodología de caracterización de módulos fotovoltaicos bifaciales para climas desérticos de alta radiación," pp. 7–19, 2022.

[3] P. Education. (s.f) Fill factor. Recuperado 21/04/2024. [Online]. Available: https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor

[4] D. Energy. (15 de octubre del 2019) Solar cell busbars, fingers, tab wires and bus wires. Recuperado 11/04/2024. [Online]. Available: https://www.dsneg.com/info/solar-cell-busbars-fingers-tab-wires-and-bus-39808254.html

[5] E. G. ENERGY. (s.f) ¿qué es el eva? Recuperado 09/04/2024. [Online]. Available: https://www.eco-greenenergy.com/es/que-es-el-eva/

[6] H. Li, Hongzhao, K. Kim, Hallam, Brett, Hoex, B. HOEX, Wenham, Stuart, Abbott, and Malcolm, "Pocl3 diffusion for industrial si solar cell emitter formation," *Frontiers in Energy*, 11 2016.

[7] G. M. Wilson, M. Al-Jassim, W. K. Metzger, S. W. Glunz, P. Verlinden, G. Xiong, L. M. Mansfield, B. J. Stanbery, K. Zhu, Y. Yan, J. J. Berry, A. J. Ptak, F. Dimroth, B. M. Kayes, A. C. Tamboli, R. Peibst, K. Catchpole, M. O. Reese, C. S. Klinga, P. Denholm, M. Morjaria, M. G. Deceglie, J. M. Freeman, M. A. Mikofski, D. C. Jordan, G. TamizhMani, and D. B. Sulas-Kern, "The 2020 photovoltaic technologies roadmap," *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 53, no. 49, p. 493001, sep 2020. [Online]. Available: https://dx.doi.org/10.1088/1361-6463/ab9c6a

[8] Dr.Rohatgi, *CHAPTER SEVEN: SILCON PRODUCTION, CRYSTAL GROWTH AND FABRICATION OF SILICON CELLS AND MODULES*. Georgia Institute of Technology, s.f.

[9] I. E. Agency, *Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications 2021: 2.2 PERC cells*. International Energy Agency, 2021.

[10] T. Vargas and A. Abrahamse. (2014) Trazador de curvas i-v de cÓdigo abierto para monitoreo de rendimiento de paneles fotovoltaicos en bolivia. Recuperado 21/04/2024. [Online]. Available: http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2518-44312014000100007

[11] A. E. Normalización, *Anexo D (Informativo) Interpretación de las curvas I-V*. Asociación Españolade Normalización, 2017.

[12] B. S. Institution, *PD IEC TS 60904-13:2018, Photovoltaic devices, Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules*. BSI Standards Publication, 2018.

[13] T. Trupke, R. Bardos, M. Abbott, F. Chen, J. Cotter, and A. Lorenz, "Fast photoluminescence imaging of silicon wafers," vol. 1, 06 2006, pp. 928 – 931.

[14] T. Trupke, B. Mitchell, J. Weber, W. McMillan, R. Bardos, and R. Kroeze, "Photoluminescence imaging for photovoltaic applications," *Energy Procedia*, vol. 15, pp. 135–146, 2012. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212003529

[15] Ortisa. (2016) Microscopio electrónico de barrido. Recuperado el 23/08/2023. [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Microscopio_electrnico_de_barrido

[16] Iqbal, Nafis, Colvin, D. J, Curran, A. J, Li, Fang, Ganesan, J. Prakash, Sulas-Kern, D. B, Harvey, S. P., Norman, Andrew, Karas, Joseph, T. Mani, Govindasamy, Jaubert, Jean-Nicolas, Banerjee, Parag, Huey, B. D, French, R. H., Davis, and K. O, "Multiscale characterization of photovoltaic modules—case studies of contact and interconnect degradation," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 12, no. 1, pp. 62–72, Jan 2022.

[17] G. O. Osayemwenre and E. L. Meyer, "Sem analysis as a diagnostic tool for photovoltaic cell degradation," *The Electrochemical Society*, 2013.

[18] K. Sporleder, V. Naumann, J. Bauer, S. Richter, A. Hähnel, S. Großer, M. Turek, and C. Hagendorf, "Root cause analysis on corrosive potential-induced degradation effects at the rear side of bifacial silicon perc solar cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 201, p. 110062, 2019.

[19] M. Li, N. Iqbal, Z. Yang, X. Lin, N. K. Pannaci, C. Avalos, T. Shaw, T. Jurca, and K. Davis, "A comprehensive evaluation of contact recombination and contact resistivity losses in industrial silicon solar cells," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 10, no. 1, pp. 1277–1282, Jul 2020.

[20] P. D. Explains. (2021) Electron microscopy (tem and sem). Recuperado 23/08/2023. [Online]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=a0G7iyz4McM

[21] Hat'nCoat. (2009) Energy-dispersive x-ray spectroscopy. Recuperado el 23/08/2023. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Energy-dispersive_X-ray_spectroscopy

[22] T. F. SCIENTIFIC. (2021) The basics of xps surface analysis, part 1. Recuperado 23/08/2023. [Online]. Available: https://www.thermofisher.com/cl/es/home/materials-science/xps-technology.html?playlistVideoId=6174086882001

[23] M. Ariza1, F. Martín, and D. Leinen, "Xps surface analysis of monocrystalline silicon solar cells for manufacturing control," *Springer Link*, pp. 579–584, Nov 2001.

[24] A. Sinha, J. Qian, S. L. Moffitt, K. Hurst, K. Terwilliger, D. C. Miller, L. T. Schelhas, and P. Hacke, "Uv-induced degradation of high-efficiency silicon pv modules with different cell architectures," *Progress in Photovoltaics*, Jul 2022.

[25] M. Facilities. (2020) Introduction to secondary ion mass spectrometry - tim spila - mrl webinar 04302020. Recuperado 23/08/2023. [Online]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=uhYu39Hzve8

[26] V. Naumann, C. Hagendorf, S. Grosser, M. Werner, and J. Bagdahn, "Micro structural root cause analysis of potential induced degradation in c-si solar cells," *Energy Procedia*, vol. 27, pp. 1–6, 2012, proceedings of the 2nd International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics SiliconPV 2012.

[27] Bruker. (2022) Raman basics, principles of raman spectroscopy, 7 minute tutorial. Recuperado 23/08/2023. [Online]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=57hRNhefXPg

[28] H. Moutinho, S. Johnston, B. To, C.-S. Jiang, C. Xiao, P. Hacke, J. Moseley, J. Tynan, N. Dhere, and M. Al-Jassim, "Development of coring procedures applied to si, cdte, and cigs solar panels," *Solar Energy*, vol. 161, pp. 235–241, 2018. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X17310642

[29] H. Moutinho, B. To, Jiang, C.-S., C. Xiao, Muzzillo, C.P., Hacke, P., Moseley, J., J. Tynan, Dhere, N.G., L. Mansfield, Al-Jassim, M.M., and J. S., "Artifact-free coring procedures for removing samples from photovoltaic modules for microscopic analysis," in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, 2018, pp. 1313–1317.

[30] J. Solar, *JKM310P-72 POLY CRYSTALLINE MODULE 290-310 Watt*. Jinko Soalr, 2014.

[31] A. INNOVATION. (2020) Microscopía electrónica de barrido (sem), ¿para qué me sirve? Recuperado el 23/08/2023. [Online]. Available: https://www.atriainnovation.com/microscopia-electronica-de-barrido-sem-utilidades/

[32] U. A. de Madrid. (s.f) Laboratorio de microscopÍa electrÓnica de transmisiÓn. Recuperado 23/08/2023. [Online]. Available: https://www.uam.es/uam/sidi/unidades-de-analisis/unidad-microscopia/microscopia-electronica-transmision#:~:text=El%20microscopio%20electrnico%20de%20transmisin%20utiliza%20un%20fino%20haz%20de,la%20ultraestructura%20del%20material%20observado.

[33] N. Raval, R. Maheshwari, and R. K. T. et al., *Basic Fundamentals of Drug Delivery*. Elsevier Inc., 2019, ch. 10.3.3 Energy-Dispersive X-Ray Analysis.

[34] M. Omidi, A. Fatehinya, M. Farahani, Z. Akbari, S. Shahmoradi, F. Yazdian, M. Tahriri, K. Moharamzadeh, L. Tayebi, and D. Vashaee, *Biomaterials for Oral and Dental Tissue Engineering*. Elsevier Inc., 2019, ch. 7.2.3 X-ray photoelectron spectroscopy, pp. 97–115.

[35] T. F. SCIENTIFIC. (2021) The basics of xps surface analysis, part 2. Recuperado 23/08/2023. [Online]. Available: https://www.thermofisher.com/cl/es/home/materials-science/xps-technology.html?playlistVideoId=6174086882001

[36] Hofmann, J. P., Rohnke, Marcus, Weckhuysen, and B. M., "Recent advances in secondary ion mass spectrometry of solid acid catalysts: large zeolite crystals under bombardment," *Phys. Chem. Chem. Phys.*, vol. 16, pp. 5465–5474, 2014.

[37] E. INSTRUMENTS. (s.f) What is raman spectroscopy? Recuperado 23/08/2023. [Online]. Available: https://www.edinst.com/blog/what-is-raman-spectroscopy/

[38] C. H. Kwak, J. H. Baeg, I. M. Yang, K. Giribabu, S. Lee, and Y. S. Huh, "Degradation analysis of dye-sensitized solar cell module consisting of 22 unit cells for thermal stability: Raman spectroscopy study," *Solar Energy*, vol. 130, pp. 244–249, 2016. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16001134

[39] R. A. McMaster, "Fundamentals of tempered glass," in *Proceedings of the 49th Conference on Glass Problems: Ceramic Engineering and Science Proceedings*. Wiley Online Library, 1989, pp. 193–206.

[40] Moutinho, Helio, T. Bobby, Sulas-Kern, Dana, Jiang, Chun-Sheng, Al-Jassim, Mowafak, Johnston, and Steve, "Advances in coring procedures of silicon photovoltaic modules," in *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2020, pp. 1449–1453.

[41] N. C. INSTITUTE. (s.f) Trichloroethylene (tce). Recuperado el 26/03/2024. [Online]. Available: https://www.cancer.gov/about-cancer/causes-prevention/risk/substances/trichloroethylene

[42] Iberdrola. (s.f) Semiconductores, ¿qué son y por qué su escasez amenaza la economía global? Recuperado el 02/04/2024. [Online]. Available: https://www.iberdrola.com/innovacion/semiconductores#:~:text=QU%20ES%20UN%20SEMICONDUCTOR,el%20paso%20de%20la%20misma.

[43] Diariomotor. (s.f) ¿qué son los semiconductores y para qué se utilizan? Recuperado el 02/04/2024. [Online]. Available: https://www.diariomotor.com/que-es/semiconductores/

[44] L. Española. (2019) ¿cómo funcionan las celdas solares? Recuperado 02/04/2024. [Online]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=MgLGKmrsBX8

[45] S. VOLTAICS. (s.f) Aluminum back surface field solar cells. Recuperado 19/04/2024. [Online]. Available: https://sinovoltaics.com/learning-center/solar-cells/aluminum-back-surface-field-solar-cells/

[46] UCIRVINE, *Cleaning Procedures for Silicon Wafers*. UCIRVINE, s.f.

[47] pveducation. (s.f) Edge isolation. Recuperado 19/04/2024. [Online]. Available: https://www.pveducation.org/pvcdrom/manufacturing/edge-isolation

[48] L. P. Malú Barrera, V. L. Óscar Izquierdo, and F. Fuentes, *FABRICACIÓN DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS*. SIH007, s.f.

[49] T. Dullweber and J. Schmidt, "Industrial silicon solar cells applying the passivated emitter and rear cell (perc) concept—a review," *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, May 2016.

[50] VDMA. (2020) International technology roadmap for photovoltaic (itrpv) - results 2019. Recuperado 20/04/2024. [Online]. Available: http://itrpv.vdma.org/

[51] ——. (2024) Itrpv 15th edition, march 2024. Recuperado 20/04/2024. [Online]. Available: https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic

[52] TRANSEQUIPOS. (2022) Inspección termográfica en paneles solares. Recuperado 21/04/2024. [Online]. Available: https://transequipos.com/inspeccion-termografica-en-paneles-solares/#:~:text=Qu%20es%20la%20termografa%20en,detectar%20posibles%20anomalas%20en%20estos.

[53] I. E. Commission, *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography*. International Electrotechnical Commission, 2017.

[54] D. Solar. (s.f) Importancia y significado de los valores vmp, voc, isc e imp de un panel solar. Recuperado 21/04/2024. [Online]. Available: https://www.damiasolar.com/blog/significado-valores-isc-imp-voc-vmp-instalacion/

[55] J. A. Alonso. (2024) Evolución de los precios de placas solares. Recuperado 31/05/2024. [Online]. Available: https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/evolucion-situacion-actual-precios-placas-solares/

[56] CDEC-SING. (2014) Octubre-diciembre 2014 informe trimestral del cdec-sing. Recuperado 31/05/2024. [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/11/Informe-Trimestral-a-Integrantes-CDEC-SING-T4-2014-DS291-Art-32.pdf

[57] C. E. NACIONAL. (2024) Reporte energÉtico mayo 2024. Recuperado 31/05/2024. [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/05/CEN_Reporte_Energetico_SEN_May24.pdf

[58] E. Instruments. (2021) Introduction to photoluminescence and transient absorption. Recuperado 03/06/2024. [Online]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=dlaU6mphX6U

[59] Q. W. . PhD. (2021) Photo-luminescence (pl) spectroscopy. Recuperado 03/06/2024. [Online]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=A9szSQcU0sI

[60] H. SCIENTIFIV. (s.f) Photoluminescence (pl) electroluminescence (el). Recuperado 03/06/2024. [Online]. Available: https://www.horiba.com/usa/scientific/technologies/photoluminescence-pl/photoluminescence-pl-electroluminescence-el/

[61] A. M. White, "The influence of surface properties on minority carrier lifetime and sheet conductance in semiconductors," *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 14, no. 1, p. L1, jan 1981. [Online]. Available: https://dx.doi.org/10.1088/0022-3727/14/1/001

[62] H. SCIENTIFIV. (s.f) Weather data and software for solar power investments. Recuperado 0/06/2024. [Online]. Available: https://solargis.com

[63] E. THEORY. (s.f) What are dangling bonds? Recuperado 0/06/2024. [Online]. Available: https://energytheory.com/what-are-dangling-bonds/

[64] T.-C. Chen, I.-S. Yu, and Z.-P. Yang, "Hydrogenation behaviors in passivated emitter and rear silicon solar cells with variously hydrogenated sinx films," *Applied Surface Science*, vol. 521, p. 146386, 2020. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0169433220311430

[65] A. N. de Investigación y Desarrollo, "Informe de logro de hito n 2: Ajuste de modelos de degradación y especificación de metodología," 12 2023.

Capítulo 15
ANEXO

15.1. Curvas IV realizadas con el Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María

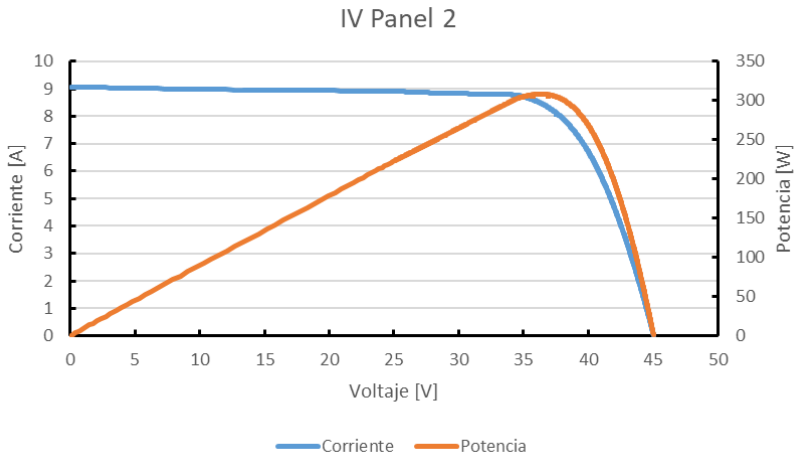


Figura 15.1: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 2 de la tabla 11.8.

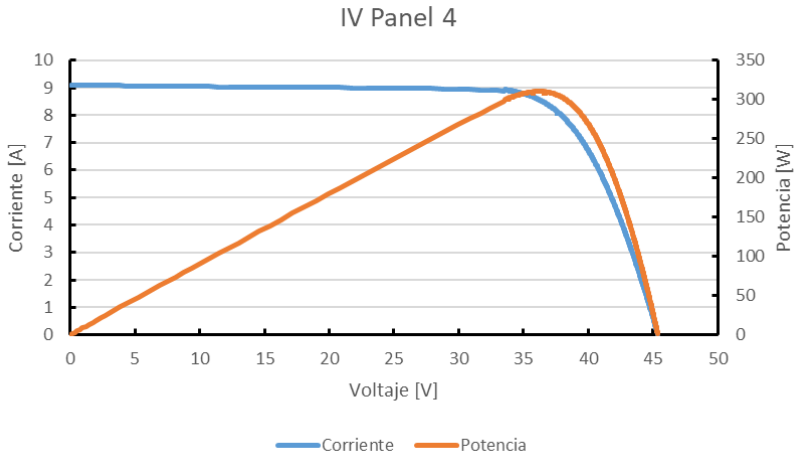


Figura 15.2: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 4 de la tabla 11.8.

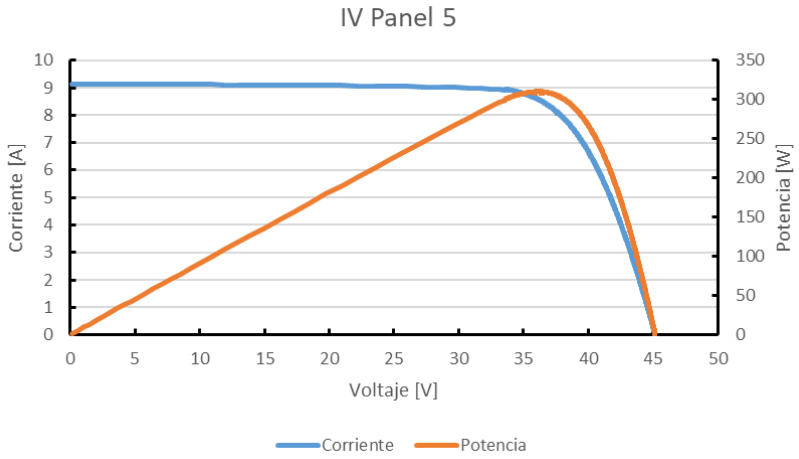


Figura 15.3: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 5 de la tabla 11.8.

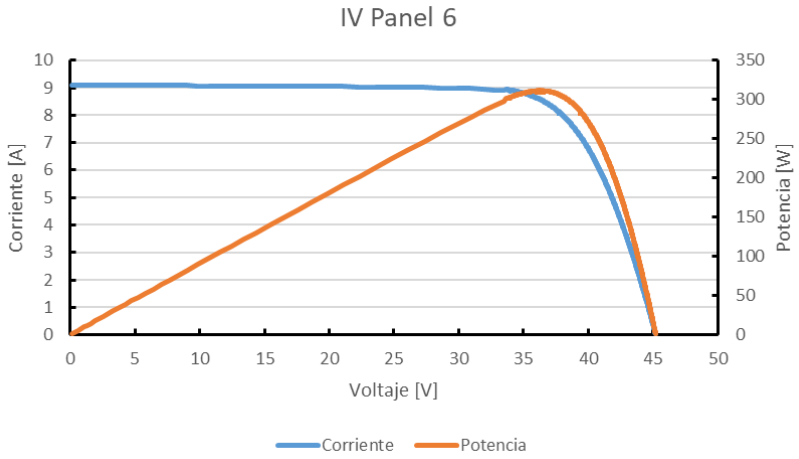


Figura 15.4: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 6 de la tabla 11.8.

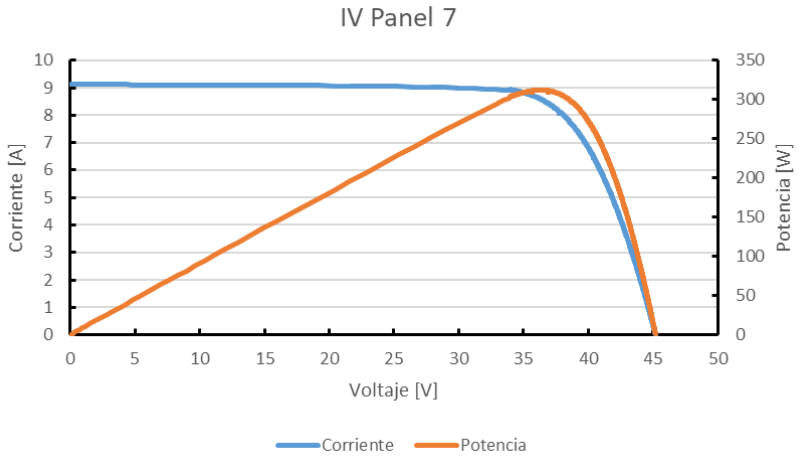


Figura 15.5: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 7 de la tabla 11.8.

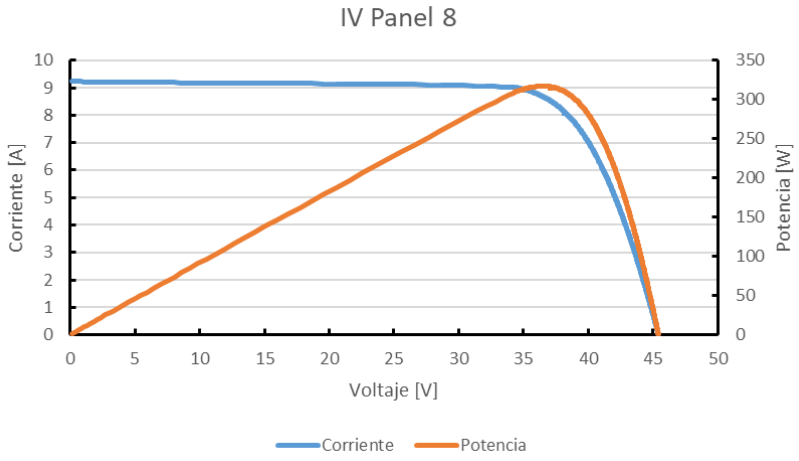


Figura 15.6: Curva IV trazada con el equipo Flasher en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 8 de la tabla 11.8.

15.2. Electroluminiscencias Universidad Técnica Federico Santa María

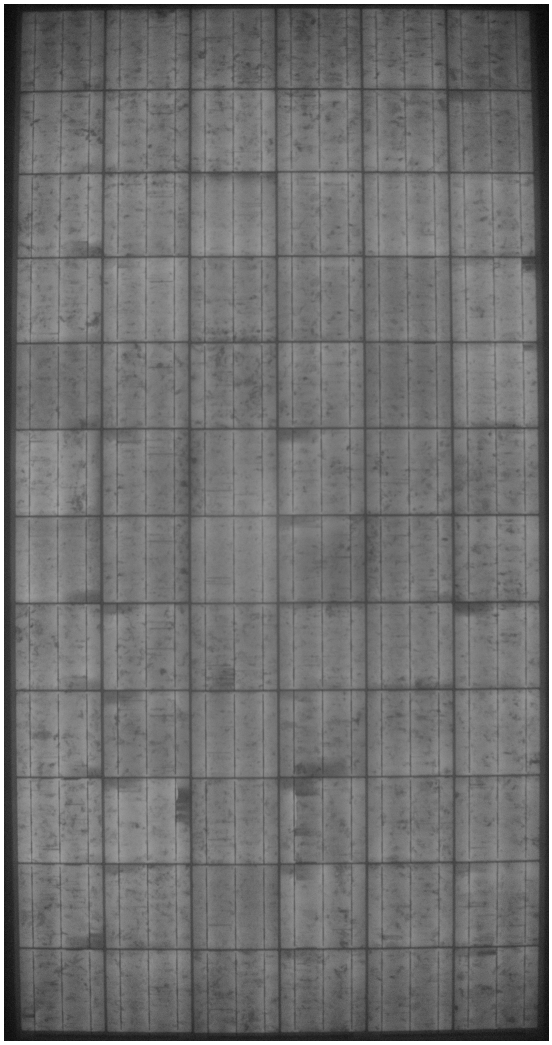


Figura 15.7: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 2 de la tabla 11.8.

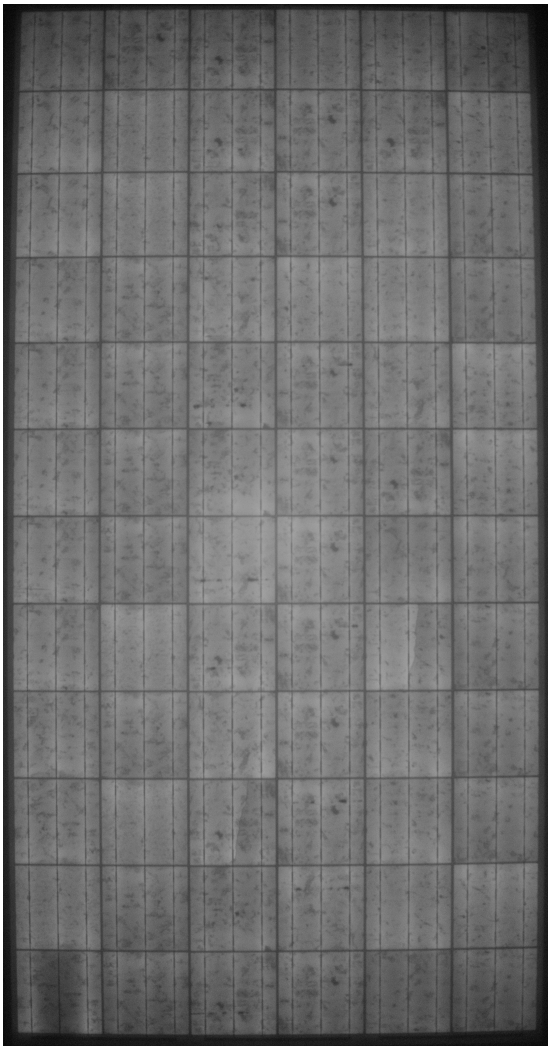


Figura 15.8: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 4 de la tabla 11.8.

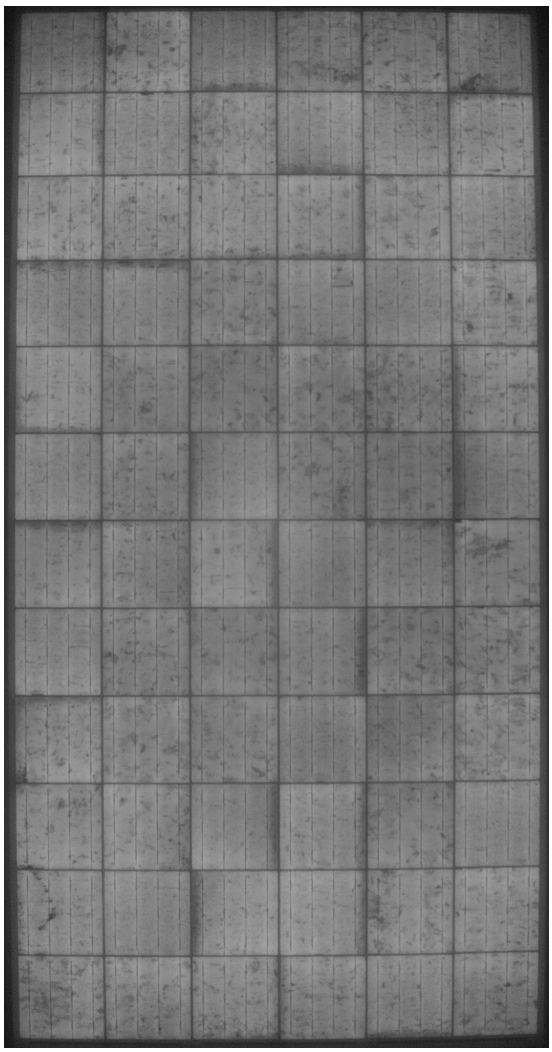


Figura 15.9: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 5 de la tabla 11.8.

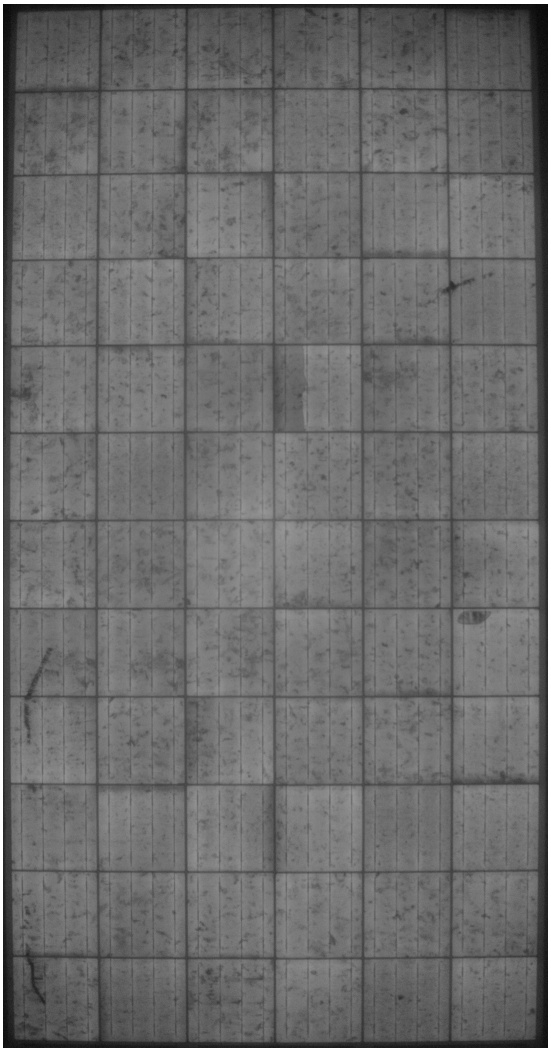


Figura 15.10: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 6 de la tabla 11.8.

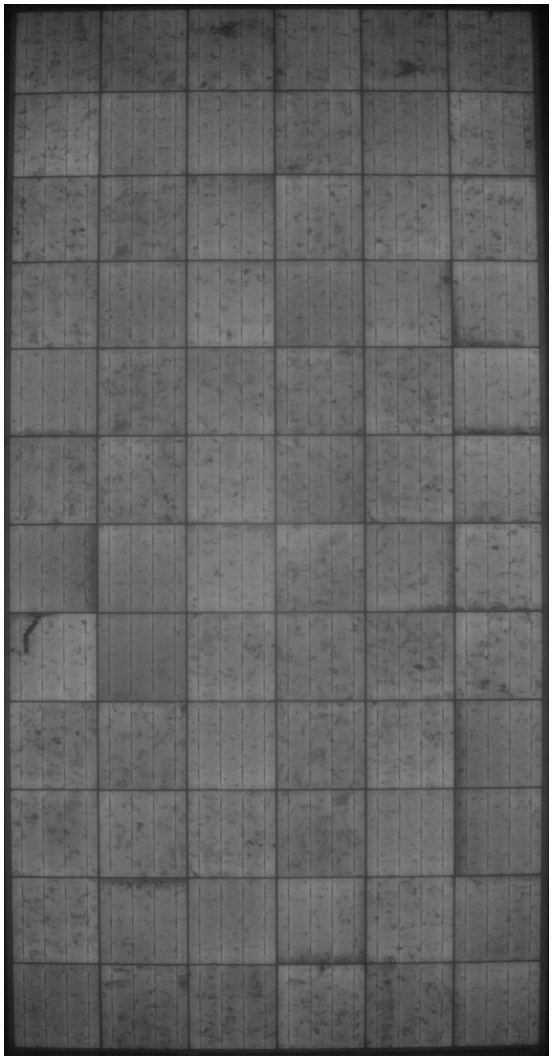


Figura 15.11: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 7 de la tabla 11.8.

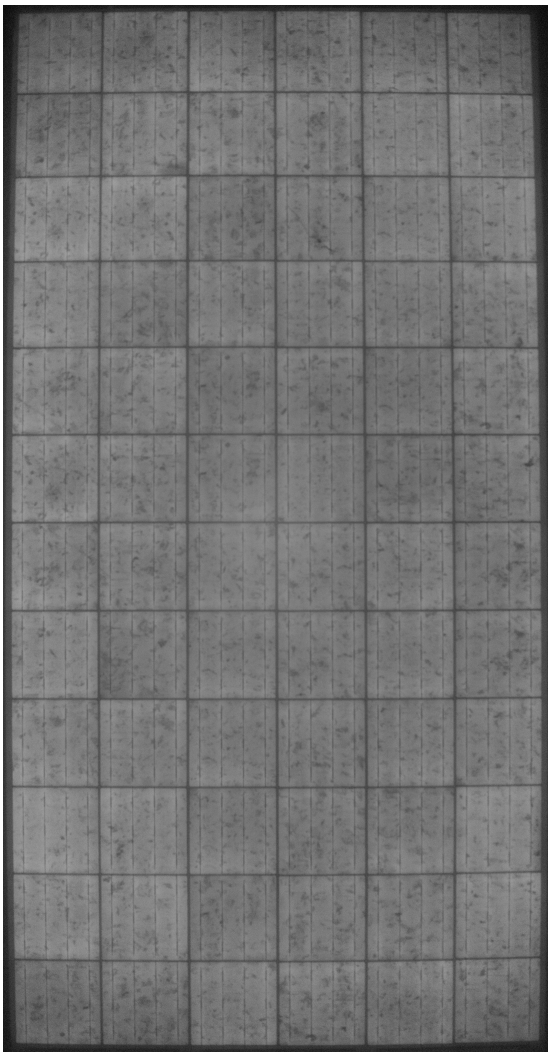


Figura 15.12: Electroluminiscencia realizada en la Universidad Técnica Federico Santa María del panel solar correspondiente al número 8 de la tabla 11.8.

15.3. Análisis electroluminiscencias Universidad Adolfo ibáñez

Tabla 15.1: Acrónimos y sus significados para las fallas de electroluminiscencia utilizados en las tablas 15.2, 15.3 y 15.4.

Acrónimos y sus significados	
CC	Contaminación de celda
CTA	Crack tipo A
CTB	Crack tipo B
CTC	Crack tipo C
DC	Dedo cortado o desprendido
IIB	Interconcexión incorrecctaa del busbar
RVPC	Reducción de la vida útil de los portadores minoritarios en toda la celda
RVS	Reducción de Vida del Siicio
SN	Snail Trail
SPR	Soldadura Pobre de Ribon

Tabla 15.2: Hallazgos en el panel 1.

Panel 1							
Celda	Hallazgo 1	Hallazgo 2	Hallazgo 3	Celda	Hallazgo 1	Hallazgo 2	Hallazgo 3
A1	CC	-	-	B1	CTA	DC	SPR
A2	CTA	CTB	CTC	B2	CTA	CTB	CTC
A3	CTB	DC	-	B3	CC	-	-
A4	CTC	CC	-	B4	CTB	CTC	DC
A5	CTB	DC	-	B5	DC	DC	-
A6	CTB	DC	-	B6	DC	IIB	-
A7	CTB	-	-	B7	RVS	-	-
A8	DC	-	-	B8	CTB	DC	-
A9	-	-	-	B9	CTB	DC	-
A10	-	-	-	B10	CTA	CTB	-
A11	CTA	CTC	DC	B11	CTB	DC	-
A12	CTA	CTB	-	B12	CTA	-	-
C1	DC	-	-	D1	DC	SPR	-
C2	CTB	DC	IIB	D2	CTA	DC	-
C3	CTA	CTB	CTC	D3	CTB	CTC	DC
C4	CTA	DC	-	D4	-	-	-
C5	CTB	DC	IIB	D5	CTA	CTB	DC
C6	DC	IIB	RVS	D6	CTB	DC	IIB
C7	CTB	DC	IIB	D7	CTB	DC	-
C8	DC	IIB	-	D8	CTB	DC	-
C9	CTB	CTC	DC	D9	CTB	-	-
C10	CTB	CTC	DC	D10	DC	-	-
C11	CTA	CTB	CTC	D11	DC	IIB	RVS
C12	CTB	DC	IIB	D12	CTB	DC	-
E1	-	-	-	F1	-	-	-
E2	RVS	-	-	F2	CTA	CTB	CTC
E3	CTB	DC	-	F3	CTA	CTB	DC
E4	CTB	DC	IIB	F4	CTA	CTB	DC
E5	-	-	-	F5	CTC	-	-
E6	CTB	CTC	-	F6	CTB	CTC	-
E7	-	-	-	F7	CTB	DC	-
E8	CTB	CTC	DC	F8	CTA	CTB	DC
E9	-	-	-	F9	CTA	CTB	DC
E10	CTA	CTB	-	F10	CTA	CTB	DC
E11	CTB	DC	IIB	F11	CTB	DC	RVS
E12	DC	RVS	-	F12	CTA	-	-

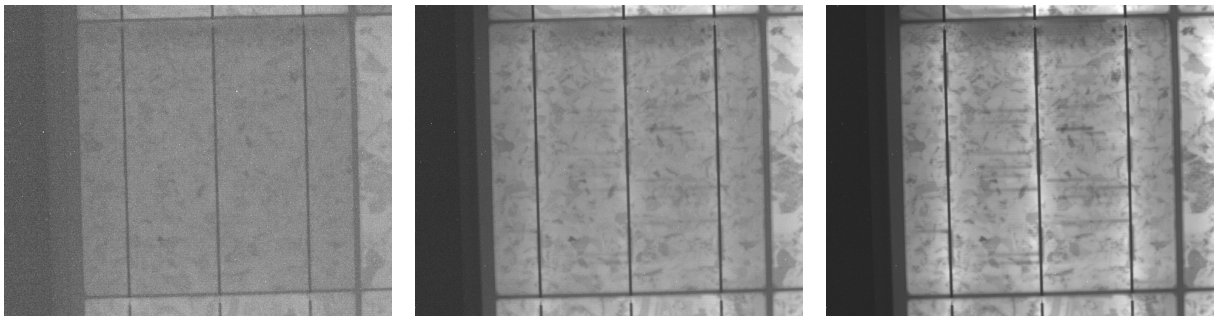
Tabla 15.3: Hallazgos en el panel 3.

Panel 3							
Celda	Hallazgo 1	Hallazgo 2	Hallazgo 3	Celda	Hallazgo 1	Hallazgo 2	Hallazgo 3
A1	CTA	CTB	DC	B1	CTB	CTC	DC
A2	CTB	RVS	-	B2	CTA	CTB	DC
A3	CTA	CTB	DC	B3	CC	DC	-
A4	CTA	-	-	B4	CTA	-	-
A5	CTA	CTB	-	B5	DC	-	-
A6	CC	CTA	-	B6	-	-	-
A7	CTA	DC	-	B7	DC	-	-
A8	DC	-	-	B8	CTA	CTB	DC
A9	CTA	-	-	B9	CTA	CTB	-
A10	DC	-	-	B10	-	-	-
A11	DC	-	-	B11	-	-	-
A12	DC	-	-	B12	CTA	CTB	CTC
C1	CTA	DC	-	D1	CTA	-	-
C2	CTA	CTC	-	D2	CTB	DC	-
C3	CC	-	-	D3	CTB	CTC	DC
C4	CTA	-	-	D4	CTA	CTC	RVS
C5	-	-	-	D5	DC	-	-
C6	-	-	-	D6	-	-	-
C7	CTA	CTB	DC	D7	DC	-	-
C8	CTA	CTB	RVS	D8	CTA	CTB	DC
C9	CTA	CTB	-	D9	CTA	CTB	-
C10	CTB	DC	-	D10	CTA	CTB	DC
C11	CTA	CTB	-	D11	CTB	DC	-
C12	RVS	-	-	D12	CTB	DC	-
E1	-	-	-	F1	CTA	-	-
E2	CTB	DC	-	F2	CTA	CTB	-
E3	CTB	CTC	DC	F3	CTA	-	-
E4	CTA	CTB	DC	F4	CTA	-	-
E5	-	-	-	F5	CTA	-	-
E6	CTA	DC	RVS	F6	CTA	CTB	-
E7	-	-	-	F7	CTA	RVS	-
E8	CTA	CTB	-	F8	CTA	CTB	-
E9	DC	-	-	F9	CTA	CTB	RVS
E10	CTA	CTB	DC	F10	CTB	DC	-
E11	-	-	-	F11	RVS	-	-
E12	-	-	-	F12	RVS	-	-

Tabla 15.4: Hallazgos en el panel 9.

Panel 9							
Celda	Hallazgo 1	Hallazgo 2	Hallazgo 3	Celda	Hallazgo 1	Hallazgo 2	Hallazgo 3
A1	-	-	-	B1	CTA	-	-
A2	-	-	-	B2	CTB	DC	-
A3	CTB	-	-	B3	-	-	-
A4	CTA	CC	-	B4	CTB	-	-
A5	-	-	-	B5	CTC	-	-
A6	-	-	-	B7	RVS	-	-
A7	-	-	-	B6	-	-	-
A8	-	-	-	B8	CTC	-	-
A9	-	-	-	B9	-	-	-
A10	CC	-	-	B10	CC	CTA	-
A11	CTA	CC	-	B11	RVS	-	-
A12	CC	-	-	B12	DC	-	-
C1	RVS	-	-	D1	-	-	-
C2	-	-	-	D2	-	-	-
C3	-	-	-	D3	CC	CTA	CTB
C4	CC	CTA	CTB	D4	CTA	-	-
C5	CTA	CTB	-	D5	CTA	CTB	-
C6	CC	-	-	D6	CC	RVS	-
C7	-	-	-	D7	-	-	-
C8	CTA	CTC	-	D8	CTA	CTB	
C9	-	-	-	D9	CTA	CTB	-
C10	CTA	CTB	-	D10	CTA	CTB	-
C11	CTB	-	-	D11	CTA	CTB	-
C12	-	-	-	D12	CTA	CTB	-
E1	-	-	-	F1	-	-	-
E2	CC	-	-	F2	-	-	-
E3	-	-	-	F3	-	-	-
E4	CC	-	-	F4	-	-	-
E5	CTA	CTB	-	F5	CC	-	-
E6	CTB	DC	-	F6	-	-	-
E7	CC	CTA	CTB	F7	IIB	RVS	-
E8	-	-	-	F8	SPR	-	-
E9	-	-	-	F9	CC	-	-
E10	CC	CTA	-	F10	RVS	-	-
E11	-	-	-	F11	CTA	-	-
E12	CC	-	-	F12	-	-	-

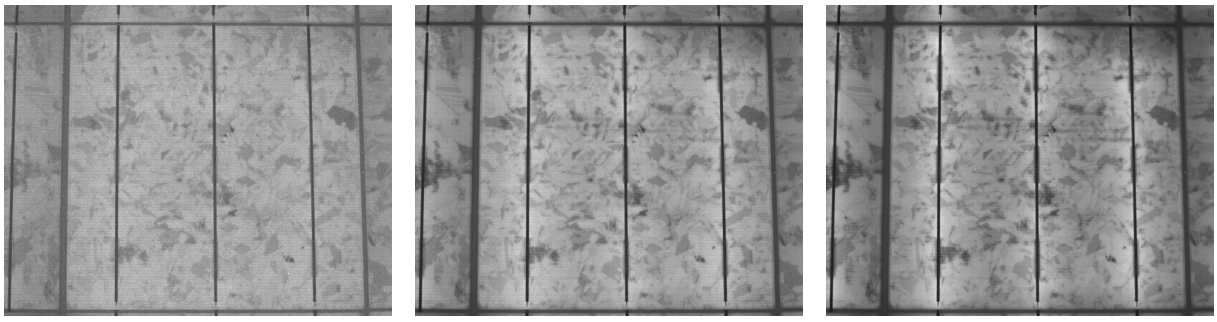
15.4. Análisis electroluminiscencias celdas no seleccionadas



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.13: Electroluminiscencia realizada a la celda A5 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.13 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda A5 del panel 1, en donde se puede encontrar una gran cantidad de dedos cortados, una desconexión en la parte superior de la barra colectora central, además de una serie de pequeños cracks en el borde superior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.14: Electroluminiscencia realizada a la celda B6 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

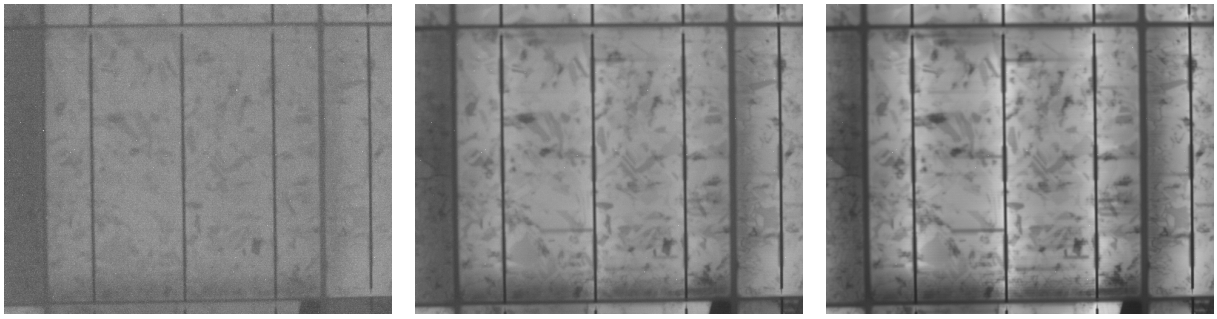
En la figura 15.14 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda B6 del panel 1, en donde se puede encontrar un dedo cortado y una desconexión en al parte superior de la barra colectora derecha.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.15: Electroluminiscencia realizada a la celda B11 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

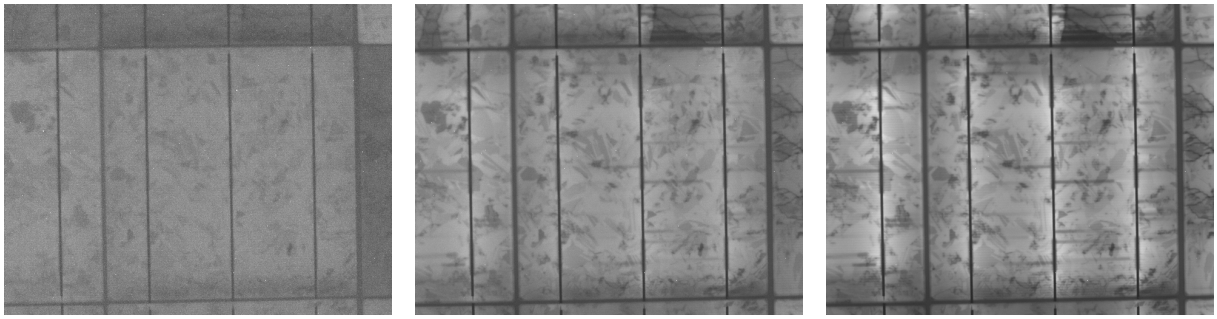
En la figura 15.15 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda B11 del panel 1, en donde se puede encontrar dos dedos cortados y de una serie de pequeños cracks en el borde izquierdo que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.16: Electroluminiscencia realizada a la celda C2 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

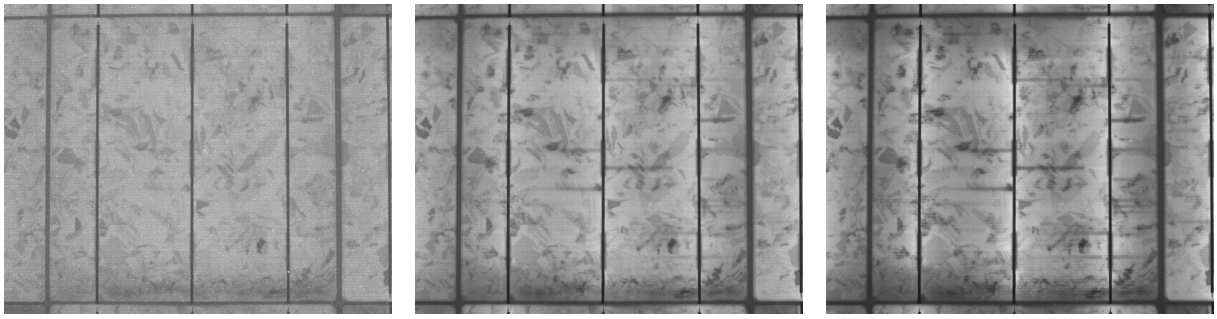
En la figura 15.16 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda C2 del panel 1, en donde se puede encontrar una pequeña cantidad de dedos cortados, una desconexión en la parte inferior de la barra colectora izquierda, además de una serie de pequeños cracks en el borde inferior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.17: Electroluminiscencia realizada a la celda C5 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

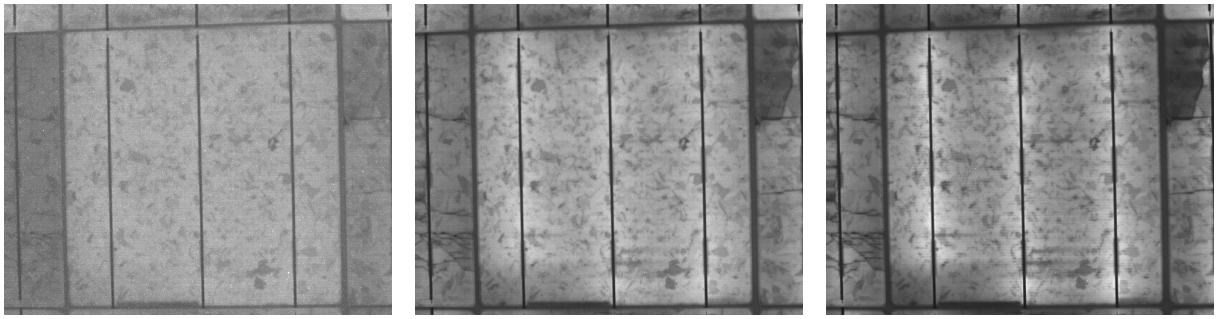
En la figura 15.17 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda C5 del panel 1, en donde se puede encontrar una gran cantidad de dedos cortados, una desconexión en la parte superior de la barra colectora central y en al parte inferior de la barra colectora izquierda, además de una serie de pequeños cracks en el borde inferior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.18: Electroluminiscencia realizada a la celda C7 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.18 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda C7 del panel 1, en donde se puede encontrar una gran cantidad de dedos cortados, una desconexión en la parte superior de la barra colectora central y en la parte inferior de la barra colectora izquierda, además de una serie de pequeños cracks en el borde inferior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.19: Electroluminiscencia realizada a la celda C8 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.19 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda C8 del panel 1, en donde se puede encontrar una pequeña cantidad de dedos cortados, una desconexión en la parte inferior de la barra colectora izquierda, además de una serie de pequeños cracks en el borde superior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.20: Electroluminiscencia realizada a la celda C12 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

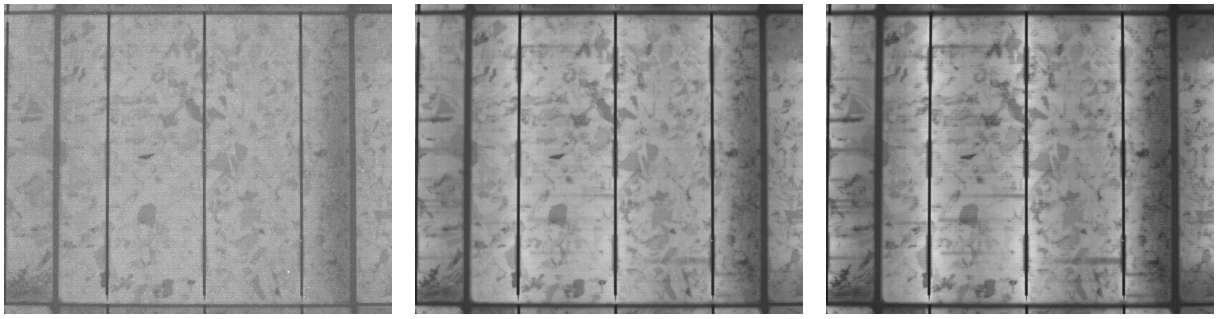
En la figura 15.20 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda C12 del panel 1, en donde se puede encontrar una pequeña cantidad de dedos cortados, una desconexión en la parte superior de la barra colectora central e izquierda, además de una serie de pequeños cracks en el borde izquierdo que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.21: Electroluminiscencia realizada a la celda D6 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

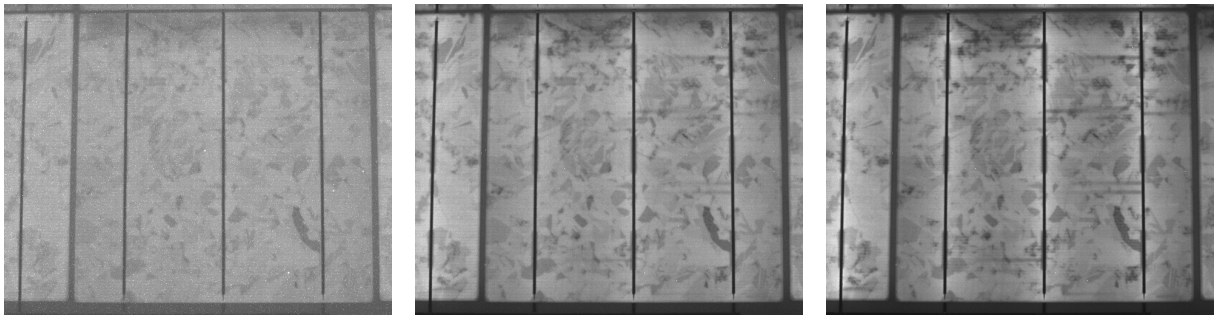
En la figura 15.21 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda D6 del panel 1, en donde se puede encontrar una pequeña cantidad de dedos cortados, una desconexión en la parte superior de la barra colectora central, además de una serie de pequeños cracks en el borde inferior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.22: Electroluminiscencia realizada a la celda D7 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

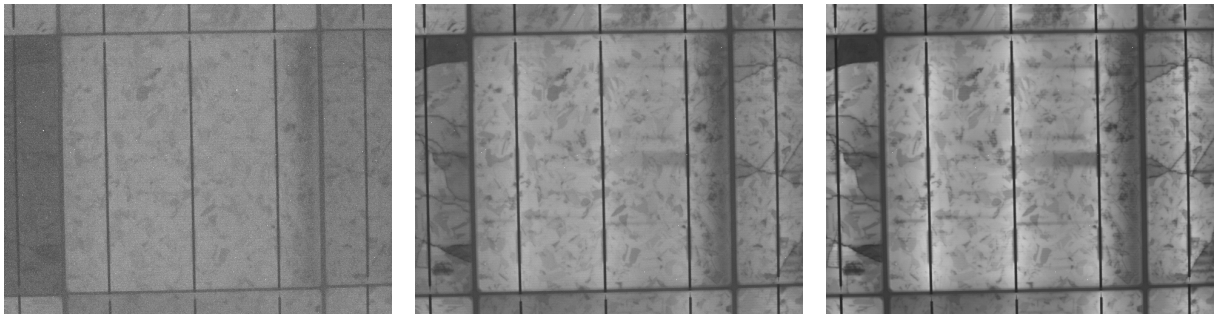
En la figura 15.22 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda D7 del panel 1, en donde se puede encontrar una gran cantidad de dedos cortados y una serie de pequeños cracks en el borde derecho que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.23: Electroluminiscencia realizada a la celda D12 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

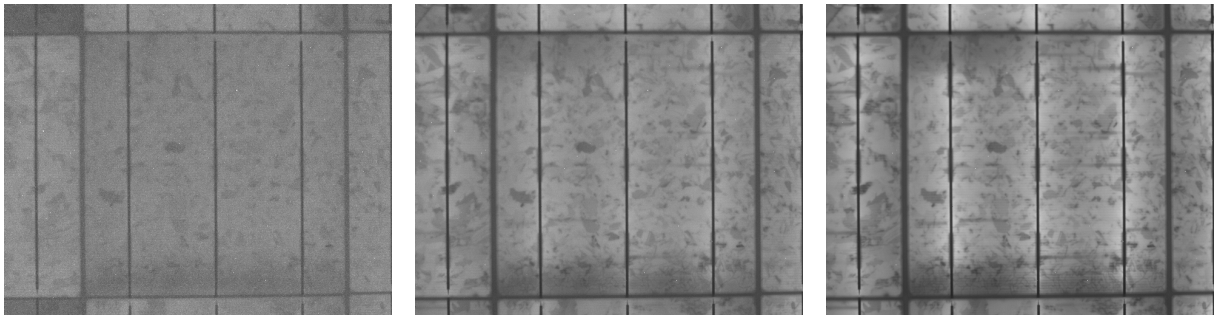
En la figura 15.23 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda D12 del panel 1, en donde se puede encontrar una pequeña cantidad de dedos cortados y una serie de pequeños cracks en el borde superior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.24: Electroluminiscencia realizada a la celda E3 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.24 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda E3 del panel 1, en donde se puede encontrar una gran cantidad de dedos cortados y una serie de pequeños cracks en el borde derecho que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.25: Electroluminiscencia realizada a la celda E4 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

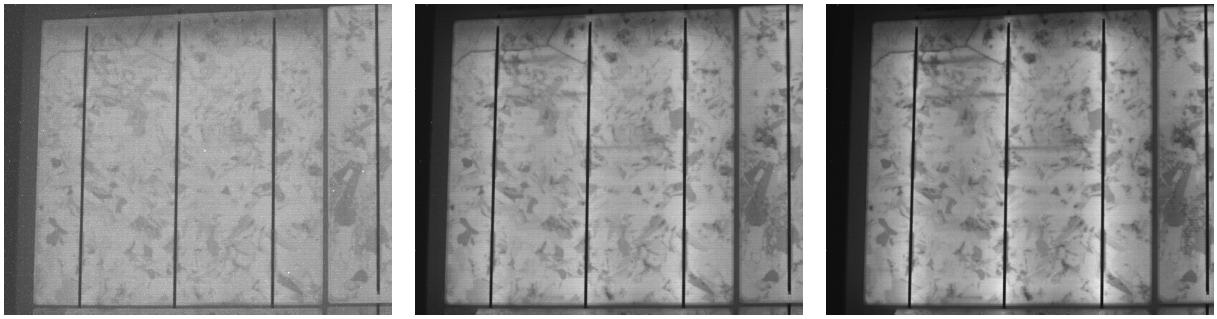
En la figura 15.25 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda E4 del panel 1, en donde se puede encontrar una pequeña cantidad de dedos cortados, una desconexión en la parte superior de la barra colectora izquierda, además de una serie de pequeños cracks en el borde inferior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.26: Electroluminiscencia realizada a la celda E11 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.26 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda E11 del panel 1, en donde se puede encontrar una gran cantidad de dedos cortados, una desconexión en la parte superior de la barra colectora izquierda, además de una serie de pequeños cracks en el borde izquierdo que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.27: Electroluminiscencia realizada a la celda A1 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

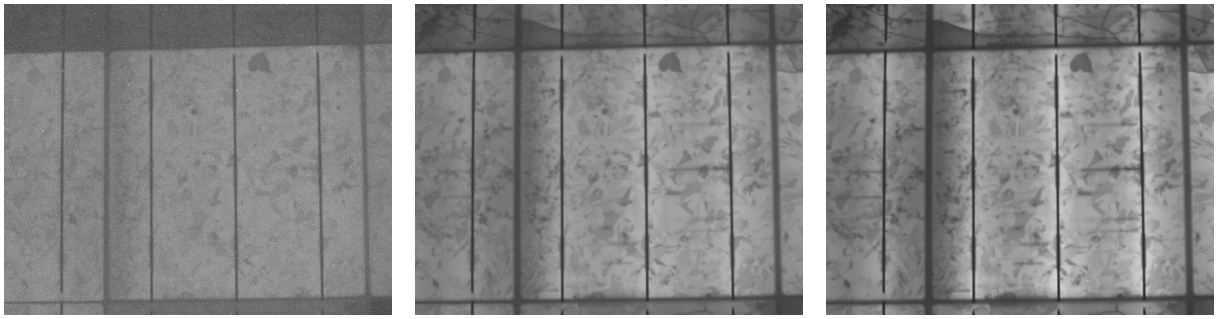
En la figura 15.27 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda A1 del panel 3, en donde se pueden encontrar dos dedos cortados, un crack tipo A horizontal en la parte superior, además de una serie de pequeños cracks en el borde superior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.28: Electroluminiscencia realizada a la celda B1 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

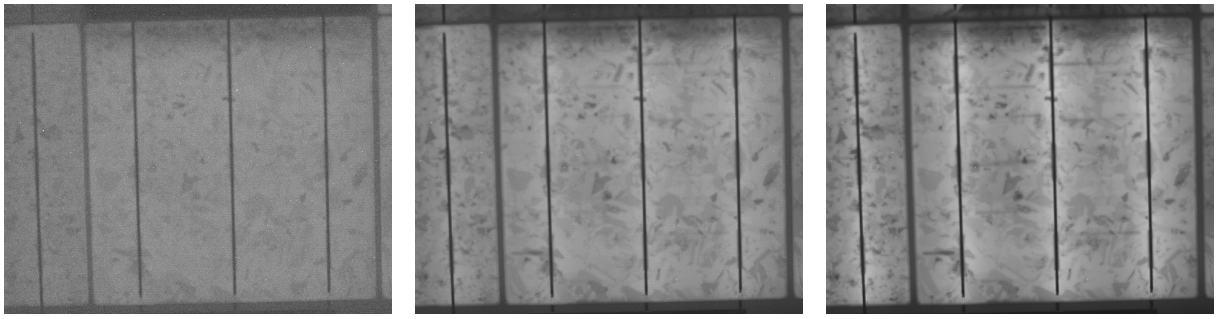
En la figura 15.28 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda B1 del panel 3, en donde se puede encontrar una gran cantidad de dedos cortados y en al esquina superior derecha se puede notar un intenso crack tipo C, que se transforma en un crack tipo B.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.29: Electroluminiscencia realizada a la celda C10 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

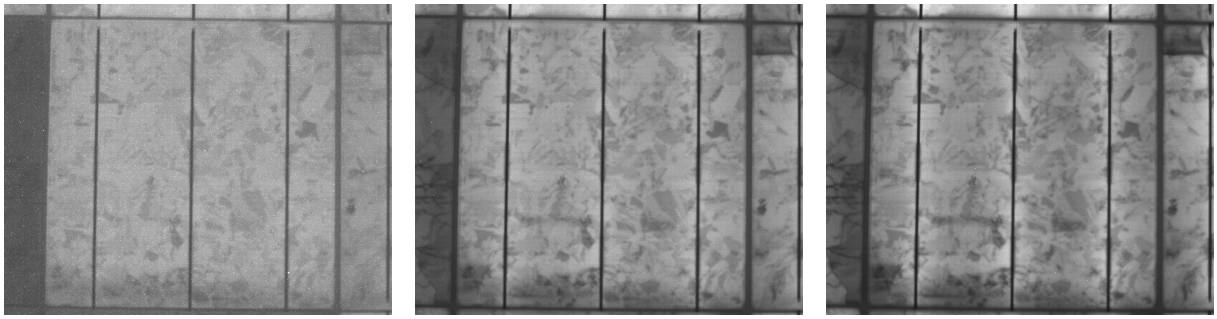
En la figura 15.29 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda C10 del panel 3, en donde se puede encontrar una gran cantidad de dedos cortados y una serie de pequeños cracks en el borde izquierdo que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.30: Electroluminiscencia realizada a la celda D12 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

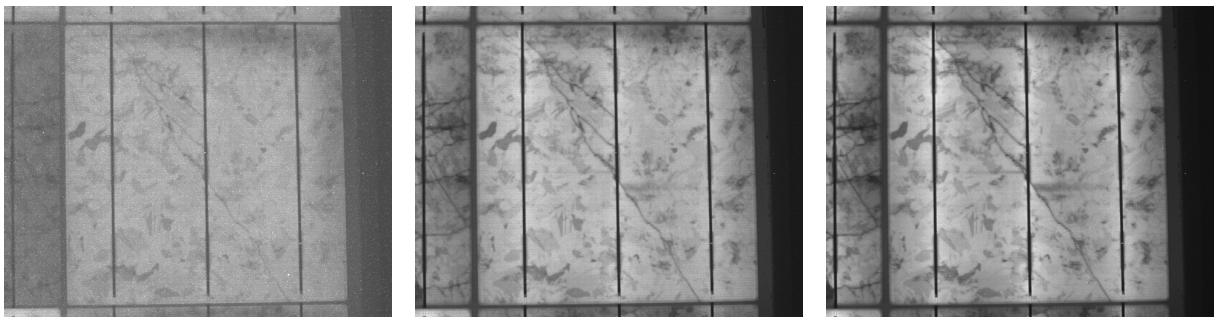
En la figura 15.30 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda D12 del panel 3, en donde se puede encontrar una pequeña cantidad de dedos cortados y una serie de pequeños cracks en el borde superior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.31: Electroluminiscencia realizada a la celda E2 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

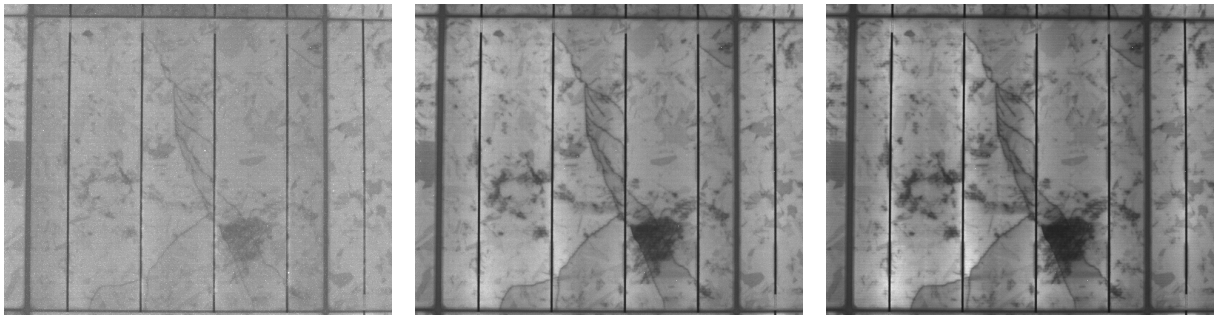
En la figura 15.31 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda E2 del panel 3, en donde se pueden encontrar tres dedos cortados y una serie de pequeños cracks en el borde inferior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.32: Electroluminiscencia realizada a la celda F8 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

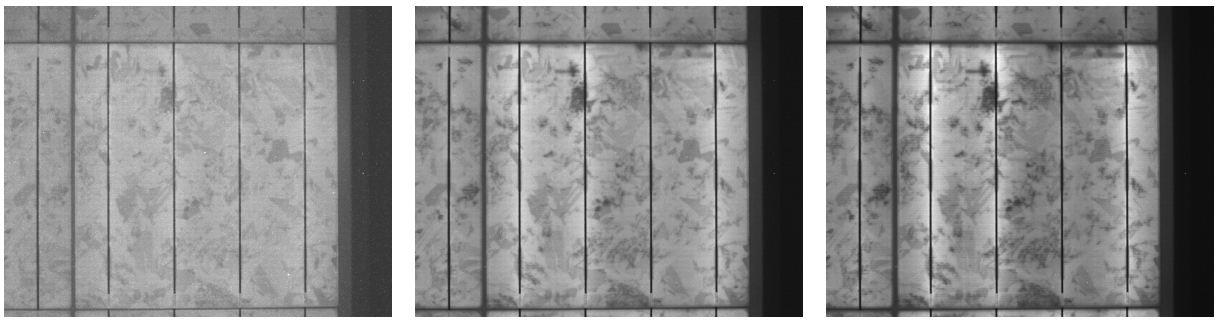
En la figura 15.32 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda F8 del panel 3, en donde se pueden encontrar un crack tipo A diagonal, que cruza desde la esquina superior izquierda a la esquina inferior derecha, una serie de pequeños cracks en el borde derecho que causan una reducción muy pequeña de luminosidad, además de una serie de pequeños cracks en el borde superior que causan una zona de menor luminosidad.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.33: Electroluminiscencia realizada a la celda E7 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.33 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda E7 del panel 9, en donde se visualizan una serie de cracks tipo A y tipo B de forma horizontal, además de una contaminación de la celda de un tamaño importante que se encuentra en la mitad inferior derecha de esta.

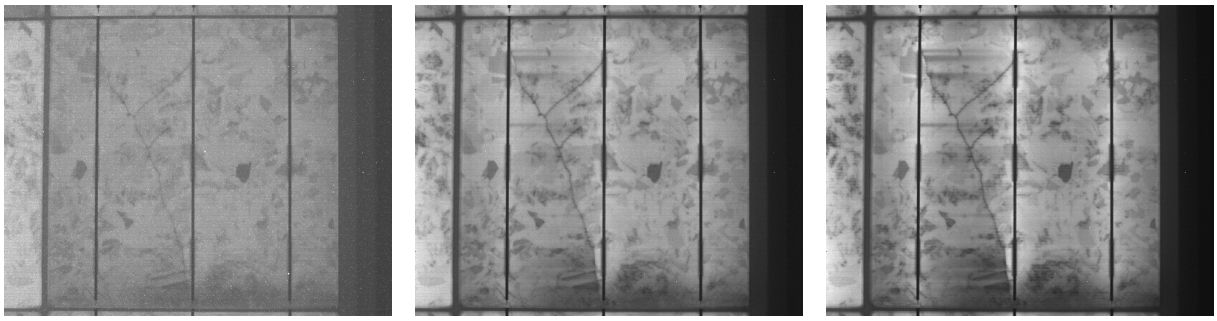


10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.34: Electroluminiscencia realizada a la celda F8 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.34 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda F8 del panel 9, en donde se visualiza una celda en un buen estado general, pero se presenta una desconexión total de la tercera barra distribuidora contando de izquierda a derecha.

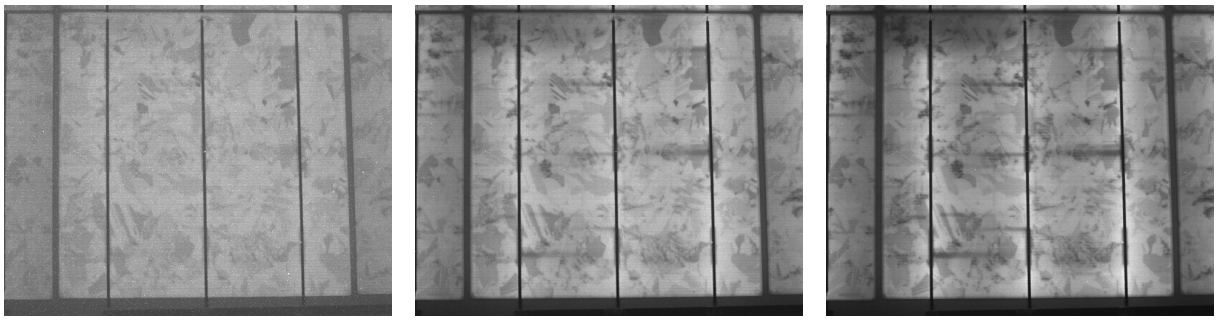
15.5. Análisis electroluminiscencias celdas de reserva



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.35: Electroluminiscencia realizada a la celda F9 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.35 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda F9 del panel 1, en donde se pueden apreciar un par de dedos cortados, un gran crack tipo A en el centro de la celda, una serie de cracks en al parte inferior que causan una reducción local de la luminiscencia de la celda. Además se puede observar una reducción general de la luminiscencia de la celda.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.36: Electroluminiscencia realizada a la celda E12 del panel 1, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

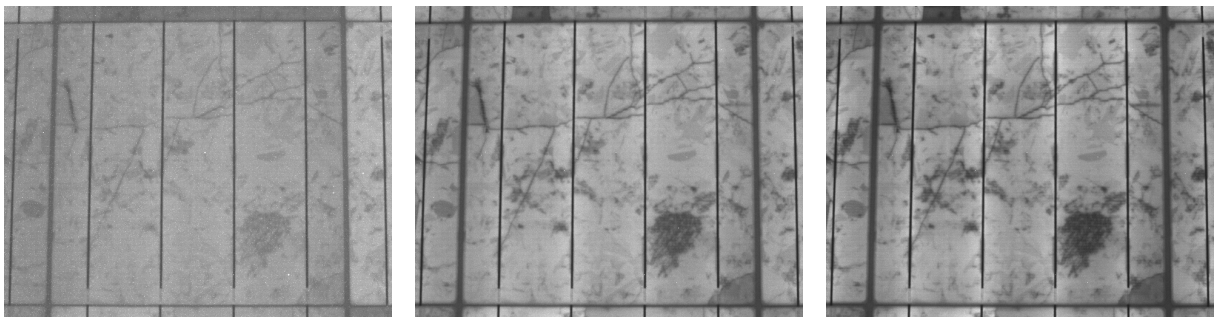
En la figura 15.36 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda E12 del panel 1, en donde se puede apreciar dedos cortados en el centro de la celda, una desconexión de la barra colectora izquierda en su sección superior, además se puede apreciar una ligera reducción de luminiscencia general en toda la celda.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.37: Electroluminiscencia realizada a la celda B3 del panel 3, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

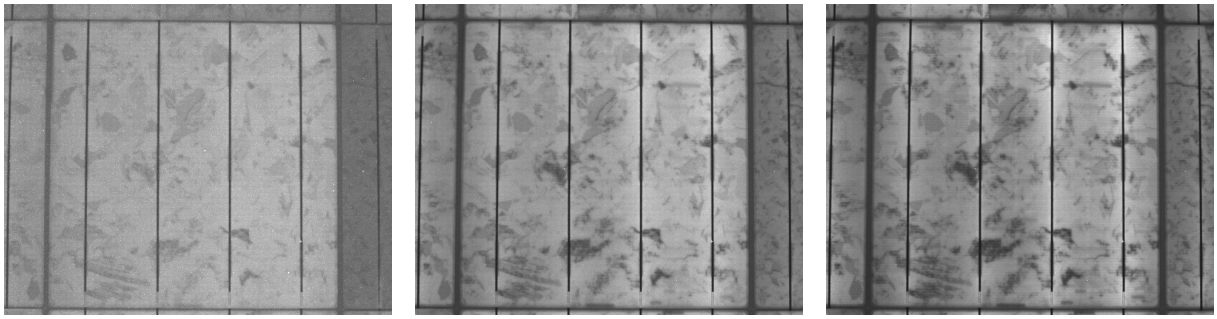
En la figura 15.37 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda B3 del panel 3, en donde se presentan dedos cortados en la sección superior de la celda, además de una contaminación de la celda de un tamaño importante que se encuentra en la mitad inferior de esta.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.38: Electroluminiscencia realizada a la celda D4 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

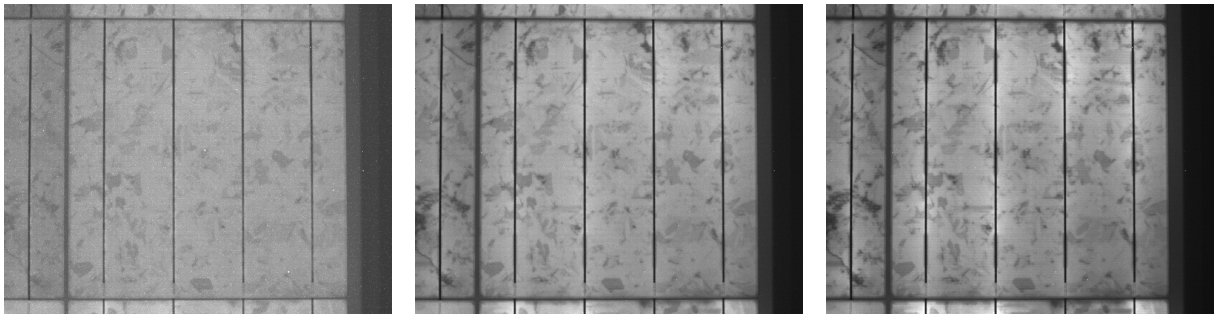
En la figura 15.38 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda D4 del panel 9, en donde se visualizan una serie de cracks tipo A y tipo B de forma horizontal, se presenta un intenso crack en al sección izquierda superior de la celda, además de una contaminación de la celda de un tamaño importante que se encuentra en la mitad inferior de esta.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.39: Electroluminiscencia realizada a la celda D6 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

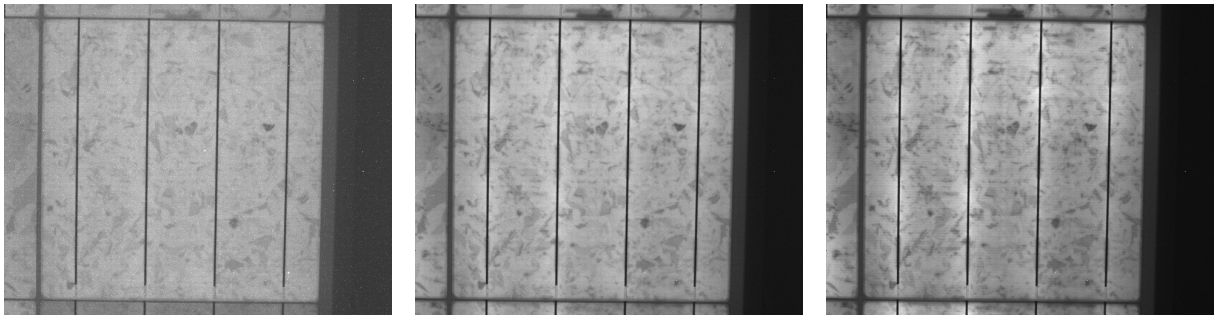
En la figura 15.39 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda D6 del panel 9, se puede apreciar que posee una gran cantidad de manchas oscuras, que son características de las celdas policristalinas, además la celda presenta una ligera reducción en su luminosidad, la cual es causada debido a una reducción en sus portadores.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.40: Electroluminiscencia realizada a la celda F7 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.40 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda F7 del panel 9, se puede observar una pequeña desconexión de las dos barras colectoras izquierdas en su parte inferior, además la celda presenta una ligera reducción en su luminosidad, la cual es causada debido a una reducción en sus portadores.



10 % de I_{sc} 50 % de I_{sc} 100 % de I_{sc}

Figura 15.41: Electroluminiscencia realizada a la celda F10 del panel 9, con corriente equivalente al 10 % (izquierda), 50 % (centro) y 100 % (derecha) a la corriente de cortocircuito del panel.

En la figura 15.41 se puede apreciar la electroluminiscencia de la celda F10 del panel 9, la celda presenta una ligera reducción en su luminosidad en el sector inferior izquierdo, la cual es causada debido a una reducción en sus portadores.