



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

DETERMINACIÓN DE DESEMPEÑO Y CONFIABILIDAD EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EXPUESTOS A CAMPO MEDIANTE ENSAYOS DESTRUCTIVOS Y NO DESTRUCTIVOS

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA - FUENTES RENOVABLES

PRESENTA:

I.I.S. - I.E. CARLOS ALBERTO RODRÍGUEZ CASTAÑEDA

TUTOR:

Dra. Hailin Zhao Hu
IER-UNAM
Temixco, Morelos, México

Noviembre 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: **Dr. Sánchez Juárez Aarón.**

Secretario: **Dr. Pathiyamattom Joseph Sebastian.**

Vocal: **Dra. Zhao Hu Hailin.**

1^{er} suplente: **Dr. Gamboa Sánchez Sergio Alberto.**

2^{do} suplente: **Dr. Cortina Marrero Hugo Jorge.**

LUGAR DONDE SE REALIZÓ LA TESIS:

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, UNAM.
Temixco. Morelos.

TUTOR DE TESIS:

Dra. Hailin Zhao Hu

FIRMA

Dedicatorias

A Dios

*Por permitir instruirme
a lo largo de estos años en el camino de
la investigación y llegar hasta este momento
tan especial en mi formación personal y profesional.*

A mis padres: Florencia y Fidel

*Madre, por tu guía, amor y apoyo durante toda mi vida,
por inculcarme humildad y que con la sabiduría de Dios
me has educado, gracias por llevarme en tus oraciones.*

*Padre, por brindarme un legado de
espacio, tiempo e identidad, mi padre en la eternidad.*

A mis hermanos: José Alberto, Salvador, Mario, José Fidel

*Por enseñarme a ser responsable, y razonable,
por su ejemplo al ser todos notables y respetados profesionales,
por su apoyo y experiencia, me han hecho fuerte. Los quiero.*

Agradecimientos

A Dios que ilumina mi camino y al núcleo familiar que me proporcionó valores que van conmigo toda la vida.

A la Universidad Nacional Autónoma de México con sede el Instituto de Energías Renovables, por ser una institución de prestigio a nivel nacional e internacional y por la gran razón de ser UNAM por convicción.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, el apoyo recibido para financiar mis estudios de maestría en el IER-UNAM y haberme dado la oportunidad de estudiar en este instituto.

Al CONACyT No.178023, CONACyT No.216964, CONACyT-CeMIE-Sol No.27 y PAPIIT-UNAM IN106416, por el financiamiento para la investigación. Al programa CONACyT beca mixta, por el financiamiento para la estancia en el extranjero.

Agradezco a Arizona State University - Photovoltaic Reliability Laboratory, (ASU-PRL), las facilidades prestadas para la realización experimental de la tesis. Al Dr. Govindasamy TamizhMani, director en ASU-PRL, compartir día con día a lo largo de mi estancia su conocimiento, y permitir que esta tesis de maestría se desarrollara en un marco de colaboración.

Agradezco de manera especial a mi tutora, Dra. Hailin Zhao Hu, aceptarme como su estudiante en el programa de maestría en ingeniería, ha sido un privilegio contar con su guía, a ella, mi respeto y admiración.

Tabla de contenido

RESUMEN	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XII
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	XIII
CONTENIDO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS	XIV
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVO	22
CAPÍTULO 1	23
c-Si, ANATOMÍA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO	23
1.1 Métodos de preparación del cristal de <i>Silicio</i>	24
1.2 Formación de la homounión en celdas solares de <i>Silicio</i>	24
1.3 Especificaciones físicas de las celdas solares de <i>Silicio</i> para su manufactura en serie.....	25
1.4 Tecnología de corte de obleas dopadas y especificaciones geométricas de las celdas solares de <i>Silicio</i>	26
1.5 particularidades del procedimiento RCA® sobre la eliminación de impurezas en obleas de silicio utilizadas en módulos fotovoltaicos	26
1.6 Texturizado superficial en celdas solares de <i>Silicio</i>	27
1.7 Metalizado y formación de contactos en celdas solares de <i>Silicio</i>	28
1.8 Tipos de recubrimiento anti-reflectante para celdas solares de <i>Silicio</i>	29
1.9 La celda solar, c-Si	29
1.9.1 Parámetros elementales de identificación de características eléctricas de la celda solar de <i>Silicio</i>	30
1.9.2 El panel fotovoltaico de c-Si	31
1.9.3 Interpretación de la placa de identificación y ficha técnica del fabricante de módulos fotovoltaicos.....	33

CAPÍTULO 2	37
METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: PERSPECTIVA DEL ANALÍSTA	37
2.1 Inspección visual y recolección de datos para evaluación de las condiciones de operación del módulo fotovoltaico.....	38
2.2 Evaluación de la funcionalidad del diodo en el módulo fotovoltaico.....	43
2.3 Metodología <i>DS-1000C</i> ® para el análisis del comportamiento <i>I-V</i> del módulo fotovoltaico	44
2.4 Identificación de defectos a través del análisis de imágenes infrarrojas (<i>IR</i>) en módulos fotovoltaicos	45
2.5 Identificación de defectos mediante el análisis de imágenes por electroluminiscencia (<i>EL</i>) en módulos fotovoltaicos	48
2.5.1 relación de identificación de defectos entre análisis de imágenes por electroluminiscencia (<i>EL</i>) y eficiencia cuántica (<i>QE</i>) en módulos fotovoltaicos...	49
2.6 Determinación estadística de áreas inactivas de módulos fotovoltaicos a través de imágenes de electroluminiscencia (<i>EL</i>) y mediciones de eficiencia cuántica (<i>QE</i>).	51
2.7 Evaluación del encapsulante a través de calorimetría diferencial (<i>DSC</i>), análisis termogravimétrico (<i>TGA</i>) y espectroscopia infrarroja (<i>FTIR</i>).....	53
 CAPÍTULO 3	 57
RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: JIANGSU PREFERSOLAR PS-220M.....	57
3.1 Resultados de la inspección visual y recolección de datos para evaluación de las condiciones de operación del módulo fotovoltaico.....	58
3.2 Resultados de la evaluación de la funcionalidad del diodo en el módulo fotovoltaico	62
3.3 Resultados de la metodología <i>DS-1000C</i> ® para el análisis del comportamiento <i>I-V</i> del módulo fotovoltaico	63
3.4 Resultados de la identificación de defectos a través del análisis de imágenes infrarrojas (<i>IR</i>) en módulos fotovoltaicos.....	72

3.5 Resultados de la identificación de defectos mediante el análisis de imágenes por electroluminiscencia (<i>EL</i>) en módulos fotovoltaicos	75
3.6 Resultados de la evaluación del encapsulante del módulo expuesto a través de calorimetría diferencial (<i>DSC</i>), análisis termogravimétrico (<i>TGA</i>) y espectroscopia infrarroja (<i>FTIR</i>).....	78
3.7 Resultados de la determinación estadística de áreas inactivas de módulos fotovoltaicos a través de imágenes de electroluminiscencia (<i>EL</i>) y mediciones de eficiencia cuántica (<i>QE</i>).....	85
CONCLUSIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	103

RESUMEN

La industria solar fotovoltaica constituye uno de los sectores de la electrónica de semiconductores con los avances más progresivos en generación de energía sustentable. El desarrollo de certificaciones internacionales derivadas de la apertura del mercado eléctrico y la implementación de sistemas de control distribuido en procesos de manufactura, han establecido condiciones generales que predisponen que el 85% de los sistemas fotovoltaicos comercializados a nivel mundial sean procesados a partir de *Silicio Cristalino*. [1]

La producción de energía a partir de módulos fotovoltaicos (*PV*, por sus siglas en inglés) fiables, es de considerable interés para múltiples inversionistas del sector energético dado los altos costos asociados a generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Actualmente, la energía solar fotovoltaica representa una global y multimillonaria industria de suministro de energía rentable para distintos mercados en crecimiento. Sin embargo, al igual que con la mayoría de las tecnologías, el cálculo costo/beneficio varía según cada cliente y su aplicación potencial. Como resultado, el obstáculo más grande para su continua adopción, es la falta de información actualizada sobre su verdadera perspectiva técnica y económica.

La fiabilidad es un concepto que se define como la probabilidad de que un sistema realizará de forma satisfactoria la tarea para la cual fue diseñado, por un tiempo determinado y en un entorno específico. [2] En la práctica, un *PV* es una recopilación de sistemas y micro-componentes, que van desde interconexiones de cables a unidades complejas como controladores de seguimiento e inversores. Es fundamental para los especialistas técnicos evaluar la fiabilidad del sistema con el fin de optimizar las decisiones en el diseño, ingeniería, construcción y servicio.

Al analizar el desempeño de un *PV*, es importante reconocer dos clases distintas de fallas. Inicialmente, una probable interrupción en generación de energía, posteriormente, la degradación. Una interrupción es un estado en el que un *PV* o sub-elemento crítico no está en condición para la producción de energía. Por el contrario, la degradación es una fase en la que el sistema continúa funcionando, pero a un nivel por debajo de las expectativas. [3]

Los sistemas *PV* no están exentos de fallas, por lo que las investigaciones sobre este fenómeno continúan. No obstante, se ha podido definir su efecto a través de tres niveles diferentes dentro del sistema fotovoltaico: nivel celda, nivel módulo y nivel sistema.

El primer paso en la evaluación de la fiabilidad de todo *PV*, es definir un rendimiento teórico/técnico de acuerdo con el diseño y la métrica internacional estándar establecida, ya que los efectos de falla para diversos *PV* se presentan de forma diferente. En este contexto, los mecanismos de falla analizados en este trabajo, se fundamentan a partir de estudios de degradación que se llevaron a cabo bajo condiciones reales.

Este documento presenta los resultados de la investigación realizada en el *Laboratorio de Confiabilidad Fotovoltaica de la Universidad Estatal de Arizona (ASU-PRL)*, sobre la evaluación de los procesos de degradación en dos módulos fotovoltaicos *Jiangsu PreferSolar PS-220M* de *Silicio monocristalino*, el primero, expuesto a campo por cinco años, el segundo, un dispositivo nuevo.

En este trabajo de investigación se describió la configuración de las mejores prácticas de evaluación de módulos fotovoltaicos. El protocolo de resultados de las condiciones del módulo no expuesto se registró a través de las metodologías: Inspección visual *NREL*, evaluación de la funcionalidad del diodo, metodología *DS-1000C*[®], termografía infrarroja (*IR*), y electroluminiscencia (*EL*). Por otra parte, la documentación de las condiciones del módulo expuesto por cinco años, registró además de las metodologías antes descritas, resultados de las técnicas: eficiencia cuántica (*QE*), calorimetría diferencial de barrido (*DSC*), análisis termogravimétrico (*TGA*), espectrometría infrarroja por transformada de Fourier (*FT-IR*).

En el registro de inspección visual *NREL* se presenta el compendio de datos resultantes para los defectos visuales detectados. Con el análisis de funcionalidad del diodo se evidenciaron anomalías relacionados a fracturas internas del semiconductor, tanto para el módulo no expuesto como para el expuesto por cinco años. La metodología *DS-1000C*[®] reveló a través de la curva característica de *corriente-voltaje (I-V)* del módulo expuesto, efectos de pérdida de generación de energía, permisiblemente ocasionados por degradación de los componentes internos del dispositivo o fenómenos de punto caliente. Por otra parte, efectos de caída de tensión para el módulo no expuesto fueron detectados, la causa, incremento ordinario en la temperatura de operación.

Los resultados en la identificación de irregularidades térmicas a través del análisis de imágenes infrarrojas (*IR*), suministraron información visual detallada sobre el campo de temperaturas en la superficie del panel expuesto por cinco años, registrando puntos máximos en las celdas #1, #2, #16 con 57.5 °C, 57.1 °C y 57.2 °C. Caso contrario, el dispositivo no expuesto generó un perfil de temperatura consistente sobre su superficie en 49.6 °C.

Imperfecciones en celdas individuales de ambos módulos fueron reveladas durante la inspección de imágenes por electroluminiscencia. Se identificaron defectos visibles relativos e interferencias múltiples con tonalidades oscuras y grietas que constituyen desajustes globales en la generación de energía.

Técnicas como *DSC*, *TGA* y *FT-IR*, analizaron de forma exclusiva el estado del compuesto *EVA Film* para el módulo expuesto por cinco años. En *DSC* se comprobó que la temperatura máxima de operación antes de la fusión del compuesto polimérico es 75 °C. Por su parte, *TGA* permitió predecir la estabilidad térmica de la muestra a través de la variación del peso y el registro continuo de masa en función de la temperatura. La pérdida de masa en el material es de 2.53 mg cuando éste alcanza una temperatura promedio de 400 °C. Así mismo, la propagación del compuesto *Ácido Acético* formado a partir de la pirólisis del éster alifático del *Vinil Acetato* durante la exposición del módulo a la radiación solar, se precisa como el producto principal que favorece la degradación y se identifica a partir de la asignación de grupos funcionales que corresponden a diversas vibraciones detectadas mediante la técnica *FT-IR*.

Finalmente, se desarrolló la metodología de correlación *EL-QE* para el módulo expuesto por cinco años, con el fin de determinar la proporción de áreas inactivas presentes a nivel panel y celdas #1, #16, #50. El resultado, 10.42% de área inactiva total a nivel dispositivo fue calculada. Por otra parte, el análisis estadístico sobre las zonas inactivas en la celda #1 generó valores de: 26.32% sección superior, 52.23% sección media, 71.1% sección inferior. Para la celda #16 los valores fueron: 86.3% sección superior, 17.7% sección media, 2% sección inferior. Posteriormente, en la celda #50 los valores se constituyeron como: 2.91% sección superior, 1.81% sección media, 1.66% sección inferior.

En síntesis, las normas de calificación actuales y los dispersos procedimientos de prueba en diversas tecnologías y materiales que se encuentran diseñadas bajo normatividad, no reflejan del todo esta realidad a nivel industrial, puesto que el rendimiento y durabilidad de los sistemas fotovoltaicos aún se identifica como un obstáculo clave sobre la adopción generalizada de tecnología solar para la generación de energía.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama del método de cuatro puntas o método Kelvin, para mediciones de curva de $I-V$ de módulos fotovoltaicos.....	18
Figura 2. Esquema genérico de los componentes de un módulo fotovoltaico de $c-Si$.	31
Figura 3. Placa de Identificación de módulo <i>Jiangsu PreferSolar PS-220M</i>	34
Figura 4. Ficha técnica de módulo <i>Jiangsu PreferSolar PS-220M</i>	36
Figura 5. <i>DS-1000C</i> ®.....	63
Figura 6. Imagen termográfica del módulo <i>Jiangsu PreferSolar PS-220</i> no expuesto. .	72
Figura 7. Imagen termográfica del módulo <i>Jiangsu PreferSolar PS-220</i> expuesto por cinco años.....	73
Figura 8. Imagen de Electroluminiscencia del módulo <i>Jiangsu PreferSolar PS-220</i> no expuesto.....	75
Figura 9. Imagen de Electroluminiscencia del módulo <i>Jiangsu PreferSolar PS-220</i> expuesto.....	76
Figura 10. Estructura química de monómeros y copolímero <i>EVA</i>	82
Figura 11. Imagen el del módulo expuesto procesada por <i>Image J</i>	85
Figura 12. Algoritmo <i>Image J</i> . Representa a las selecciones definidas de píxeles de áreas inactivas en el módulo.....	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones físicas de obleas de <i>Silicio</i> comerciales.	25
Tabla 2. Herramienta de inspección visual para la evaluación de módulos fotovoltaicos.	58
Tabla 3. Herramienta de inspección visual para la evaluación de módulos fotovoltaicos.	60
Tabla 4. Funcionalidad del diodo.....	62
Tabla 5. Parámetros fotovoltaicos del panel no expuesto.....	66
Tabla 6. Parámetros fotovoltaicos del panel expuesto por cinco años.	69
Tabla 7. Parámetros fotovoltaicos promedio del panel no expuesto y expuesto por cinco años.....	70

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Curvas <i>I-V</i> de módulo no expuesto.	64
Gráfica 2. Correlación P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , FF , Irradiancia vs temperatura módulo no expuesto.	65
Gráfica 3. Correlación temperatura módulo no expuesto vs tiempo.....	66
Gráfica 4. Curvas <i>I-V</i> de módulo expuesto por cinco años.	67
Gráfica 5. Correlación P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , FF , Irradiancia vs temperatura módulo expuesto por cinco años.	68
Gráfica 6. Correlación temperatura módulo expuesto por cinco años vs tiempo.....	69
Gráfica 7. Correlación tiempo vs P_{max} promedio módulo no expuesto y expuesto por cinco años.	70
Gráfica 8. DSC - EVA Film - Jiangsu PreferSolar PS-220 expuesto.	78
Gráfica 9. TGA - EVA Film - Jiangsu PreferSolar PS-220 no expuesto (A), expuesto por cinco años (B).	80
Gráfica 10. FT-IR - EVA Film - Jiangsu PreferSolar PS-220 expuesto (A), no expuesto (B).	83
Gráfica 11. Gráfica de distribución de áreas inactivas.	86
Gráfica 12. Análisis estadístico de la sección superior celda #1.	87
Gráfica 13. Análisis estadístico de la sección media celda #1.	88
Gráfica 14. Análisis estadístico de la sección inferior celda #1.	88
Gráfica 15. Eficiencia cuántica promedio por sección #1.	89
Gráfica 16. Eficiencia cuántica promedio por sección #1.	90
Gráfica 17. Análisis estadístico de la sección superior celda #16.	91
Gráfica 18. Análisis estadístico de la sección media celda #16.	92
Gráfica 19. Análisis estadístico de la sección inferior celda #16.	92
Gráfica 20. Eficiencia cuántica promedio por sección #16.	93
Gráfica 21. Eficiencia cuántica promedio por sección #16.	94
Gráfica 22. Análisis estadístico de la sección superior celda #50.....	95
Gráfica 23. Análisis estadístico de la sección media celda #50.	96
Gráfica 24. Análisis estadístico de la sección inferior celda #50.	96
Gráfica 25. Eficiencia cuántica promedio por sección #50.	97
Gráfica 26. Eficiencia cuántica promedio por sección #50.	98

CONTENIDO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS

Este documento se encuentra estructurado de la siguiente manera:

Capítulo 1. Se realiza una introducción sobre la anatomía y funcionamiento de un módulo fotovoltaico.

Capítulo 2. Este capítulo está dedicado a caracterizar el marco teórico relacionado con los principios de las técnicas para la determinación del rendimiento de módulos fotovoltaicos, tomando en cuenta la experiencia del analista que desarrolló este escrito.

Capítulo 3. Este capítulo hace referencia a la parte más trascendental del trabajo de investigación. Contiene los resultados del mismo, comenzando por la descripción general de los efectos producidos en los fenómenos de falla, hasta los aspectos que involucran el comportamiento final de un dispositivo solar en correlación con la degradación.

Conclusiones. En estos apartados se vierten las principales conclusiones derivadas de los resultados obtenidos en esta investigación.

Bibliografía. Se registran las referencias bibliográficas consultadas durante la realización de esta tesis.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Cuando se hace referencia al desempeño de un *PV*, el parámetro más importante es, por supuesto, el punto de potencia máxima P_{max} , que habitualmente se determina mediante la variación de la *tensión* de polarización directa a través del dispositivo bajo prueba en condiciones de iluminación. Posteriormente, se obtiene una curva *I-V* que representa la medición *corriente vs voltaje*.

La determinación precisa del rendimiento de un PV requiere de experiencia y conocimiento de las posibles causas que afectan las mediciones durante la evaluación del mismo. Las primeras aplicaciones de las celdas solares fueron desarrolladas para sistemas satelitales. Los diseñadores de estos dispositivos determinaron que era significativamente importante conocer cuanta energía se podría esperar de una celda solar individual en la órbita terrestre, es decir, cuando es iluminado por la radiación solar extraterrestre. Sin embargo, esto no se pudo determinar exactamente por dos razones: A) La naturaleza precisa de la irradiancia en la órbita terrestre solo puede ser estimada, y B) La luz solar en la superficie de la tierra es filtrada por la atmósfera. Por lo tanto, el rendimiento de las celdas solares en el espacio no puede ser medida bajo condiciones de laboratorio. [4]

Los problemas con las comparaciones de medición, impulsaron el desarrollo del concepto condiciones de reporte estándar (*SRC*, por sus siglas en inglés). Actualmente son denominadas condiciones de prueba estándar (*STC*, por sus siglas en inglés), las cuales consisten en precisar la temperatura del dispositivo, la irradiancia total y la irradiancia espectral bajo las cuales se realizan las mediciones del rendimiento de un *PV*.

Los fabricantes de paneles solares utilizan los parámetros *STC* cuando evalúan sus dispositivos en simuladores solares con tecnología *Flash Test*. Durante esta prueba, los módulos solares son expuestos a luz solar artificial con una intensidad de 1000 W/m^2 . Se debe tomar en cuenta que 1000 W/m^2 de irradiancia solar, sólo es alcanzado de forma natural alrededor del mediodía solar y depende también de las condiciones atmosféricas. La densidad atmosférica, es la longitud del camino óptico a través de la atmósfera de la Tierra para la luz que proviene del Sol. A medida que la luz pasa a través de la atmósfera, que es atenuada por la dispersión y absorción; la energía solar manifiesta menor potencia radiativa. [5]

En consecuencia, el cuerpo celeste en el horizonte aparece menos brillante que en su *Zenith*. Por otra parte, debido a que las condiciones *STC* son específicas para ensayos estrictos de laboratorio, se han desarrollado alternamente las pruebas para condiciones normales de operación *NOCT* (*Normal Operating Cell Temperature*), que incorporan mediciones más cercanas a la realidad para módulos expuestos a campo. Estas pruebas se llevan a cabo asumiendo las siguientes condiciones: 800 W/m^2 , un promedio de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ en la temperatura del aire y una velocidad media de viento de 1 m/s , con el lado posterior del panel expuesto a un techo que asegure la acumulación de calor debajo del mismo. [34] Para llevar a cabo el proceso de instrumentación y medición de la potencia en un *PV*, figura 1, es necesario considerar el siguiente diagrama de bloques eléctrico denominado *método de cuatro puntas* o *método Kelvin*, para interpretar como se ejecutan las mediciones de *corriente vs voltaje* de forma convencional. [35]

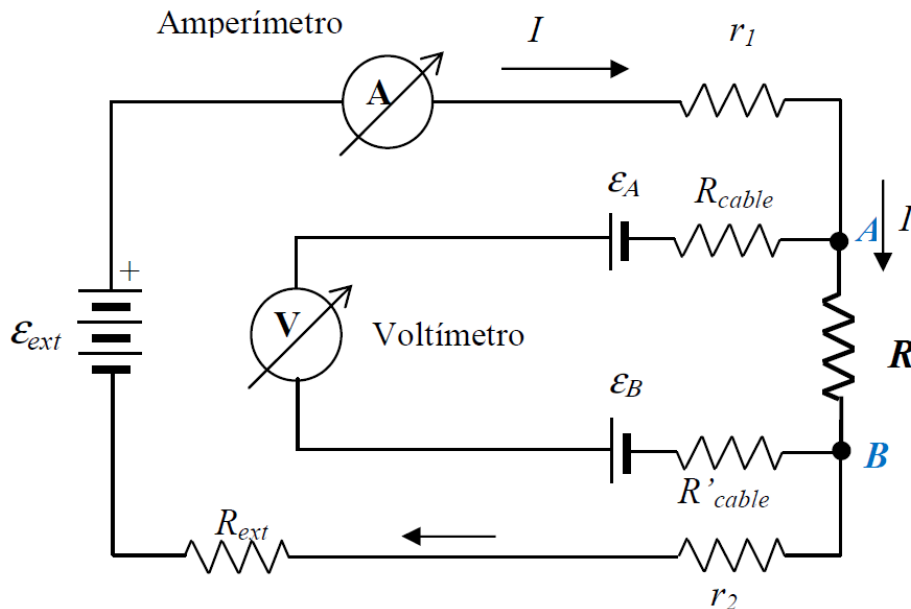


Figura 1. Diagrama del método de cuatro puntas o método Kelvin, para mediciones de curva de *I-V* de módulos fotovoltaicos.

Este método hace uso de dos circuitos conexos, uno interior y uno exterior. A lo largo del circuito exterior se hace circular un flujo de *corriente*; mientras que, en el interior, atraviesa un *voltaje* cuyas resistencias internas suelen ser superiores a los $10 \text{ M}\Omega$.

Por lo tanto, la *tensión* registrada por un *voltímetro* sería:

$$V^+ = \mathcal{E}_A + I^+ R - \mathcal{E}_B, \quad (1)$$

donde \mathcal{E}_A y \mathcal{E}_B representan los potenciales de contacto en cada unión. El superíndice (+), establece que la *corriente* circula como se indica en la figura 1. Es conveniente hacer notar que, al ocurrir un cambio de dirección en la *corriente* de la polaridad en la fuente de *tensión*, éste superíndice se invierte sin generar una alteración en el resto del circuito, generando de esta forma, la anulación del efecto de los potenciales de contacto.

Lo dicho hasta aquí supone que, prácticamente toda la *corriente* circula por el circuito exterior sin generar una caída de *tensión* en R_{cable} y R'_{cable} (resistencias de los cables de conexión). \mathcal{E}_{ext} , es la fuente externa de potencial, mientras que R_{ext} es una resistencia limitadora de *corriente*. [35]

Por lo tanto, se deduce que, una conexión llevada a cabo por el *método de cuatro puntas* o *método Kelvin* para un módulo fotovoltaico bajo prueba, permite que el *voltaje* cruce a través del dispositivo evitando caídas de *tensión* a lo largo del cableado del circuito de medición de *corriente*. El panel solar es iluminado, la carga es variable y el punto de operación del instrumento cambia, lo que permite que la *corriente* y el *voltaje* sean capturados a lo largo de la curva *I-V*. Típicamente, todo el proceso de medición es controlado por un ordenador. [7]

Cabe mencionar que cualquier fuente de luz de simulador utilizada tendrá fallas de uniformidad espacio-temporales e inestabilidades derivadas de la irradiación espectral y tiempo de iluminación. Normalmente las mediciones realizadas en el exterior tendrán una iluminación uniforme en el plano de prueba (menos del 1% de la variación espacial) e irradiación estable durante largos periodos de tiempo.

En aplicaciones de mayor potencia, una carga usualmente utilizada para las mediciones *I-V* es un capacitor. El capacitor es inicialmente descargado y conectado en serie con el generador *PV* para ser probado, cualquier *corriente* producida por el dispositivo solar se almacena aquí. Cuando este es iluminado, el *voltaje* a través del mismo se encuentra cerca de cero. A medida que el capacitor se carga, el *voltaje* del mismo capacitor y la *tensión* del generador solar se incrementan, de este modo se circula a través de la curva *I-V*. La carga se detiene cuando la *corriente* pasa a cero. Esta técnica tiene la ventaja de no disipar grandes cantidades de energía. [8]

La curva I - V de un dispositivo PV bajo iluminación se encuentra relacionada con la temperatura y debe tenerse en cuenta al realizar las mediciones de desempeño. Típicamente la *corriente* de corto circuito (I_{sc}), posee una dependencia mínima al incremento de la temperatura, este efecto es causado por el desplazamiento de la banda prohibida del semiconductor hacia longitudes de onda donde pueden generarse temperaturas más altas. [9]

Por el contrario, el *voltaje* a circuito abierto, V_{oc} y la potencia máxima, P_{max} , decaen rápidamente al aumentar la temperatura. Estas dependencias son la razón de realizar los experimentos de rendimiento bajo STC o $NOCT$.

Teóricamente, las temperaturas medidas deberían ser tomadas sobre las uniones del semiconductor, sin embargo, la única temperatura que se puede medir es en la superficie trasera de una celda solar individual. Para los módulos, no es posible ponerse en contacto con las celdas individuales, por lo que la prueba se ve comprometida y deben emplearse sensores de temperatura o termopares para las superficies posteriores.

Una serie de medidas de diagnóstico esenciales son utilizadas extensamente en la investigación y desarrollo de módulos fotovoltaicos. Dos de estas ampliamente reconocidas son I - V en Oscuridad ($Dark I$ - V) y Eficiencia Cuántica (QE). I - V en oscuridad muestra como el dispositivo fotovoltaico opera como una unión p - n y es utilizado para obtener información acerca de la resistencia en serie, resistencia en paralelo y el factor de calidad del diodo. [10] Por otra parte, QE , es un dato fundamental que proporciona información sobre pérdidas ópticas debidas a procesos de reflexión y efectos de recombinación de los portadores de carga.

Análogamente, la *corriente* inducida por haz de láser (*Laser Beam Induced Current*, $LBIC$), es una técnica que produce un mapa de la respuesta del dispositivo mediante un barrido de punto laser a través de la superficie frontal y la medición de la *corriente* resultante. [36] Estos mapas pueden identificar de forma analítica las pérdidas de potencia y simplificar investigaciones diagnósticas de búsqueda de grietas en celdas solares de *Silicio Cristalino*. $LBIC$, es usado además para determinar la generación de fotocorriente. [11] Finalmente, otras técnicas que se han vuelto cada vez más populares, son el mapeo térmico a través de *Imágenes Infrarrojas* (IR) y la metodología de *Electroluminiscencia* (EL).

El estudio *IR*, mide las variaciones de temperatura en la superficie de un módulo y genera matrices que son especialmente útiles para la localización de puntos calientes, que pueden ser causados por una serie de condiciones de fractura interna de las celdas individuales del panel. [12]

EL, es una medición generadora de imágenes que permite detectar defectos que pueden interferir en el rendimiento y vida útil del módulo fotovoltaico. Se aplica *tensión* a las conexiones de módulos. La respuesta es una recombinación radiativa de los electrones en las celdas, la cual a su vez produce una radiación de fotones. El módulo emite luz con una radiación del rango *Infrarrojo Cercano (NIR)*, es decir, en el rango espectral invisible para el ojo humano. La radiación fotónica emitida se capta con una cámara de electroluminiscencia. [13]

El propósito de evaluar el desempeño y confiabilidad de módulos fotovoltaicos a través de pruebas estandarizadas, es que los experimentos llevados a cabo, indiquen que ciertos diseños de dispositivos tendrán un rendimiento determinado y expectativa de garantía, además de comprender que todo componente dentro o fuera de los mismos, es susceptible a degradación. Es imprescindible conocer cada posible mecanismo de fallo y cuantificarlo.

OBJETIVO

Objetivo general:

Integrar un estudio analítico sobre el rendimiento operacional, fiabilidad a largo plazo y tendencias tecnológicas de los sistemas y componentes fotovoltaicos.

Objetivos específicos:

A) Incorporar experiencias adquiridas debidas al monitoreo de procesos de degradación de celdas solares de *Silicio monocristalino*.

B) Proveer una visión general de las diversas particularidades de los diferentes equipos de medición de módulos fotovoltaicos.

CAPÍTULO 1

c-Si, ANATOMÍA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

1.1 MÉTODOS DE PREPARACIÓN DEL CRISTAL DE SILICIO

Czochralski (oblea c-Si): Se considera el método más común para el crecimiento de lingotes cristalinos individuales. Consiste en tirar lentamente de una semilla orientada de *Silicio* fundido hacia el contenido de un crisol de cuarzo puro. [14]

Policristalino (oblea mc-Si): Se fundamenta en el control de la extracción de calor de la masa fundida de un crisol de cuarzo, de tal manera que la interfaz entre la creciente sólida y el lingote es lo más plana posible. Análogamente, el *Silicio* crece en grandes columnas de unos pocos centímetros de sección a una altura aproximada de 25 cm. Las impurezas se segregan hacia la parte superior del lingote. Los pasos críticos para asegurar un proceso de alto rendimiento se fundamentan en el diseño del horno, su control térmico, y la calidad de los crisoles de cuarzo donde es depositada la materia prima del semiconductor. [15]

Colada electromagnética continua: La técnica hace uso de una bobina especializada que induce *corriente* sobre un circuito diseñado para impulsar la masa fundida del material semiconductor hacia las paredes de un crisol. El proceso se lleva a cabo en un ambiente de argón a ligera sobrepresión. El extremo superior está abierto para que el lingote sea tirado hacia la parte inferior del crisol mientras se añade nuevo material de alimentación. El lingote resultante es una barra de aproximadamente 240 kg. [16]

Zona flotante: Durante el método de crecimiento de la zona de flotación, una zona de material fundido es hendido a lo largo de una varilla de *Silicio*, este proceso reestructura el semiconductor *policristalino*, dejando tras de sí *Silicio monocristalino* purificado. [17]

1.2 FORMACIÓN DE LA HOMOUNIÓN EN CELDAS SOLARES DE SILICIO

El siguiente paso en la producción de la celda de *Silicio* de cristal único o multicristal, es crear la unión *p-n*. Para los semiconductores con aplicaciones electrónicas, las uniones *p-n* son creadas a través de los métodos de crecimiento epitaxial e implantación de iones. [18] Estas técnicas se ejecutan dinámicamente en uniones que tiene áreas en el rango de 10^{-12} m², no obstante, para celdas fotovoltaicas con zonas de unión en el rango de 10^{-2} m², el tiempo que se necesita para producir la unión *p-n* se incrementa notablemente.

Por lo tanto, debido a las limitaciones de costo, las uniones $p-n$ en las celdas fotovoltaicas de $c-Si$ son formadas principalmente a través de tecnología por difusión.

La técnica de implantación de impurezas por difusión consiste en la disolución de un dopante en un disolvente (*Silicio*). Teniendo en cuenta que, la solubilidad de un sólido dentro de otro es reducida, es necesario trabajar a temperaturas elevadas, típicamente entre 850 °C y 1150 °C. Existen dos categorías de procesos de difusión. En el primero, la oblea es calentada en una atmósfera que contiene átomos dopantes a una concentración constante. Estos penetran la parte interna del material y dan lugar a un perfil de distribución de dopante a máxima superficie. Por otra parte, cuando la región del semiconductor presenta una determinada concentración de impurezas y el material es llevado a temperaturas elevadas sin aportación de nuevos átomos dopantes, se presenta un proceso de difusión desde las regiones más dopadas hacia las menos dopadas. Cabe señalar que, este segundo proceso predispone un incremento en la penetración del dopante hacia el cristal de *Silicio* para disminuir la concentración superficial. [19]

1.3 ESPECIFICACIONES FÍSICAS DE LAS CELDAS SOLARES DE SILICIO PARA SU MANUFACTURA EN SERIE

Las celdas solares de *Silicio*, son generalmente clasificadas en términos de resistividad, contenido de oxígeno y carbono. Estos datos se presentan en algunas de las especificaciones comerciales del productor. Tabla 1. [15]

Tabla 1. Especificaciones físicas de obleas de *Silicio* comerciales.

Parámetro	Valor
<i>Tipo</i>	P (Dopado - Boro)
<i>Resistividad</i>	0.5 - 3 Ohm cm
<i>Oxígeno (c-Si)</i>	$<1 \times 10^{-18}$ at/cm ³
<i>Oxígeno (mc-Si)</i>	$<8 \times 10^{-17}$ at/cm ³
<i>Carbono (c-Si)</i>	$<2 \times 10^{-17}$ at/cm ³
<i>Carbono (mc-Si)</i>	$<1 \times 10^{-18}$ at/cm ³

1.4 TECNOLOGÍA DE CORTE DE OBLEAS DOPADAS Y ESPECIFICACIONES GEOMÉTRICAS DE LAS CELDAS SOLARES DE SILICIO

La tecnología de corte utilizada en la industria fotovoltaica se basa en el corte con hilo tipo diamante. Una sierra de alambre de control cónico, tiene la capacidad de variar la superficie del semiconductor a través del empuje de un alambre fino con un espesor de 160 μm en una solución a base de abrasivos de alta precisión mecánica. El proceso es completamente automatizado.

La mayoría de los sustratos de obleas utilizadas en instalaciones de producción de módulos fotovoltaicos, tienen dimensiones relativas a los diámetros de los cilindros de *Silicio monocristalino* y *cubos de Silicio policristalino*, que, esencialmente son: 10.5 cm a 15.6 cm. Paralelamente, con el fin de maximizar la densidad de *corriente*, las obleas son seccionadas en geometrías cuadradas o pseudo-cuadradas.

Las líneas de control de corte de diversos productores de obleas modelan espesores aproximados a 300 μm . Una vez hecha esta precisión, los tamaños generales de la oblea para los casos *monocristalino* y *policristalino*, se limitan a un área de 243.36 cm^2 como máximo, con el fin de mantener los rendimientos mecánicos de la producción bajo calidad estándar. [20]

1.5 PARTICULARIDADES DEL PROCEDIMIENTO RCA® SOBRE LA ELIMINACIÓN DE IMPUREZAS EN OBLEAS DE SILICIO UTILIZADAS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En los procesos de limpieza de semiconductores de alta eficiencia, resalta la metodología denominada RCA®. Werner Kern, desarrolló el procedimiento básico en 1965, mientras trabajaba para la compañía *Radio Corporation of America*. [21]

A continuación, se describen los procesos químicos realizados en secuencia:

- ① Eliminación de componentes orgánicos.
- ② Eliminación de capas de óxidos.
- ③ Eliminación de contaminación iónica.

Primera etapa: Denominada *Standard Clean (SC-1)*, se realiza a través de la inmersión de las obleas de *Silicio* en una solución compuesta por agua desionizada (*DI*), *Hidróxido de Amonio* (NH_4OH) y *Peróxido de Hidrógeno* (H_2O_2), a una temperatura de 80 °C por 10 minutos. Esta mezcla elimina residuos orgánicos, sin embargo, este tratamiento produce una capa delgada de *Óxido de Silicio* sobre la superficie del semiconductor. Dentro de este contexto, ha de considerarse una inmersión adicional. Una solución de *Ácido Fluorhídrico y Agua* ($\text{HF} + \text{H}_2\text{O}$) a temperatura controlada de 25 °C por 15 segundos, es utilizada para disolver la capa de *Óxido de Silicio* y otra fracción de contaminantes iónicos.

Segunda etapa: Con el fin de eliminar eficazmente las trazas restantes de contaminantes iónicos, se lleva a cabo una tercera inmersión en otra solución compuesta por agua desionizada, *Ácido Clorhídrico* (HCl) y *Peróxido de Hidrógeno* (H_2O_2), a una temperatura de 80 °C por 10 minutos. Este procedimiento genera una capa pasivadora sobre la superficie del material. Así mismo, protege al semiconductor de una probable contaminación posterior.

1.6 TEXTURIZADO SUPERFICIAL EN CELDAS SOLARES DE SILICIO

Los sustratos de *Silicio* utilizados en celdas solares comerciales presentan una superficie irregular derivada del proceso de corte. Una capa con espesor de 10 μm entre caras, es removida mediante ataque químico. Se utiliza aproximadamente 30% de una solución acuosa basada en *Hidróxido de Sodio* (NaOH) a una temperatura de 90 °C. El proceso es llevado a cabo de forma paulatina, de lo contrario, un ataque demasiado dinámico o prolongado puede producir micro defectos en los límites de grano. Esto puede generar problemas de interrupción en la colección de portadores de carga.

Concluido el proceso por ataque químico, se procede con el texturizado de la parte frontal de la oblea del semiconductor. Tal estructura es creada con la finalidad de reducir la reflexión óptica de 35% a menos del 10%. Esta técnica, asegura que los rayos de luz incidentes se acoplen dentro de la celda solar, bajo un ángulo oblicuo, por lo que la probabilidad de escape de los fotones por efecto de reflexión en la superficie frontal y trasera, disminuye. Este efecto de atrapamiento resulta en la mejora de la eficiencia cuántica interna en el intervalo de longitudes de onda de 750 - 1000 nm. [22]

1.7 METALIZADO Y FORMACIÓN DE CONTACTOS EN CELDAS SOLARES DE SILICIO

El proceso de formación del contacto frontal es uno de los pasos más trascendentales en el procesamiento de celdas solares. En síntesis, si el área del contacto es demasiado amplia, puede bloquear los fotones incidentes al semiconductor. Por otro lado, un área de contacto reducida, incrementa la resistencia en serie.

Los métodos especializados de manufactura industrial para la formación de contactos son:

Capa *tipo n*: Metalizado por ranurado láser e Impresión de malla.

Capa *tipo p*: Metalizado por evaporación térmica.

En el primer método, los contactos son formados dentro de ranuras modeladas a través del uso de dispositivos de corte láser. Posteriormente, la fase de metalización, es obtenida mediante un proceso de chapado auto-alineado de *Níquel (Ni)*, *Cobre (Cu)* y una capa delgada de *Plata (Ag)*. [23]

En el segundo método, una malla de poliéster es acoplada sobre un marco metálico predeterminado. Posteriormente, se cubre por una capa foto-emulsiva. Las aberturas que definen el patrón-contacto, son formadas a partir de técnicas por fotolitografía. Una pasta de plata altamente conductiva, es estrujada por un riel de goma a través de las aberturas de la malla a una presión establecida.

Finalmente, la formación del electrodo posterior y la pasivación de esta superficie, es lograda en una única etapa mediante la superposición de una capa de aleación *Aluminio-Silicio (Al-Si)*, a través de la tecnología por evaporación térmica. [23]

1.8 TIPOS DE RECUBRIMIENTO ANTI-REFLECTANTE PARA CELDAS SOLARES DE SILICIO

Después de fijar los contactos en el material, es depositado mediante evaporación térmica a vacío constante, un revestimiento anti-reflectante con un espesor aproximado de $0.15 \mu\text{m}$. Este recubrimiento, es utilizado típicamente para reducir el fenómeno de reflexión de la luz dentro del panel fotovoltaico, al aumentar la transmisión de la misma. Los recubrimientos más utilizados son: *Óxido de Aluminio* (Al_2O_3), *Óxido de Silicio* (SiO_2), *Óxido de Magnesio* (MgO), *Óxido de titanio* (TiO_2). [24]

1.9 LA CELDA SOLAR, c-Si

El producto resultante de los procedimientos descritos anteriormente de acuerdo con el diseño estructural del semiconductor, recibe el nombre de *celda solar*. Este dispositivo se caracteriza por convertir directamente la energía de los fotones provenientes del Sol en electricidad. Su operación se fundamenta en el efecto fotovoltaico. [25] Cabe señalar que, este tipo de material semiconductor se comporta como un diodo. [25] La parte expuesta a la radiación solar es la capa *tipo n*, y la parte situada en la zona de oscuridad es la capa *tipo p*. A través de los contactos metalizados, obtenemos el producto de la generación de potencia en función de la cantidad de radiación recibida.

1.9.1 PARÁMETROS ELEMENTALES DE IDENTIFICACIÓN DE CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA CELDA SOLAR DE SILICIO

Tensión a circuito abierto (V_{oc}): Es la máxima *tensión* obtenida de los extremos o terminales cuando el dispositivo no se encuentra conectado a una carga.

Corriente de corto circuito (I_{sc}): Es el máximo valor de *corriente* que puede circular a través del semiconductor cuando sus terminales se encuentran en cortocircuito.

Cuando la celda solar es conectada a una carga, los valores de *tensión* e intensidad de *corriente* varían. Existirán dos valores para los cuales la potencia entregada será máxima: V_{max} , *tensión* máxima e I_{max} , intensidad de *corriente* máxima; estos, siempre serán menores a V_{oc} e I_{sc} . En función de estos valores, la potencia máxima que puede entregar una celda solar será: (1)

$$P_{max} = V_{max} * I_{max} \quad (2)$$

Esta relación nos permite definir el parámetro denominado *Factor de Forma (FF)*, y se calcula a través de la siguiente expresión: [2]

$$FF = \frac{V_{max} * I_{max}}{V_{oc} * I_{sc}} \quad (3)$$

Así pues, el *FF*, es el cociente entre la máxima potencia que puede entregar la celda solar y el producto de la *tensión a circuito abierto* y la *corriente* de corto circuito. Los valores típicos de *FF* en celdas solares de *c-Si* son: 0.7 a 0.8. Cabe subrayar que, de acuerdo con la interconexión de obleas, una conexión en serie proporcionará un incremento sobre la *tensión* final en los extremos de la celda solar equivalente. Por otra parte, una conexión en paralelo permitirá aumentar la intensidad total del conjunto de celdas.

Eficiencia en la conversión de energía (η): La eficiencia de conversión de una celda solar, se determina a través de la relación entre la máxima energía extraída del semiconductor P_{max} y la energía total incidente P_{in} : (3)

$$n = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{max} * I_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{sc} * V_{oc} * FF}{P_{in}} \quad (4)$$

1.9.2 EL PANEL FOTOVOLTAICO DE c-Si

Llegados a este punto, el conjunto de obleas del semiconductor de *Silicio*, es montado al módulo mediante interconexión de cintas metálicas de *Aluminio* (*Al*). A continuación, este conjunto es ensamblado a la base del panel, posteriormente, es laminado en vidrio junto con un material encapsulante. Finalmente, el empalme, es acoplado a una estructura de soporte o marco.

Las propiedades mecánicas más importantes para los paneles fotovoltaicos, están asociadas a la fuerza de sus componentes estructurales; en respuesta a las fuerzas dinámicas y estáticas a los que son sometidos. Por otro lado, las propiedades químicas, son aquellas relacionadas con la degradación de los materiales debido a la corrosión y exposición continua a altas temperaturas de operación.

En consecuencia, para los diseñadores, es de gran interés realizar un análisis detallado sobre las propiedades térmicas del dispositivo, con el fin de determinar los efectos de expansión térmica y contracción, además de las tensiones térmicas resultantes.

Un módulo fotovoltaico proporciona en su salida un *voltaje* continuo, y es diseñado para valores ordinarios: 6 V, 12 V, 24 V. Estos parámetros definirán la *tensión* a la que trabajará un arreglo fotovoltaico. En el siguiente esquema de diseño, se destacan los componentes principales de un panel solar. Figura 2.

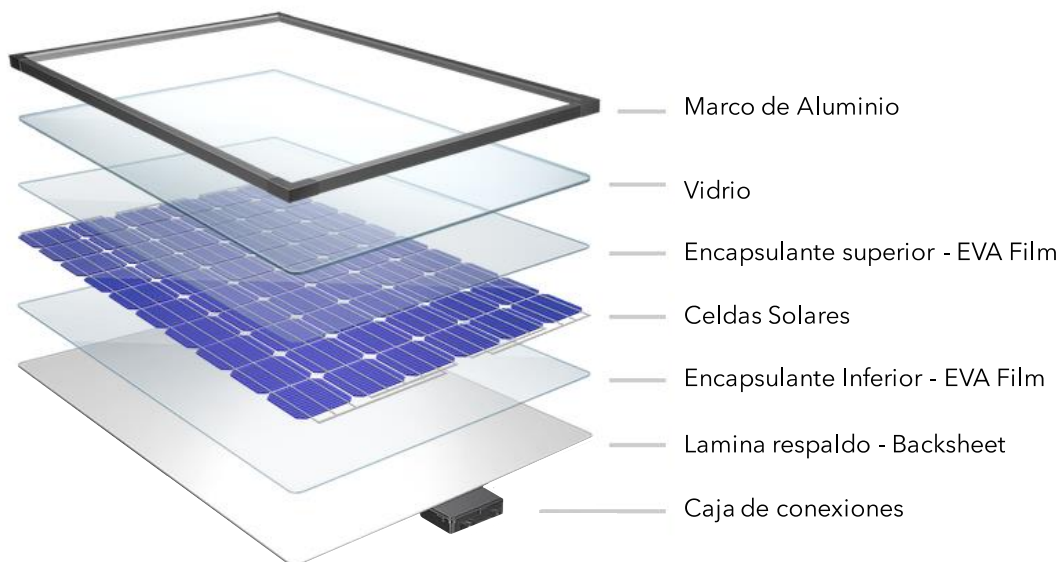


Figura 2. Esquema genérico de los componentes de un módulo fotovoltaico de c-Si.

Marco de Aluminio: Está destinado para alojar y proteger el panel solar contra corrosión e impactos. Las aleaciones más comunes son: 6060, 6061, 6063, con un templeado tipo T3, T4 o T5. El tratamiento superficial o anodizado se lleva a cabo mediante electroforesis.

Vidrio: Se trata de un material cerámico amorfo con espesor típico de 3.2 mm y texturizado anti-reflectante. Se procesa mediante tratamiento térmico o químico para aumentar su rendimiento de carga mecánica. Dispone de una capa anti-reflejo hidrofóbica que aumenta la absorción de luz y reduce la acumulación de polvo en la superficie.

Encapsulante: Etilenvinilacetato (EVA), es un polímero de adición formado por unidades repetitivas de Etileno y Acetato de Vinilo. Como encapsulante, ofrece estabilidad ante la presencia de factores que pueden provocar efectos de degradación. Altamente transparente, posee cierta flexibilidad para proteger las celdas solares de probables impactos y es capaz de proporcionar aislamiento eléctrico para evitar el riesgo de incendio. [26]

Celdas Solares: La calidad de las celdas influye directamente en las características de un módulo y, por tanto, resulta esencial la composición del *Silicio* utilizado.

Lamina respaldo - Backsheet: Fabricado a partir de *Polifluoruro de Vinilo* (CH_2-CHF)_n, es un polímero semicristalino desarrollado por Dupont bajo el nombre comercial *Tedlar*®. Este material, proporciona estabilidad térmica y resistencia a la abrasión generada por agentes atmosféricos.

Caja de conexiones: Aloja al conjunto de interconexiones del generador fotovoltaico y diodos de derivación (*Bypass Diode*). Las cajas de conexiones son similares en módulos con la misma *tensión* nominal. Se suministran con cables simétricos de longitud ~ 1 m, con un conector positivo (+) y un conector negativo (-). Disponen de un rango de temperatura de trabajo comprendido entre - 40 ~ + 85 °C. Cabe mencionar que, los diodos de derivación protegen al módulo contra variaciones de *tensión*, además de los denominados efectos de punto caliente (*Hot Spot*). [27]

Los módulos fotovoltaicos requieren del uso de selladores de alta calidad para el pegado de las cajas de conexiones. La *Silicona* posee alta adhesión a la mayoría de los sustratos utilizados en la fabricación de paneles, por lo que ofrece efectiva protección contra la humedad.

1.9.3 INTERPRETACIÓN DE LA PLACA DE IDENTIFICACIÓN Y FICHA TÉCNICA DEL FABRICANTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Las especificaciones técnicas que se consideran al seleccionar un panel con particularidades determinadas, cumplen con una serie de regulaciones y normas. Cada módulo solar está provisto de una placa de identificación (*Nameplate*), y ficha técnica (*Datasheet*), que el productor proporciona para exhibir las condiciones de calificación bajo las cuales se notifican los parámetros de rendimiento y normalización.

En la práctica, existe cierta desviación sobre los valores teóricos proporcionados por el fabricante. El propósito de estas regulaciones, es definir los requerimientos de nomenclatura que los documentos técnicos deben ostentar para ser considerados por una instancia certificadora.

Con respecto a esta premisa, sirva de caso la información correspondiente a la placa de identificación y ficha técnica del fabricante de módulos fotovoltaicos *Jiangsu PreferSolar Photovoltaic*, cuyo modelo PS-220M es empleado en esta investigación. El complemento de requerimientos técnicos que se incorpora en este conjunto de datos muestra, debe ser integrado por los siguientes elementos como mínimo:

A) Datos de placa de Identificación acorde a esquema *IEC 61853-1*. [28] Figura 3.

- ① Nombre y logotipo del fabricante o proveedor original.
- ② Tipo y número de serie.
- ③ Tensión máxima del sistema.
- ④ Potencia nominal (P_{max}) en STC (1000 W/m², 25 °C, masa de aire [AM] 1.5).
- ⑤ Máxima tolerancia de generación (-%, ± %) de P_{max} en STC.
- ⑥ Corriente nominal de corto circuito (I_{sc}), tensión a circuito abierto (V_{oc}), tensión en el punto máximo de potencia (V_{max}) y corriente en punto de máxima potencia (I_{max}).



ELECTRICAL CHARACTERISTICS

CELL TYPE	156 X 156 MONO SOLAR CELL
ITEM	PS-220M
Maximum Power (W_p)	220 W
Maximum Power Voltage (V_m)	29.8 V
Maximum Power Current (I_m)	7.39 A
Open circuit Voltage (V_{oc})	36.8 V
Short circuit Current (I_{sc})	8.00 A
Maximum Series Fuse	15A
No. of Diode	6
Number of Cells	60
Maximum System Voltage	1000 V_{DC}
Temperature coefficients of P_m	-0.37%/ °C
Temperature coefficients of V_{oc}	-0.34%/ °C
Temperature coefficients of I_{sc}	0.09%/ °C
Nominal Operating Cell Temperature	48 °C
Output tolerance	+/-3%
FF	>= 75%
Standard Test conditions	STC: AM 1.5, 1000 W/m^2 , Module Temperature 25°C

Figura 3. Placa de Identificación de módulo Jiangsu PreferSolar PS-220M.

B) Datos de ficha técnica acorde a esquema *IEC 61853-1*. [28] Figura 4.

- ① Incorpora datos y características que garantizan la calidad del suministro eléctrico.
- ② Potencia máxima y corriente de cortocircuito referidas a condiciones estándar, deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- ③ El tipo de cableado deberá asegurar que la caída de tensión en el generador y resto de los componentes del sistema no supere el 1% de la tensión nominal.
- ④ Indica coeficientes de temperatura para calcular la cantidad de energía que aumentará o disminuirá a medida que se incremente la temperatura.
- ⑤ Incorpora diodos de derivación para disminuir posibles averías debidas a sombras parciales.
- ⑥ Marco y soporte son diseñados según la normativa vigente de cada país para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos.



江苏皇冠煜华光伏有限公司

Product Introduction

ELECTRICAL CHARACTERISTICS			
CELL TYPE	156 X 156 MONO SOLAR CELL		
ITEM		PS-220M	
Maximum Power (Wp)		220 W	
Maximum Power Voltage (Vm)		29.8 V	
Maximum Power Current (Im)		7.39 A	
Open circuit Voltage (Voc)		36.8 V	
Short circuit Current (Isc)		8.00 A	
Maximum Series Fuse		15A	
No. of Diode		6	

Number of cells	60
Maximum system voltage	1000 VDC
Temperature coefficients of Pm	-0.37%/ °C
Temperature coefficients of Voc	-0.34%/ °C
Temperature coefficients of Isc	0.09%/ °C
Nominal Operating Cell Temperature	48 °C
Output tolerance	+/-3%
FF	>= 75%
Standard Test conditions	STC: AM 1.5, 1000w/m ² , Module Temperature 25°C
MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Size of module A x B x C	1650×992×46 mm
Installing hole E x F	1180×932 mm
Cable Length G	900 mm
Weight per piece	21.5 Kg
Packing Configuration	2 pcs per carton
Pallet Quantity	36 pcs/pallet
Loading Capacity	504 pcs/40ft;252 pcs/20ft
ABSOLUTE MAXIMUM RATINGS	
Operating Temperature	-40 °C — +85 °C
Storage Temperature	-40 °C — +85 °C
Dielectric Insulation Voltage	3000VDC max.

Figura 4. Ficha técnica de módulo Jiangsu PreferSolar PS-220M.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: PERSPECTIVA DEL ANALÍSTA

Nota: El protocolo de resultados para las condiciones del módulo no expuesto se registró a través de las metodologías no destructivas: Inspección visual NREL, evaluación de la funcionalidad del diodo, metodología DS-1000C®, termografía infrarroja (IR), y electroluminiscencia (EL).

Por otra parte, la documentación de las condiciones del módulo expuesto por cinco años, registró además de las metodologías antes descritas, resultados de las técnicas destructivas: Eficiencia cuántica (QE), calorimetría diferencial de barrido (DSC), análisis termogravimétrico (TGA), espectrometría infrarroja por transformada de Fourier (FT-IR).

2.1 INSPECCIÓN VISUAL Y RECOLECCIÓN DE DATOS PARA EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

La herramienta de recolección de datos denominada Inspección Visual, diseñada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos de América (NREL), ha sido desarrollada para facilitar la descripción de la condición de los módulos fotovoltaicos con respecto a su rendimiento al encontrarse expuestos en campo. La herramienta consta de diversas secciones cuyo único propósito es documentar el aspecto y las propiedades de cada parte del módulo solar para definir sus atributos y asegurar la colección de datos fiables.

La comprensión de cómo un módulo fotovoltaico se deteriora es crucial para poder predecir su vida útil, sobre todo en aquellas zonas geográficas cuyo clima experimenta cambios que exponen al dispositivo a diversos factores de estrés ambiental.

La primera sección de los datos de registro corresponde a la fecha, el lugar y nombre del analista. Deben incluirse además los campos de latitud y longitud, indicando la dirección con respecto a una posición en el ecuador (+ Norte, - Sur) o meridiano de Greenwich (+ Este, - Oeste).

En la siguiente sección se describe el tipo de tecnología que será evaluada: *mono-Si* para módulos compuestos por obleas de *Silicio monocristalino*, *multi-Si* para módulos estructurados por obleas de *Silicio policristalino*, *a-Si* para *Silicio amorfo*, *CdTe* para *Teluro de Cadmio*, *CIGS/CIS* para tecnologías desarrolladas en *Cobre*, *Indio*, *Galio* y *Selenio*. En caso de una tecnología nueva, se utiliza la insignia *otro tipo*.

Después de obtenidos los datos correspondientes a la tecnología del módulo, la inspección comienza con el lado posterior del mismo. Las certificaciones que figuran en la placa de identificación, indican la categoría y calificación que recibe el dispositivo con respecto a su desempeño eléctrico. Así mismo, la información relacionada con el nombre del fabricante, número de modelo y número de serie, deben ser registrados en los espacios correspondientes de la herramienta de inspección.

Ahora bien, los elementos subsecuentes que componen el proceso de inspección se centran en la evaluación de los componentes del módulo fotovoltaico de la siguiente forma:

① *Evaluación del vidrio de la parte trasera del módulo.* Si la constitución del dispositivo presenta simplemente una lámina respaldo (*backsheet*), la sección se describe como *no aplicable*. Caso contrario, la extensión del daño se categoriza como:

Pequeño y localizado, si el daño se limita a menos del 10% de la superficie del vidrio.

Extenso, si el daño afecta un área mayor al 10% de la superficie del vidrio y parezca estar asociada al fracaso en la generación de energía por parte del módulo fotovoltaico.

Para los módulos que exhiben cualquier tipo de desperfecto en esta sección, el analista debe destacar el tipo de daño aplicable de la siguiente manera:

- Agrietado
- Roto.
- Astillas.

② *Lámina respaldo – Backsheet.* Si el módulo no posee una hoja posterior, la sección debe ser marcada como *no aplicable*. Los dispositivos que presentan una lámina respaldo se evalúan con base en su apariencia, textura, calidad del material y evidencia de daño. El aspecto de este elemento se categoriza como:

- Como nuevo.
- Decoloración menor.
- Importante decoloración.

La decoloración considerada como menor, se referirá a un color que se describe como blanco-amarillento, mientras mayor decoloración con desprendimiento, se considerará defecto de textura y se evaluará como:

- Ondulado/deslaminado.
- Burbujas.

La fracción de área que presenta un tipo de daño en particular debe ser estimada visualmente e indicando el grado de avería comprendido entre <5% a 100%.

③ *Cables/Conectores*. Esta sección pertenece a los cables que sobresalen de la caja de conexiones y los conectores de los cables. Si no hay presencia de cables o conectores, la sección correspondiente se determina como *no aplicable*. Para los módulos que poseen estos elementos, la constitución de su recubrimiento deberá ser evaluada como:

- Como nuevo.
- Flexible pero degradado.
- Quebradizo al manipular.

Si los cables presentan daño extensivo, se categorizan como:

- Desintegrado.
- Marcas de quemaduras.
- Corrosión
- Mordeduras de animales.

④ *Caja de conexiones*. Para los dispositivos donde la caja de conexiones se encuentre incorporada dentro del marco del módulo, el analista registrará la sección como *no aplicable*. La evaluación del estado físico de la caja de conexiones en donde sus componentes presenten algún tipo de desgaste y su manipulación genere fragmentación, se considerará como *estructura poco sólida*, caso contrario, *como nuevo*. El daño en caja de conexiones se clasifica como:

- Roto.
- Quemado.
- Deformado.

Si el desgaste ha sido provocado por agentes ambientales se categoriza como:

- Daño por exposición UV.
- Abrasión.

La condición general de la tapa de la caja de conexiones se considerará *intacta*, si el encapsulante o sellador de *Silicona* se encuentra presente. Caso contrario se supondrá como *suelta o rota*. Cabe mencionar que, el analista debe evaluar qué tan bien se encuentran conectados los cables a la caja de conexiones, la calidad de la junta entre cables y caja de empalme al no existir un sello de *Silicona* uniforme, podría comprometer la estabilidad del dispositivo al permitir el ingreso de agua que provocaría la generación un arco eléctrico interior, por consecuencia un fallo generalizado.

⑤ *Marco/Puesta a tierra*. Si el diseño del módulo no presenta marco o el marco de mismo no es conductor, la sección se considera como *no aplicable*. Para dispositivos que carecen de un clip de referencia de conexión a tierra o para módulos que lo poseen, pero no se encuentra conectado, el analista deberá marcar como estado original de puesta a tierra como: *Sin conexión*.

⑥ *Marco*. En la inspección de apariencia del marco, el analista asignará alguna de las siguientes categorías:

- Como nuevo.
- Dañado.
- No presente.

Cualquier evidencia de alteración, incluyendo separación de las uniones, fractura, decoloración o corrosión, es considerada como defecto en la capa de anodizado. El analista clasificará la presencia de cualquiera de estas variaciones como:

- Defecto de fabricación del módulo fotovoltaico.
- Defecto generado durante su transporte.
- Defecto generado durante su instalación.
- Defecto generado debido al uso.

⑦ *Vidrio Frontal*. El material del panel frontal debe ser seleccionado entre las siguientes opciones:

- Vidrio.
- Polímero.
- Vidrio compuesto.
- Desconocido.

El analista determinará visualmente la calidad de la superficie del panel frontal acorde con la siguiente categoría:

- Superficie plana y sin texturas.
- Ligeramente texturizado (< 1mm).
- Textura pirámide/onda (~ 1 mm).

Si la fracción de área del panel frontal presenta depósitos causados por sedimentación de agua de lluvia, se calificará la sección como:

- Ligeramente sucio.
- Muy sucio.

⑧ *Metalización/Corrosión*. Este fenómeno se caracteriza por la presencia de productos de galvanizado que producen marcas cuyo efecto genera decoloración del encapsulante polimérico o pérdida local del material de la lámina posterior. En esta sección se determina visualmente la calidad de las interconexiones entre celdas y otros componentes internos acorde a la siguiente clasificación:

- Corrosión en líneas de conducción (*Gridlines*).
- Corrosión en cintas de conexión (*Busbars*).
- Corrosión en cinta de interconexión celular (*Cell Interconnect Ribbon*).
- Corrosión en interconexión de cadena de celdas (*String Interconnect*).

A condición de que, cualquier nivel de corrosión definido con anterioridad, no esté presente o no sea observable, el analista categorizará la sección correspondiente como *no aplicable/no observable*.

Por otra parte, si la fracción de área presenta señas particulares de metalización, el grado de avería se calificará como:

- Metalización mínima (< 5%).
- Metalización media (5% - 25%).
- Metalización mayor (50% - 70%).
- Metalización consistente (100%).

2.2 EVALUACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD DEL DIODO EN EL MÓDULO FOTOVOLTAICO

El diodo de derivación (*Bypass Diode*), acoplado en paralelo, protege a cada serie de celdas interconectadas o panel de posibles daños ocasionados por situaciones de sombreado parcial o mal funcionamiento debido a fracturas internas del semiconductor. Por otra parte, el diodo de bloqueo (*Blocking Diode*) acoplado en serie, evita que el flujo de *corriente* se invierta y circule nuevamente en él.

Físicamente, el diodo es el mismo, sin embargo, la forma en que es acoplado, genera los efectos de protección antes mencionados. La evaluación no destructiva de la funcionalidad del diodo, es llevada a cabo por el analista mediante el uso del dispositivo electrónico *Togami® Cell Line Checker*. Este instrumento, trabaja bajo el principio de *no contacto*, es decir, el transmisor principal es conectado a los bornes \pm , posteriormente un receptor inalámbrico permite escanear al módulo a través de la superficie del vidrio frontal. Una señal de alta frecuencia es aplicada por el transmisor, la cual es detectada por el receptor en modo de campo eléctrico o magnético.

① *Modo campo magnético*

- Detección de interferencia debida a corto circuito.
- Detección en la reducción de la *tensión* debida a nula funcionalidad del diodo ante sombreado.

② *Modo campo eléctrico*

- Detección de grietas en interconexiones del módulo.

A medida que el receptor es escaneado, una señal acústica, *beep*, indicará un estado de interconexión eléctrica estable, al detenerse la señal durante el análisis, se revelará la localización de la falla.

En síntesis, esta selección de modos, permite determinar la funcionalidad del diodo, además del estado eléctrico del ensamble de los componentes internos del módulo fotovoltaico.

2.3 METODOLOGÍA *DS-1000C*® PARA EL ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO I-V DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Las celdas solares que constituyen un módulo fotovoltaico poseen una respuesta espectral selectiva, ya que son sensibles a los cambios en la composición espectral de la radiación incidente. Variantes como la localidad, clima, estación del año, hora y temperatura, deben ser tomados en cuenta durante el procedimiento de medición para evitar que los datos de desempeño recopilados sean erróneos. En esta sección, el analista, procede con la metodología de obtención de curvas *I-V* de un módulo fotovoltaico a través del uso del dispositivo electrónico *DS-1000C*®.

El trazador *DS-1000C*® posee dos rangos de *corriente* seleccionables por el usuario (10A y 100A), además de tres rangos de *tensión* (600V, 60V y 6V) autoajustables al detectar una variación de *voltaje* del módulo evaluado.

El algoritmo y operaciones que realiza el trazador *DS-1000C*®, son llevadas a cabo mediante el uso del software *IVPC*®. *IVPC*® es un programa que trabaja bajo entorno Windows®. Cabe mencionar que la metodología de medición descrita, es no destructiva.

Los pasos básicos para utilizar el trazador de curvas mediante este software son:

- ① Conectar el trazador a un ordenador a través del puerto USB o RS-232.
- ② Conectar los bornes \pm del trazador a los bornes \pm del módulo a evaluar.
- ③ Conectar la celda solar de referencia y los termopares al trazador.
- ④ Encender el trazador de curvas y correr el software *IVPC*®.
- ⑤ Del menú archivo, seleccionar nueva curva *I-V*.
- ⑥ Ingresar datos de temperatura e irradiancia.
- ⑦ Realizar medición y guardar archivo para su análisis posterior.

2.4 IDENTIFICACIÓN DE DEFECTOS A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE IMÁGENES INFRARROJAS (IR) EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Distribuciones de temperatura anómalas en dispositivos fotovoltaicos son a menudo evidencia de fallas. Cuando las celdas solares se dañan, debido a defectos de fabricación o incidentes externos, la producción de energía disminuye y la eficiencia decae. La termografía infrarroja es una técnica que permite, a través de la radiación infrarroja que emiten los cuerpos, obtener un mapeo de la temperatura superficial del objeto en estudio. [12] El dispositivo que se utiliza en termografía se denomina *cámara de infrarrojos*. Su método de operación permite suprimir todo contacto invasivo con el objeto analizado, por lo que no afectará las condiciones físicas de los cuerpos observados.

Esta técnica, basa su desarrollo en el hecho demostrado por la física de que, todos los cuerpos emiten radiación infrarroja en una cantidad proporcional a su temperatura, siempre que se encuentren en un rango superior al cero absoluto (- 273.15 °C). La energía infrarroja, emitida desde el objeto evaluado, es transformada en señales eléctricas a través de un mecanismo denominado *microbolómetro*. [37]

Éste componente, convierte la energía emitida en tensión eléctrica que, una vez amplificada y procesada, se utiliza para la construcción de la imagen térmica monocromática. El principio básico se detalla a continuación:

Una cámara termográfica estándar posee una resolución de 320x240, capaz de proporcionar 76 800 puntos por imagen generada, con una diferencia promedio de temperatura entre ellos de 50 μ -Kelvin. La intensidad de la radiación detectada y

procesada por la cámara, es transformada en temperatura a través del empleo de la ecuación de Stefan-Boltzman [38], cuya expresión:

$$w = \varepsilon\sigma T^4 \quad (5),$$

denota que, σ es un valor constante y ε , es una propiedad de la superficie del objeto enfocado denominada emisividad. En síntesis, la tecnología de estos dispositivos, permite analizar sólidos opacos a la radiación infrarroja que cumplen con la ley de Kirchhoff, es decir, la radiación absorbida por un cuerpo, es también emitida sin modificar su temperatura. [39] En la práctica, no existen emisores perfectos y las superficies tienden a irradiar una menor cantidad de energía.

Con respecto al argumento anterior, conviene distinguir que, una celda o panel fotovoltaico que exhiba un patrón de sobrecalentamiento durante el análisis, producirá una imagen con un conjunto de patrones de fondo amarillo-rojo intenso. Por otra parte, una inspección que genere tonalidades azul-violeta, indicará regiones estables.

Esta cualidad, hace especialmente interesante el estudio de esta técnica para el control y mantenimiento de emplazamientos fotovoltaicos, inspección de soldaduras, localización de puntos calientes, detección del incremento en la resistencia eléctrica por defectos en conexiones, corrosión, componentes incorrectos o sobrecarga en subcomponentes de los sistemas solares.

A través de la cámara de infrarrojos, elementos con problemas potenciales pueden ser detectados y reparados antes de que se produzca un fallo generalizado. Sin embargo, no todas las cámaras termográficas son adecuadas para la inspección de celdas solares y módulos fotovoltaicos. Existen normas y directrices que deben seguirse a fin de realizar inspecciones eficaces y asegurarse de obtener conclusiones correctas.

En este apartado, el analista describe el procedimiento de la inspección de paneles solares con la cámara termográfica *FLUKE SmartView*[®]:

① Para lograr suficiente contraste térmico durante la inspección en campo, se necesita una irradiancia solar mínima de 500 W/m^2 . Para un resultado óptimo, es aconsejable realizar la inspección a una irradiancia de 700 W/m^2 o mayor.

- ② Se acoplan los bornes \pm del panel fotovoltaico en situación de corto circuito por espacio de 10 minutos. Un minuto después de este lapso, debe ser capturada la imagen térmica del módulo analizado.
- ③ Los módulos fotovoltaicos son montados generalmente en un marco metálico altamente reflexivo. En la práctica, esto significa que la cámara termográfica tomará como referencia la temperatura de este marco para comenzar con el mapeo.
- ④ Debido a que el algoritmo de visualización de la cámara se adapta automáticamente a las temperaturas de medición máximas y mínimas, diversas anomalías térmicas pueden ser no observadas de inmediato. Para lograr un alto contraste, es necesario ubicar la cámara en un soporte y esperar un minuto para la estabilización del detector.
- ⑤ Dado que la emisividad del vidrio del módulo solar es de ~ 0.85 , medir la temperatura de la superficie del vidrio, adquiere cierto reto, ya que la reflexión del vidrio es especular, lo que significa que los objetos circundantes con diferentes temperaturas pueden arrojar errores en la medición, provocando una mala interpretación en el perfil de generación de puntos calientes. Es necesario esperar un minuto más para la estabilización del detector.
- ⑥ El analista debe establecer un ángulo de visión adecuado durante la medición de puesta a punto. En este caso, incrementar la distancia desde el objetivo e intensificar la resolución de la cámara manualmente al punto máximo de píxeles, puede garantizar el incremento de la calidad de la imagen térmica.
- ⑦ Si el módulo presenta temperaturas comprendidas entre $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, es indicativo de problemas de interconexión. Si celdas individuales o cadenas de celdas, presentan un patrón de temperatura similar, la causa generalmente se podrá encontrar en diodos de derivación o de bloqueo fragmentados, corto circuito interno, o micro-fisuras debidas al desajuste de los materiales internos por manipulación incorrecta de los dispositivos durante el proceso de logística.
- ⑧ Para guardar las imágenes capturadas con la cámara termográfica, use la tarjeta de memoria extraíble que se incluye con el sistema *SmartView*[®], o conecte la cámara directamente a un ordenador.

⑨ La apertura de archivos para la visualización de las imágenes térmicas y la plantilla de informe del software *SmartView*[®], es intuitiva. En este sentido, el usuario posee control total sobre la plantilla de elementos de informe, debido a la similitud con los procesadores de texto más comunes.

2.5 IDENTIFICACIÓN DE DEFECTOS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE IMÁGENES POR ELECTROLUMINISCENCIA (EL) EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La luminiscencia en los semiconductores es una consecuencia de recombinaciones radiativas internas, es decir, la aniquilación del *par electrón- hueco* resulta en una emisión de fotones, que se produce cuando un exceso de portadores de carga libres se encuentra presente en un dispositivo fotovoltaico. El exceso de portadores de carga generados por la excitación debida a iluminación, produce el fenómeno de fotoluminiscencia, mientras que los portadores producidos por la inyección de carga eléctrica, resulta en electroluminiscencia. [40]

En condiciones de polarización directa, las celdas solares de *Silicio cristalino*, actúan como un diodo emisor de luz (*LED*), por lo cual, el fenómeno clave detrás de la caracterización de la electroluminiscencia, es la dependencia de la recombinación radiativa de los portadores de carga minoritarios debido a las transiciones llevadas a cabo entre la *banda de valencia* y la *banda de conducción* del semiconductor. A pesar de que este material no emite una fuente eficiente de electroluminiscencia, debido a su *banda prohibida indirecta*, la imagen *EL*, es capturada por una cámara *CCD* (*Charge-Coupled Device*), donde un control de circuitos internos compuesto de detectores y condensadores, se enlazan a un sensor equipado con una *matriz de filtros de Bayer* [41], cuya sensibilidad depende de su *circuito cuántico*, por lo que, una cierta cantidad de fotones que provienen del módulo fotovoltaico analizado, deben incidir sobre cada detector para producir corriente eléctrica. El número de electrones producido en el circuito interno del dispositivo de imagen es proporcional a la cantidad de luz recibida. Análogamente, el perfil obtenido es sometido a un proceso de corrección que consiste en restar de éste la señal producida por los componentes eléctricos de la cámara debido a excitación térmica (*campo oscuro*), lo que permite corregir defectos ópticos, además de diferencias en la sensibilidad de diferentes regiones de la *CCD*. En conclusión, una vez llevado a cabo éste procedimiento se obtiene una imagen por electroluminiscencia.

2.5.1 RELACIÓN DE IDENTIFICACIÓN DE DEFECTOS ENTRE ANÁLISIS DE IMÁGENES POR ELECTROLUMINISCENCIA (EL) Y EFICIENCIA CUÁNTICA (QE) EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se aborda el término *eficiencia cuántica* como aquella medida espectral resultante de la generación de corriente eléctrica de una celda solar, derivada de la incidencia de luz en un área de 1 cm^2 . Cuando un fotón es absorbido por un semiconductor que puede producir un *par electrón-hueco*, los portadores generados alcanzan la unión *p-n*, contribuyendo de esta forma a la producción de corriente, o bien, recombinándose sin ninguna aportación neta. Al margen de esta noción, la eficiencia cuántica se refiere al porcentaje de fotones que se convierte en corriente eléctrica cuando la celda solar se hace funcionar bajo condiciones de corto circuito.

Acorde con este criterio, el cociente entre el número de electrones extraídos y el número de fotones incidentes para cada valor de longitud de onda, permite identificar la sensibilidad de la celda solar ante cambios en los portadores que contribuyen a la fotocorriente. Los efectos de reflexión en la superficie, transparencia del material a los fotones de energía inferior a la banda prohibida del semiconductor y la recombinación de portadores debido a efectos eléctricos o degradación del laminado, hace que la eficiencia cuántica se reduzca.

Dentro de este contexto, se distingue que, analizar la eficiencia cuántica de una celda solar de *Silicio cristalino*, en correlación con la técnica de electroluminiscencia, proporciona una forma eficiente de visualizar la homogeneidad espectral o defectos del semiconductor, al llevar a cabo el registro del mapeo estadístico de la imagen originada. Para los fines de este argumento, tenemos como consecuencia que la obtención de una imagen de electroluminiscencia con adecuada resolución espacial (*áreas grises brillantes o áreas activas*), garantizaría una respuesta de alta *eficiencia cuántica* por fracción de área, mínima relación de resistencias internas, elevado flujo de corriente de corto circuito y un *factor de llenado (Fill Factor, FF)* admisible. Caso contrario, áreas oscuras o inactivas, revelaría fallos debidos a degradación de puntos de contacto internos, produciendo estrés térmico, incremento de la resistencia en serie y deterioro del revestimiento anti-reflectante.

Las celdas y módulos fotovoltaicos sufren de una variedad de defectos invisibles (*grietas, corrosión de contactos internos, humedad...*) que reducen su potencia de salida y estabilidad a largo plazo. La inspección visual ordinaria no puede determinar estos fallos. Recientes avances tecnológicos han impulsado el desarrollo de la visión artificial como herramienta para determinar la calidad en la manufactura de estos dispositivos.

En síntesis, la *electroluminiscencia*, es una eficaz técnica no destructiva que permite determinar la uniformidad espacial del semiconductor, al ser inducido un flujo de energía a través de los bornes \pm .

Para la implementación del consecuente proceso de inspección de módulos fotovoltaicos, el analista lleva a cabo una serie de pruebas de emisión acorde con el procedimiento descrito por el fabricante de cámaras de electroluminiscencia *SENSOVATION AG*, con software *SVC Camera Control*®:

- ① La formación de imágenes de electroluminiscencia se lleva a cabo en un ambiente de oscuridad, debido a que la cantidad de radiación del infrarrojo cercano (*1150 nm*) emitida por el módulo, es baja comparada con la radiación emitida por la iluminación de fondo.
- ② El ajuste longitudinal se realiza acorde con la métrica que proporciona el fabricante de la cámara: 1.5 m de distancia entre el módulo y el detector, lente exterior en 0.6, lente interno en 2.8.
- ③ Se acopla una fuente de poder de 127 V, 10 A, a los bornes \pm del módulo. Esta suministrará la energía que circulará por el circuito eléctrico interno del mismo. El valor de *corriente* de corto circuito (I_{sc}) del panel fotovoltaico utilizado, deberá ser multiplicado por el factor de corrección de la fuente (*FCF*) de poder, en este caso, [I_{sc} Módulo] (*FCF*).
- ④ Se ingresa el valor resultante del factor de corrección al software proporcionado por el fabricante. Una vez realizado este paso, el valor de la *tensión* se ajustará de forma automática.
- ⑤ Debido a que el sistema de visualización del software proporciona un panel de configuración para su algoritmo, el tiempo de exposición será modificado en función del tamaño del módulo solar a analizar. Es conveniente utilizar 30 000 msc de exposición para paneles con un área mayor a 1 m².

- ⑥ La intensidad de la luz emitida por el módulo fotovoltaico es proporcional a la *tensión*, por tal efecto, las regiones inactivas que se presenten durante la toma de imágenes, aparecerán como áreas oscuras, del mismo modo podrán ser detectadas micro-fisuras.
- ⑦ Los archivos generados por el software *SVC Camera Control*®, son completamente compatibles para ser analizados con cualquier procesador de imágenes de Windows®, IOS® o Linux®.

2.6 DETERMINACIÓN ESTADÍSTICA DE ÁREAS INACTIVAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A TRAVÉS DE IMÁGENES DE ELECTROLUMINISCENCIA (*EL*) Y MEDICIONES DE EFICIENCIA CUÁNTICA (*QE*).

Desarrollar obleas de semiconductor de *Silicio* con alta eficiencia de conversión es uno de los propósitos fundamentales para la reducción de costos en la manufactura de paneles fotovoltaicos. Las técnicas de caracterización *EL* y *QE* [29] proporcionan información espacial sobre el estado interno de las celdas solares. La información generada por estos métodos es de gran valor para el monitoreo de los procesos de fabricación del material. Así mismo, aquellos módulos solares que ya se encuentran en campo, pueden ser analizados para determinar su rentabilidad a largo plazo. Dicho de otra forma, desde el punto de vista del rendimiento, detectar la ocurrencia de fallas y la posible degradación de subcomponentes, permitirá a los analistas revelar las causas y efectos del bajo desempeño de estos dispositivos sobre condiciones de funcionamiento específicas. Las posibilidades de esta novedosa técnica han comenzado a ser exploradas.

En este apartado, el analista describe el procedimiento para la detección de áreas inactivas a través de la correlación *EL + QE* de celdas con daño específico.

- ① Es necesario recalcar que, en este punto, el experimento es destructivo. Conexiones individuales son realizadas por la parte trasera del módulo para extraer los bornes \pm de cada celda.

Tres obleas son seleccionadas, la primera con una pérdida de generación importante, la segunda con una pérdida de generación promedio y la tercera con escasa pérdida de generación. Los datos recopilados, serán utilizados para correlacionar la información producida por el tratamiento estadístico de imágenes de electroluminiscencia y el análisis de eficiencia cuántica.

② Dicho lo anterior, conviene puntualizar que, aquella imagen producida por la técnica de electroluminiscencia, será tratada digitalmente por el software *Image J*, cuyo algoritmo original [30] ha sido adaptado para calcular la cantidad de zonas dañadas presentes, convirtiendo la imagen de *EL* en un mapa numérico, proporcionando de esta forma una base de datos estadísticos con valores de área de pixeles definidos a escala de grises.

La información recopilada recibirá tratamiento estadístico para generar un gráfico de probabilidad de frecuencia vs. área y determinar el porcentaje de área activa o inactiva de las celdas seleccionadas. Los archivos generados por el software *Image J*, son completamente compatibles para ser analizados con cualquier procesador de imágenes de Windows®, IOS® o Linux®.

③ Áreas de celdas solares detectadas con desperfectos representados por contrastes oscuros, serán aquellas a analizar mediante el equipo de eficiencia cuántica a nivel módulo: *PV Measurements M-QE*®. Cabe mencionar que, el lente de este equipo proporciona un haz de luz de 1 cm², por lo que pueden efectuarse cuantas mediciones sean necesarias para completar el área de celda con desperfectos. Posteriormente, debe ser realizado un promedio de las mediciones de *QE* para obtener un solo valor.

④ Una vez graficado el promedio de la eficiencia cuántica del área de las celdas seleccionadas, el analista procede con la correlación de los datos. Un gráfico % *QE* vs. % *Área activa*, representará el incremento o decremento de la eficiencia cuántica al aumentar o disminuir el porcentaje de área activa.

⑤ En síntesis, conocer el porcentaje de área inactiva genera un dato de suma importancia. Es posible determinar la pérdida de *corriente* de corto circuito a partir de este valor. Es decir, se conoce que la *corriente* generada por la oblea de *Silicio* es proporcional a la cantidad de luz que incide sobre su área. Por lo tanto, una celda solar que presenta un porcentaje de áreas inactivas, representará estadísticamente a la pérdida de *corriente* de corto circuito que la oblea sufre cuando es expuesta a iluminación.

2.7 EVALUACIÓN DEL ENCAPSULANTE A TRAVÉS DE CALORIMETRÍA DIFERENCIAL (DSC), ANÁLISIS TERMOGRAVIMÉTRICO (TGA) Y ESPECTROSCOPIA INFRARROJA (FTIR)

La calorimetría diferencial de barrido (*Differential Scanning Calorimetry, DSC*) permite analizar aquellos procesos termofísicos en los que se producen variaciones entálpicas, tales como, determinación del calor específico, puntos de ebullición y fusión. [31] *DSC* es una técnica sensible a transiciones críticas de temperatura en función del tiempo, definiendo de esta forma un punto de máximo rendimiento térmico de los materiales que componen el producto evaluado.

En el análisis de los componentes del laminado de módulos fotovoltaicos (*EVA Film*), *DSC* mide el flujo de calor de la muestra con respecto a un material inerte de referencia. En este sentido, las temperaturas que se registran son las de las celdas metálicas que se introducen al equipo para llevar a cabo el proceso de medición.

El tipo de análisis que se realiza en materiales como *EVA Film*, puede ser *dinámico o isoterma*. En el *ensayo dinámico*, la muestra es sometida a procesos de calentamiento o enfriamiento constante para obtener la variación del flujo de calor en función de la temperatura. Por otra parte, en el *ensayo isoterma*, la muestra es calentada hasta una temperatura que será constante durante el resto del proceso. De esta forma, se obtiene la variación del flujo de calor en función del tiempo.

En este apartado, el analista describe el procedimiento para la preparación de las muestras a analizar por *DSC*:

① Dos celdas de aluminio diseñadas por el fabricante del equipo son pesadas en una balanza analítica. La primera, vacía, debido a que será la celda de referencia. La segunda, tendrá como contenido al *EVA Film*. Normalmente estas celdas son selladas para impedir la descomposición de la muestra. Los pesos se registran.

② Los pesos obtenidos de las celdas antes descritas y la temperatura de trabajo para estos materiales (-15 °C a 225 °C), son introducidos al panel de control del software del fabricante del equipo, *TA Instruments*®. A continuación, el analista inyectará al circuito de la cámara térmica del equipo *DSC*, un flujo de *Nitrógeno* a una presión de 50 psi. La razón de utilizar este flujo de gas es, generar una atmósfera inerte.

El software *TA Instruments*® y equipo *DSC* requiere únicamente del registro de los pesos y la temperatura de trabajo del material para su operación. Cabe mencionar que el proceso *DSC* se encuentra completamente instrumentado y la recuperación de muestras es automatizada.

Frecuentemente, los métodos térmicos como *DSC* requieren de análisis complementarios para comprender aquellas reacciones derivadas de procesos de descomposición, desorción y absorción durante la transición térmica a la que se somete un material. El análisis termogravimétrico (*TGA*) se define como una técnica que permite evaluar y predecir la estabilidad térmica de muestras de compuestos como *EVA Film*, a través de la variación de su peso, registrando de manera continua las masas de las mismas en función de la temperatura (*proceso dinámico*) o el tiempo (*proceso isoterma*). [32]

En esta sección, el analista describe el procedimiento para la preparación de las muestras a analizar por *TGA*:

① Los instrumentos comerciales *TGA* de *TA Instruments*®, constan de un ordenador para el control del instrumento y visualización de datos, una micro-balanza electrónica con equipo de control de muestras, horno y sensores de temperatura, además de un sistema de gas de purga para proporcionar una atmósfera inerte al proceso.

② La muestra es preparada mediante la adición de material sobre una micro-balanza de platino, consecuentemente, se suspende por un soporte metálico en forma de gancho, el cual posee un control automático que hace ingresar el material al tubo de calentamiento del propio sistema para pesar la masa inicial de la misma.

③ Dicho lo anterior, se procede con el registro de las condiciones de temperatura de operación (20 °C a 600 °C) al panel de control del software del fabricante, *TA Instruments® Q50 TGA*. A continuación, el analista inyectará al circuito de la cámara térmica del equipo, un flujo de *Nitrógeno* a una presión de 50 psi para llevar a cabo el análisis. De manera semejante al equipo *DSC, TGA*, cuenta con un sistema de control neumático de posición, por lo que la micro-balanza utilizada, volverá nuevamente a su posición original una vez concluido el experimento.

Dentro de este contexto, ha de considerarse que, a fin de caracterizar profundamente los componentes del laminado de módulos fotovoltaicos y asegurar que las propiedades ópticas de su superficie cumplen con los requisitos para la máxima transferencia de energía, *FT-IR (Espectroscopía de Infrarrojos por Transformada de Fourier)*, proporciona un método preciso y fiable sobre el estudio de la estructura y composición molecular de su materia prima, haciendo notar que, los cambios espectrales afectan la integridad a largo plazo de la misma. [33]

En la espectroscopía infrarroja, una parte de la radiación producida por el dispositivo es absorbida por el material analizado. La otra parte se hace pasar a través de él. El espectro resultante, representa la absorción molecular y la transmisión. Tal proceso, genera una huella molecular de la muestra. De forma semejante a una huella digital, no existen dos estructuras moleculares que produzcan en mismo espectro infrarrojo. [33] Por lo tanto, esta técnica permite llevar a cabo la identificación de compuestos existentes en una muestra, además de la cantidad presente.

En el siguiente apartado, el analista, describe el procedimiento estándar para la identificación de compuestos presentes en componentes del laminado de módulos fotovoltaicos, a través del equipo *Microlab Mobile® / Agilent 3000 Handheld FT-IR*:

① Al llevar a cabo este tipo de análisis, debe considerarse el ajuste de ciertas variables instrumentales como la posición y presión ejercida por las partes mecánicas de sujeción del equipo, debido a que es un dispositivo portátil, así como otras relacionadas con la preparación de la muestra.

② Las muestras a evaluar (*EVA Film*), usualmente presentan partículas extrañas, irregularidades o distribuciones inhomogéneas, producidas por la segregación de material durante el proceso destructivo de extracción del material del módulo fotovoltaico. Estos contaminantes afectan a la cristalinidad del cuerpo evaluado. En este sentido, el corte de la lámina a analizar, debe permitir la observación de partes representativas que no afecten la resolución de la medición.

③ Dicho lo anterior, se procede con la identificación de los componentes presentes en la muestra por medio del software *Microlab Mobile*®. Este programa utiliza una plataforma basada en la metodología *Click to Start*, por lo que el analista puede comenzar el proceso con solo seleccionar el botón inicio. A partir de aquí, el software guía al usuario en función de la interfaz de accesorios de muestreo para realizar la medición.

④ Una vez concluida la medición, el perfil de esquema generado por el software, mostrará una gráfica con la cantidad de energía que es absorbida a determinadas frecuencias en la región *IR* del espectro electromagnético. Finalmente, la información obtenida, permitirá llevar a cabo la identificación de grupos funcionales en la estructura de estos materiales.

CAPÍTULO 3

RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: JIANGSU PREFERSOLAR PS- 220M

3.1 RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN VISUAL Y RECOLECCIÓN DE DATOS PARA EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

A continuación, Se presentan los resultados de la descripción de la condición de los módulos fotovoltaicos no expuesto y expuesto, *Jiangsu PreferSolar PS-220M*. Tabla 2,3.



Tabla 2. Herramienta de inspección visual para la evaluación de módulos fotovoltaicos.

DOCUMENTACIÓN DE CONDICIONES DE MÓDULO NO EXPUESTO

Fecha: 7 de septiembre de 2015.

Datos del analista: Carlos Alberto Rodríguez Castañeda.

Ubicación: 7349 E, Innovation Way Sout, Mesa, Arizona.

Latitud: 33.424564

Longitud: -111.833267

Altitud: 378 m s. n. m.

Datos del sistema:

Módulo individual *Jiangsu PreferSolar PS-220M*.

Tecnología:

Silicio monocristalino.

Descripción del sistema:

P_{max} : 220 W V_{oc} : 36.8 V
 V_{max} : 29.8 V I_{sc} : 8.00 A
 I_{max} : 7.39 A

Certificación:

IEC 61215. [43]

Ⓐ *Evaluación del vidrio de la parte trasera del módulo:*

No aplicable.

Ⓑ *Lámina respaldo – Backsheet:*

Como nuevo.

Ⓒ *Cables/Conectores:*

Como nuevo.

Ⓓ *Caja de conexiones:*

Como nuevo.

Ⓔ *Marco/Puesta a tierra:*

Sin conexión.

Ⓕ *Marco:*

Como nuevo.

Ⓖ *Vidrio Frontal:*

Vidrio compuesto,
ligeramente texturizado (< 1 mm).

Ⓗ *Metalización/Corrosión:*

No hay daño.

Tabla 3. Herramienta de inspección visual para la evaluación de módulos fotovoltaicos.

DOCUMENTACIÓN DE CONDICIONES DEL MÓDULO EXPUESTO POR CINCO AÑOS

Fecha: 7 de septiembre de 2015.

Datos del analista: Carlos Alberto Rodríguez Castañeda.

Ubicación: 7349 E, Innovation Way Sout, Mesa, Arizona.

Latitud: 33.424564

Longitud: -111.833267

Altitud: 378 m s. n. m.

Datos del sistema:

Módulo individual *Jiangsu PreferSolar*
PS-220M.

Tecnología:

Silicio monocristalino.

Descripción del sistema:

P_{max} : 220 W V_{oc} : 36.8 V
 V_{max} : 29.8 V I_{sc} : 8.00 A
 I_{max} : 7.39 A

Certificación:

IEC 61215. [43]

Ⓐ *Evaluación del vidrio de la parte trasera del módulo:*

No aplicable.

Ⓑ *Lámina respaldo – Backsheet:*

Decoloración menor, ondulado.

Ⓒ *Cables/Conectores:*

Flexible pero degradado.

Ⓓ *Caja de conexiones:*

Roto.

Ⓔ *Marco/Puesta a tierra:*

Sin conexión.

Ⓕ *Marco:*

Dañado, defecto generado
debido al uso.

Ⓖ *Vidrio Frontal:*

Vidrio compuesto,
ligeramente texturizado (< 1 mm),
ligeramente sucio.

Ⓗ *Metalización/Corrosión:*

Metalización media
(5% - 25%), corrosión en líneas de conducción (Gridlines).

3.2 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD DEL DIODO EN EL MÓDULO FOTOVOLTAICO

En este apartado, se presentan los resultados de la evaluación de la condición de los módulos fotovoltaicos nuevo y expuesto, *Jiangsu PreferSolar PS-220M*, acorde a la funcionalidad de su diodo y estado eléctrico del ensamble de los componentes internos.

REGISTRO DE CONDICIÓN DE MÓDULO NO EXPUESTO Y EXPUESTO

Fecha:

18 de septiembre de 2015.

Ubicación:

7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.

Condición climática:

Soleado.

Temperatura local:

45 °C.



Tabla 4. Funcionalidad del diodo.

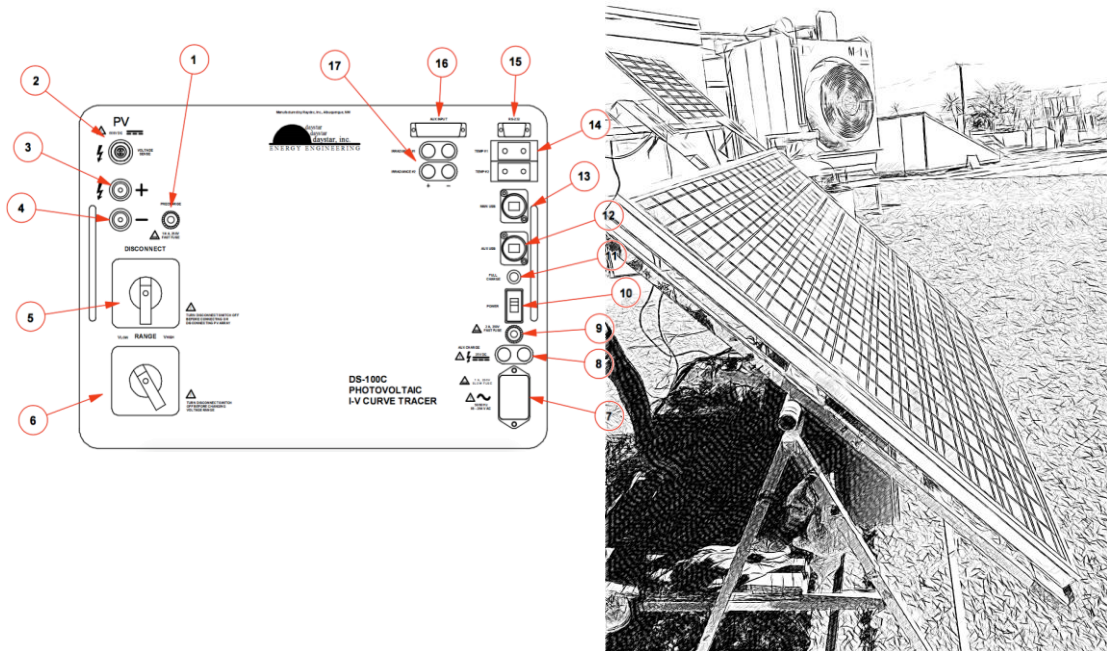
Funcionalidad del diodo en el módulo fotovoltaico no expuesto. <i>Jiangsu PreferSolar PS-220M.</i>		Funcionalidad del diodo en el módulo fotovoltaico expuesto por cinco años. <i>Jiangsu PreferSolar PS-220M.</i>	
Modo campo magnético	Modo campo eléctrico	Modo campo magnético	Modo campo eléctrico
No se detecta interferencia debida a corto circuito.	Se detectan grietas en interconexiones de la 4 ^{ta} y 5 ^{ta} cadena del módulo.	Se detecta interferencia debida a corto circuito en la 1 ^{er} cadena del módulo.	Se detectan grietas en interconexiones de la 1 ^{er} y 2 ^{da} cadena del módulo.
No se detecta reducción de la tensión debida a nula funcionalidad del diodo ante sombreado.		Se detecta reducción de la tensión debida a baja funcionalidad del diodo ante sombreado en la 1 ^{er} cadena del módulo.	

3.3 RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA DS-1000C® PARA EL ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO I-V DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

En esta sección, se presentan los resultados de la evaluación del rendimiento de los módulos fotovoltaicos nuevo y expuesto, *Jiangsu PreferSolar PS-220M*.

El siguiente esquema, detalla la disposición de los componentes de conexión del panel frontal del equipo trazador al módulo. Figura 5.

Figura 5. DS-1000C®.



- | | |
|--|--|
| ① Fusible de precarga. | ⑩ Interruptor de encendido/apagado. |
| ② Conector de sensor de <i>voltaje</i> . | ⑪ Indicador de carga de batería. |
| ③ Conector positivo al módulo solar. | ⑫ Puerto auxiliar USB. |
| ④ Conector negativo al módulo solar. | ⑬ Puerto principal USB |
| ⑤ Interruptor de desconexión. | ⑭ Puerto de Termopar. |
| ⑥ Interruptor de rango de <i>voltaje</i> . | ⑮ Conector de puerto en serie RS-232. |
| ⑦ Entrada de alimentación AC y fusible. | ⑯ Puerto auxiliar análogo. |
| ⑧ Entrada de alimentación DC. | ⑰ Puerto para detectores de irradiancia. |
| ⑨ Fusible de alimentación DC. | |

REGISTRO DE RENDIMIENTO DE MÓDULO NO EXPUESTO

Fecha: 23 de Septiembre de 2015.	Ubicación: 7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.
Condición climática: Soleado.	Temperatura local promedio: 38.34 °C.
Temperatura inicial del panel: 13.7 °C al sacar del módulo de enfriamiento.	Temperatura intermedia del panel: 23.8 °C al iniciar la medición.
Temperatura máxima del panel: 55.2 °C	Irradiancia promedio: 966.41 W/m ²

Catorce horas de enfriamiento continuo fueron requeridas con el fin de reducir la temperatura del módulo y llevar a cabo el registro de curvas *I-V*. Este procedimiento permite descartar una posterior normalización de los datos (*STC*) obtenidos. 17 registros *I-V* en un solo ensayo (cada 15 minutos desde 12:00 pm a 4:00 pm) fueron obtenidos durante esta evaluación. El experimento partió desde una temperatura de módulo de 23.8 °C hasta alcanzar una temperatura máxima de módulo de 55.2 °C. En la gráfica 1 se aprecia el comportamiento *I-V* del panel no expuesto bajo condiciones de prueba. Por su parte, las gráficas 2,3, exhiben la correlación entre los parámetros fotovoltaicos vs temperatura de módulo no expuesto y temperatura de módulo no expuesto vs tiempo. Así mismo, la tabla 5 resume el conjunto de parámetros de salida del panel no expuesto, obtenidos durante el estudio.

Gráfica 1. Curvas *I-V* de módulo no expuesto.

Gráfica 2. Correlación P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , FF , Irradiancia vs temperatura módulo no expuesto.

Gráfica 3. Correlación temperatura módulo no expuesto vs tiempo.

Tabla 5. Parámetros fotovoltaicos del panel no expuesto.

Medición #	Intervalo <i>post meridiem</i>	P_{max} (W/m ²)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF (%)	Temp _{ambiente} (°C)	Irradiancia (W/m ²)	Temp _{módulo} (°C)
1	12:00	253.0	38.09	8.76	0.78	38.6	984	23.8
2	12:15	246.1	37.33	8.70	0.75	38.3	980	51.8
3	12:30	237.2	36.72	8.60	0.74	37.9	986	51.9
4	12:45	235.9	36.53	8.69	0.74	38.7	988	52.1
5	1:00	231.5	35.87	8.77	0.73	38.5	1000	52.2
6	1:15	227.3	35.36	8.81	0.72	38.4	997	52.2
7	1:30	223.7	34.90	8.81	0.72	38.1	998	52.5
8	1:45	203.6	37.07	7.68	0.71	38.6	987	50.3
9	2:00	197.9	36.03	7.72	0.70	42.7	980	55.2
10	2:15	197.0	36.62	7.55	0.71	37.8	981	52.9
11	2:30	191.4	35.82	7.58	0.70	38.3	979	53.7
12	2:45	189.5	35.55	7.62	0.69	37.9	961	54.6
13	3:00	185.5	35.07	7.60	0.69	38.3	953	52.8
14	3:15	183.3	34.87	7.60	0.69	38.9	938	54.2
15	3:30	181.1	34.46	7.60	0.68	37.6	910	52.7
16	3:45	180.0	34.40	7.60	0.68	36.8	903	52.4
17	4:00	178.3	34.10	7.60	0.68	36.5	904	53.1

REGISTRO DE RENDIMIENTO DE MÓDULO EXPUESTO POR CINCO AÑOS

Fecha: 25 de Septiembre de 2015.	Ubicación: 7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.
Condición climática: Soleado.	Temperatura local promedio: 37.73 °C.
Temperatura inicial del panel: 10.5 °C al sacar del módulo de enfriamiento.	Temperatura intermedia del panel: 22.1 °C al iniciar la medición.
Temperatura final del panel: 50.52 °C.	Irradiancia promedio: 968 W/m ²

Conviene distinguir que, dieciocho horas de enfriamiento continuo fueron requeridas con el fin de reducir la temperatura del módulo y llevar a cabo el registro de curvas *I-V*. 17 registros *I-V* en un solo ensayo (cada 15 minutos desde 12:00 pm a 4:00 pm) fueron obtenidos durante esta evaluación. El experimento partió desde una temperatura de módulo de 22.1 °C hasta alcanzar una temperatura final de módulo de 50.52 °C. En la gráfica 4 se aprecia el comportamiento *I-V* del panel expuesto por cinco años bajo condiciones de prueba. Las gráficas 5,6, exhiben la correlación entre los parámetros fotovoltaicos vs temperatura de módulo expuesto por cinco años y temperatura de módulo por cinco años vs tiempo. Así mismo, la tabla 6 resume el conjunto de parámetros de salida del panel expuesto por cinco años, obtenidos durante el estudio.

Gráfica 4. Curvas *I-V* de módulo expuesto por cinco años.

Gráfica 5. Correlación P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , FF , Irradiancia vs temperatura módulo expuesto por cinco años.

Gráfica 6. Correlación temperatura módulo expuesto por cinco años vs tiempo.

Tabla 6. Parámetros fotovoltaicos del panel expuesto por cinco años.

Medición #	Intervalo post meridiem	P_{max} (W/m ²)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF (%)	Temp _{ambiente} (°C)	Irradiancia (W/m ²)	Temp _{módulo} (°C)
1	12:00	174.5	32.22	8.53	0.67	43.4	993	22.1
2	12:15	165.6	32.52	7.77	0.65	39.7	990	46.3
3	12:30	158.8	32.75	7.36	0.65	39.5	995	51.4
4	12:45	157.8	32.87	7.12	0.65	38.8	987	51.0
5	1:00	159.8	32.55	7.50	0.65	39.3	998	48.6
6	1:15	154.9	32.12	7.29	0.64	38.6	988	51.8
7	1:30	155.7	32.23	7.51	0.64	38.3	991	50.3
8	1:45	150.4	32.10	7.22	0.64	37.5	984	50.1
9	2:00	150.3	31.55	7.22	0.63	38.4	979	52.6
10	2:15	149.6	30.90	7.50	0.63	37.7	981	53.7
11	2:30	147.8	31.47	7.33	0.63	36.3	978	53.3
12	2:45	145.4	30.43	7.40	0.64	36.9	965	55.1
13	3:00	139.8	31.2	7.30	0.61	36.6	947	54.1
14	3:15	142.3	30.9	7.29	0.61	35.3	934	55.3
15	3:30	137.5	30.10	7.26	0.61	35.6	927	54.2
16	3:45	138.9	30.03	7.28	0.62	34.5	917	54.9
17	4:00	139.1	30.13	7.16	0.61	35.1	902	54.2

Gráfica 7. Correlación tiempo vs P_{max} promedio módulo no expuesto y expuesto por cinco años.

Tabla 7. Parámetros fotovoltaicos promedio del panel no expuesto y expuesto por cinco años.

Panel	No expuesto	Expuesto por cinco años	Degradación
V_{oc} (V)	35.81	31.53	4.28
I_{sc} (A)	8.07	7.43	0.64
P_{max} (W)	208.37	151.07	57.3
FF	0.71	0.63	0.08
Eficiencia (%)	16.74	15.90	0.84

Al realizar la comparación entre curvas características del módulo no expuesto, gráfica 1, y el expuesto por cinco años, gráfica 4, en condiciones experimentales de irradiancia y temperatura específica, puede observarse que la *tensión a circuito abierto* se reduce de forma proporcional al incremento de la temperatura de operación para ambos casos, así mismo, la *corriente de corto circuito*, sin embargo, se hace notar de forma acentuada para el módulo expuesto por cinco años. Los gráficos de correlación 2,5, denotan los efectos en la temperatura de los módulos a consecuencia de la irradiancia recibida al instante de la evaluación, adicionalmente se exhibe el comportamiento de los parámetros fotovoltaicos de salida de ambos dispositivos en relación a la temperatura de operación, con una clara tendencia hacia la reducción en la generación de energía.

Posteriormente, en la gráfica 7 se distinguen los efectos producidos por la pérdida de potencia máxima en ambos módulos con relación al tiempo de exposición de los mismos durante éste análisis. Finalmente, la tabla 7 resume los parámetros fotovoltaicos promedio resultantes de la evaluación.

En síntesis, se deduce que la probabilidad de fallo generalizado para el módulo no expuesto es considerada no relevante para este estudio, sin embargo, es conveniente tomar en cuenta que el dispositivo presentó anomalías en interconexiones de la 4^{ta} y 5^{ta} cadena al llevarse a cabo la prueba de funcionalidad del diodo. Por otra parte, el módulo expuesto parece presentar efectos de punto caliente (*Hot Spot*) en alguna cadena de celdas del panel dada la concluyente reducción de sus parámetros de salida.

Indiscutiblemente, es necesario recabar mayor información por las técnicas de evaluación consecuentes para determinar efectos de degradación.

3.4 RESULTADOS DE LA IDENTIFICACIÓN DE DEFECTOS A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE IMÁGENES INFRARROJAS (IR) EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Una vez conectado el módulo en corto circuito y estabilizado el sistema *FLUKE SmartView®*, se obtuvo la siguiente imagen termográfica, figura 6, del panel no expuesto y expuesto:

REGISTRO IR DE MÓDULO NO EXPUESTO

Fecha:

6 de octubre de 2015.

Ubicación:

7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.

Condición climática:

Soleado.

Temperatura local:

45.1 °C.

Temperatura global de panel:

49.6 °C.

Irradiancia:

941 W/m²

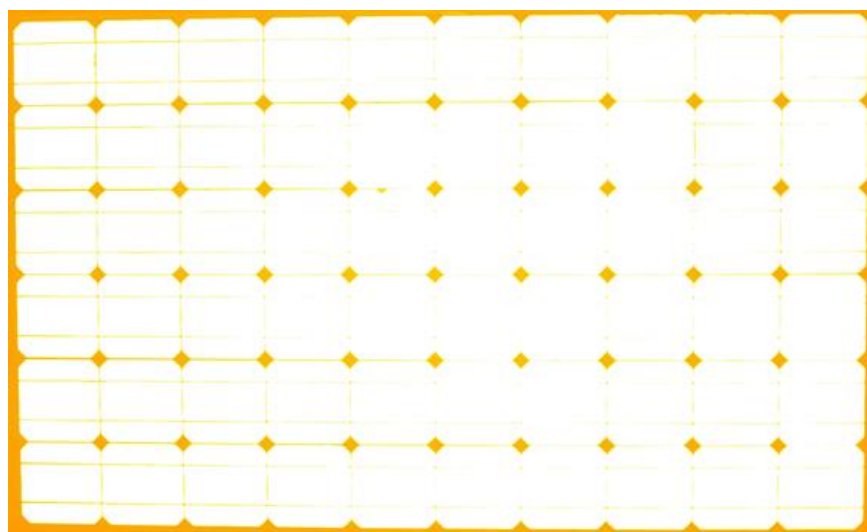


Figura 6. Imagen termográfica del módulo Jiangsu PreferSolar PS-220 no expuesto.

REGISTRO IR DE MÓDULO EXPUESTO POR CINCO AÑOS

Fecha:

9 de octubre de 2015.

Ubicación:

7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.

Condición climática:

Soleado.

Temperatura local:

46.4 °C.

Temperatura global de panel:

50.8 °C.

Irradiación:

956 W/m²

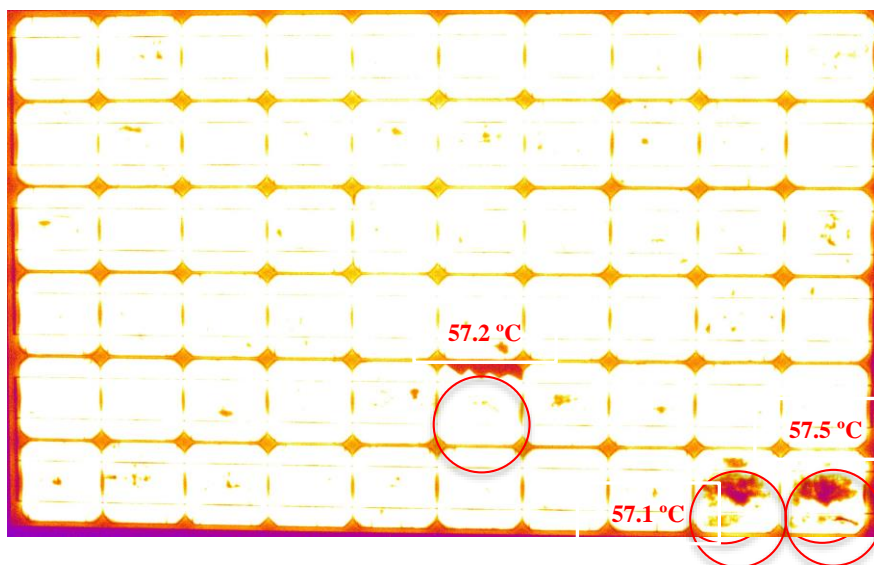
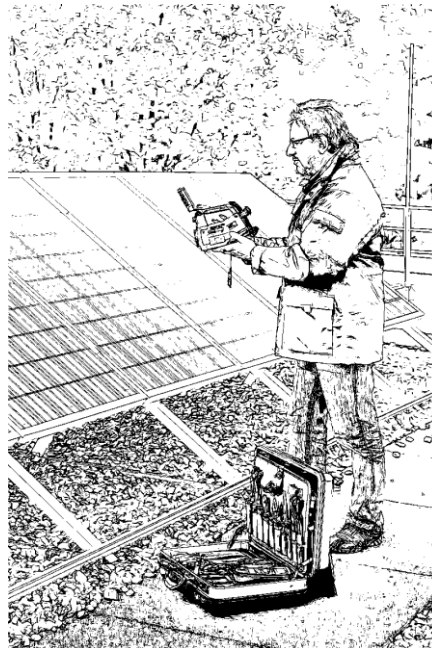


Figura 7. Imagen termográfica del módulo Jiangsu PreferSolar PS-220 expuesto por cinco años.

Componentes y cubiertas de paneles de *c-Si*, son manufacturados bajo rigurosos controles de calidad internacional. No obstante, estos son susceptibles a daños por la generación de cantidades anormales de calor dentro de su ensamble, al ser puestos en operación en cierto clima determinado.

Las imágenes térmicas adquiridas de los paneles fotovoltaicos inspeccionados, fueron analizadas con el fin de revelar una sólida correlación entre los resultados del registro de la condición del módulo de la prueba de funcionalidad del diodo y el registro *IR*. Al llevar a cabo la comparación de las imágenes termográficas de ambos módulos fotovoltaicos, se deduce que el módulo no expuesto, figura 6, no presenta generación de puntos calientes. Por el contrario, el módulo que ha sido expuesto a campo por un periodo de cinco años, figura 7, exhibe irregularidades térmicas al producir puntos calientes con temperaturas promedio de 57.26 °C en la 1^{er} y 2^{da} cadena de celdas del panel, mientras que la serie de celdas contiguas, presentan una temperatura global de 50.8 °C. Este punto se puede destacar con el hecho de que el análisis térmico resultante, confirma la suposición inicial de pérdida de potencia del módulo expuesto, debido a zonas internas afectadas en la 1^{er} y 2^{da} cadena de celdas del panel. Sin embargo, queda por aclarar de forma puntual la procedencia propia de estas anomalías por la técnica sucesiva, *EL*.

3.5 RESULTADOS DE LA IDENTIFICACIÓN DE DEFECTOS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE IMÁGENES POR ELECTROLUMINISCENCIA (EL) EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Con el fin de determinar la razón detrás de la aparición de fallos detectados en los análisis preliminares a esta técnica, los módulos no expuesto y expuesto, fueron sometidos a condiciones eléctricas de estrés por electroluminiscencia para comparar su estado interno.

REGISTRO *EL* DE MÓDULO NO EXPUESTO

Fecha:

15 de octubre de 2015.

Ubicación:

7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.

Suministro de tensión:

36.8 V

Suministro de corriente:

$8.00 \text{ A} * (1.33) = 10.64 \text{ A}$

Temperatura de panel:

25.1 °C.

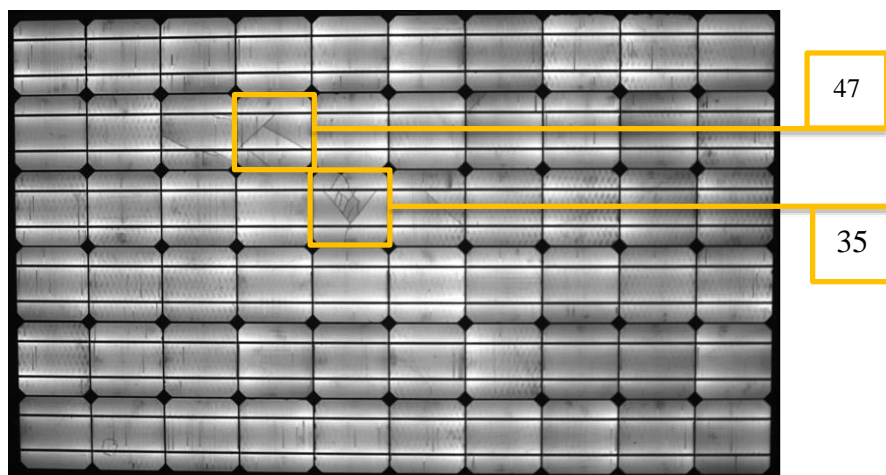
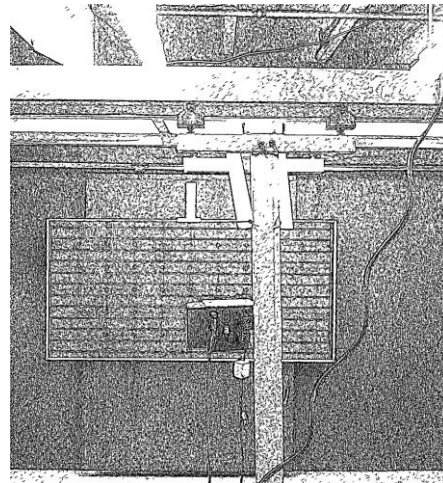


Figura 8. Imagen de Electroluminiscencia del módulo Jiangsu PreferSolar PS-220 no expuesto.

REGISTRO EL DE MÓDULO EXPUESTO POR CINCO AÑOS

Fecha:

23 de octubre de 2015.

Ubicación:

7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.

Suministro de tensión:

36.8 V

Suministro de corriente:

$8.00 \text{ A} * (1.33) = 10.64 \text{ A}$

Temperatura de panel:

25.4 °C.

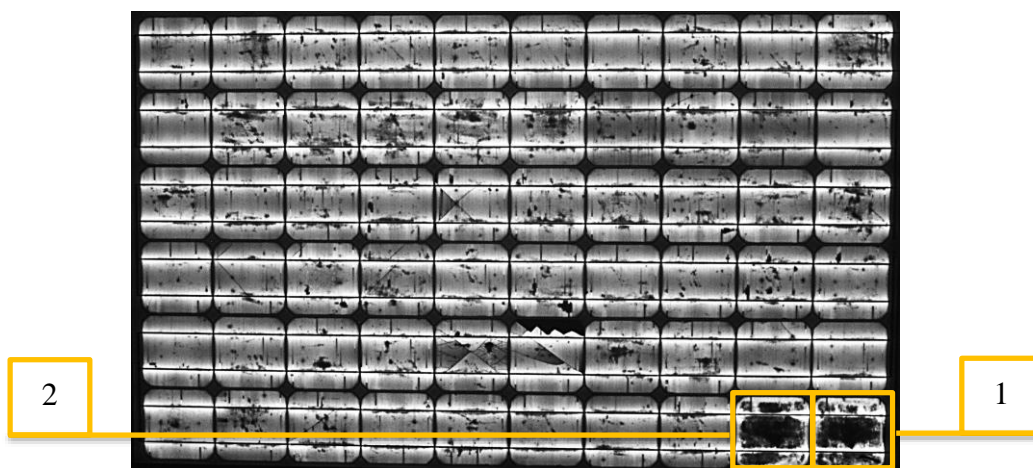
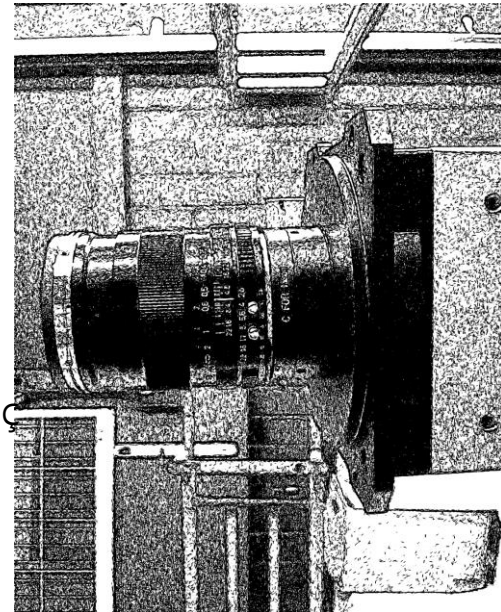


Figura 9. Imagen de Electroluminiscencia del módulo Jiangsu PreferSolar PS-220 expuesto.

Imperfecciones en celdas individuales de ambos módulos, fueron detectadas durante la inspección. Al realizar la comparación entre las imágenes obtenidas por electroluminiscencia, se hace notar que, la relación de fallos determinados por los análisis preliminares a esta técnica, convergen con la identificación de las áreas afectadas que provocan el desajuste en la generación de energía.

Derivado de los resultados experimentales obtenidos durante esta evaluación, se deduce que, las celdas número 35 y 47 de las cadenas 4^{ta} y 5^{ta} del módulo no expuesto, figura 8, presentan micro-fisuras. Habitualmente, este tipo de grietas se forman durante la manipulación ineficiente del panel o en procesos anómalos de laminación de componentes internos. La presencia de tales defectos en el material, genera un aumento en la resistencia en serie de la celda solar, análogamente, la disminución de la *corriente* de corto circuito y el factor de forma. Por otra parte, en el módulo expuesto, figura 9, las sombras o áreas oscuras de múltiples tamaños localizadas en el conjunto del panel y exclusivamente, las celdas número 1 y número 2 de la 1^{er} cadena, exhiben imperfecciones derivadas de la degradación de los componentes del laminado. Tales defectos, provocan el aumento de la resistencia en paralelo, mientras que la contribución en la generación de *tensión a circuito abierto* del panel es limitada a la producción de la celda más afectada.

Si bien, el factor ambiental no es analizado en este escrito, puede ser causante de fenómenos de degradación. Es importante señalar que, el estrés climático es determinante en la pérdida de ciertas propiedades características de tipo eléctrico, óptico, químico y mecánico de los materiales de ensamble. *NREL* cuenta con un informe analítico acerca de la tasa de degradación de instalaciones fotovoltaicas que se encuentran operando en los últimos cuarenta años a nivel mundial. [42] Dicho informe incluye el estudio de la tasa de degradación de la tecnología de módulos de *Silicio monocristalino* en el desierto de Arizona con un valor teórico promedio de 1.08% anual.

Atendiendo a los registros de *NREL* para esta zona climática, 1.08% por un periodo de 25 años, garantía normalmente establecida por parte de los fabricantes para asegurar un 80% de potencia entregada, genera un hipotético 27% de degradación, dato que se encuentra lejos del valor sugerido de rendimiento para este periodo de tiempo. Diseñar componentes internos más avanzados para este segmento de mercado con condiciones climáticas extremas, es posible gracias a la evaluación de los modos de degradación a través de técnicas como *DSC, TGA, FTIR*.

3.6 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL ENCAPSULANTE DEL MÓDULO EXPUESTO A TRAVÉS DE CALORIMETRÍA DIFERENCIAL (DSC), ANÁLISIS TERMOGRAVIMÉTRICO (TGA) Y ESPECTROSCOPIA INFRARROJA (FTIR)

El objetivo principal del estudio experimental es evaluar exclusivamente el estado de las secciones internas del módulo expuesto. Dicha elección, es debida al interés por disponer de información puntual sobre los componentes del laminado que producen la disminución en la generación de energía.

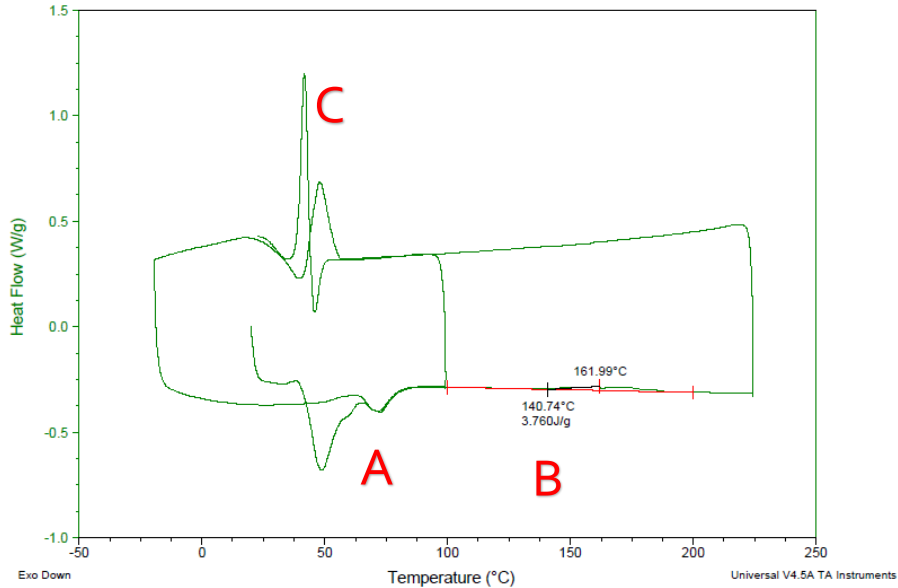
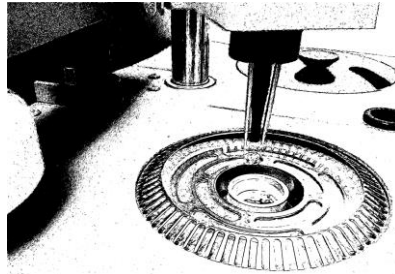
REGISTRO DSC - EVA FILM DE MÓDULO EXPUESTO POR CINCO AÑOS

Fecha:

12 de noviembre de 2015.

Ubicación:

7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.



Gráfica 8. DSC - EVA Film - Jiangsu PreferSolar PS-220 expuesto.

- Ⓐ Punto de fusión.
- Ⓑ Punto de estabilidad y reticulación exotérmica.
- Ⓒ Punto de cristalización del material.

Una forma de describir el funcionamiento del *DSC* en el análisis de paneles expuestos, es pensar en lo que sucede cuando se calienta el material a flujo constante de calor (*gráfica 8*). Inicialmente el compuesto se calienta desde la temperatura ambiente hasta su punto de fusión. Debido a que se funde desde sólido a líquido, la temperatura se mantendrá constante. Una vez llegado el cambio de fase, la temperatura comienza a subir de nuevo. El punto máximo de entrada de calor se denomina punto de fusión, el cual representa la energía necesaria para el cambio de fase. Varios picos de transición pueden ser observados. Entre 45°C y 75°C hay dos picos endotérmicos que se deben a la fusión del *EVA Film*. El primer pico de fusión corresponde a la fase cristalina imperfecta, mientras que el segundo representa cristales primarios de *Polietileno*.

Incorporar *Acetato de Vinilo* en el proceso de polimerización del *Etileno*, produce un copolímero con una cristalinidad más baja que la del *Etileno* común, por lo tanto, la temperatura de fusión es baja. Para módulos que utilizan una formulación equivalente en el proceso de laminado, es posible determinar que el punto de fusión establezca el rendimiento de alta temperatura al que puede ser expuesto el panel.

El punto de estabilidad y reticulación exotérmica, se refiere a que después del proceso de cambio de fase, las moléculas del material adquieren mayor rigidez. Llegados a este punto comienza el ciclo de enfriamiento de la muestra.

La cristalinidad del *EVA Film* depende de la velocidad de enfriamiento en el proceso de laminado, pero no de la velocidad de calentamiento durante la fusión endotérmica. El grado de recristalización representado por la entalpía de fusión endotérmica, representa la cristalinidad global del material expuesto.

A los 43 °C, aparece un pico exotérmico que se conoce como pico de recristalización. Una amplia transición a -25 °C también se identifica y corresponde a la transición vítrea del *EVA Film*.

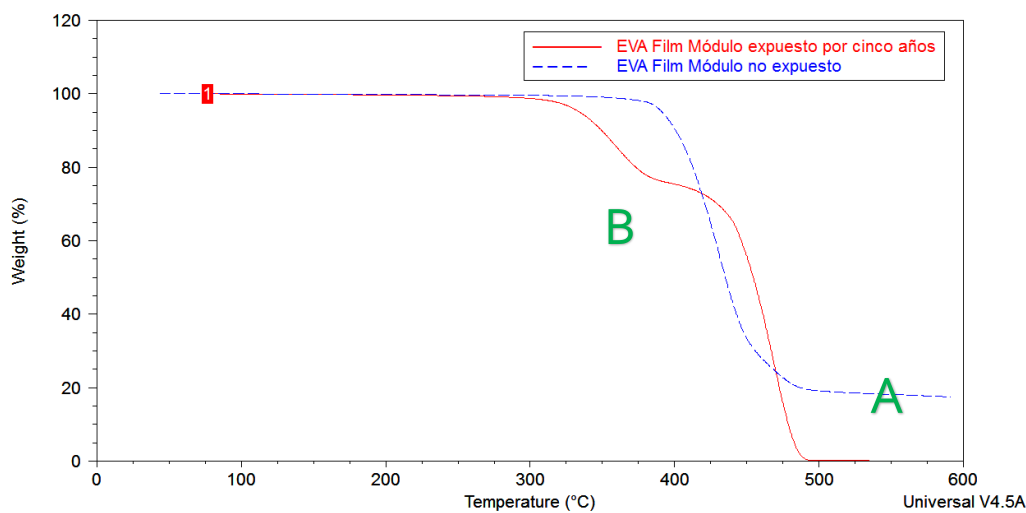
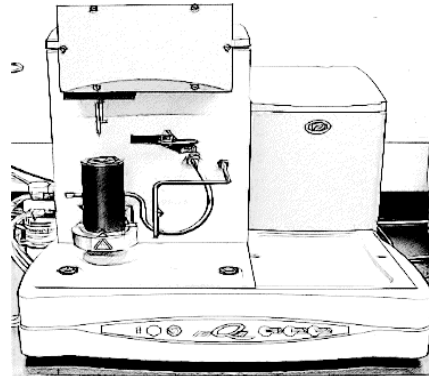
REGISTRO TGA - EVA FILM DE MÓDULO EXPUESTO POR CINCO AÑOS

Fecha:

13 de noviembre de 2015.

Ubicación:

7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.



Gráfica 9. TGA - EVA Film - Jiangsu PreferSolar PS-220 no expuesto (A), expuesto por cinco años (B).

- Ⓐ Eliminación de compuestos volátiles adhesivos.
- Ⓑ Degradación térmica, formación de *Ácido Acético*.

Se hace notar que en el análisis térmico la velocidad de calentamiento influye notablemente, esto es debido a la relación entre la respuesta del aparato y las reacciones que se producen en la muestra. Este comportamiento es causado por la diferencia entre la temperatura del horno y la del compuesto a examinar.

Para determinar la degradación térmica del *Etilenvinilacetato* del módulo expuesto por cinco años, se llevó a cabo la evaluación de una muestra extraída de la celda número 1 (*gráfica 9-B*), con un peso inicial de 50.6 mg. Análogamente, una segunda muestra (*gráfica 9-A*) del módulo no expuesto es estudiada con el fin de realizar la comparación entre ellas.

EVA Film, es un compuesto utilizado ampliamente como adhesivo o material de aislamiento. Cuando se degrada térmicamente, una pérdida de peso inicial se genera debido a la eliminación de compuestos volátiles, tales como CO y CO₂, producto de la combustión del *Etileno*.

En este experimento, la curva del termograma del módulo expuesto por cinco años (*gráfica 9-B*) exhibe la pérdida de masa del compuesto *EVA* en 350 °C, lo que corresponde a una completa liberación de *Ácido Acético*. Así mismo, la descomposición de la cadena principal del copolímero en compuestos secundarios (*hidrocarburos*) comienza entre los 430 °C y finaliza en 468 °C. En contraste con lo anterior, se deduce que la reducción de la masa del compuesto *EVA* puede ser determinada a partir de los 300 °C a 400 °C. Llegados a este punto, el equipo *TGA* registra la presencia de 21.03% de *Ácido Acético* y 30.5% de *Vinil Acetato*. Finalmente, la pérdida de masa total asignada es 2.53 mg de la muestra original.

Por otra parte, el análisis del compuesto *EVA* del módulo no expuesto (*gráfica 9-A*) reveló que cambios químicos debidos a la activación térmica no fueron significativos, aunque se sugiere que los cambios en las propiedades de la muestra podrían estar conectados a modificaciones estructurales ocasionados por reticulación (*vulcanizado o curado*), lo cual, implica la formación de redes tridimensionales desarrolladas por la unión de cadenas poliméricas homogéneas. Se deduce entonces que, predecir los efectos térmicos sobre el rendimiento mecánico del encapsulante del módulo no expuesto demuestra que el factor más importante es la temperatura transitoria de envejecimiento (85 °C) y que la muestra evaluada es sensible al funcionamiento típico de un módulo fotovoltaico.

REGISTRO FT-IR - EVA FILM DE MÓDULO EXPUESTO POR CINCO AÑOS

Fecha:

19 de noviembre de 2015.

Ubicación:

7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.



La radiación ultravioleta (*UV*), factor determinante en el proceso de deterioro del encapsulante e integridad estructural del módulo, somete al dispositivo a procesos de degradación fotoquímica, lo cual, origina la decoloración del laminado modular, en particular, la reducción de la transmisión espectral y eficiencia de conversión. Dentro de este contexto, ha de considerarse que es común observar que las propiedades mecánicas de los materiales poliméricos, tales como el *EVA Film*, se vean afectadas por la propagación de compuestos generados durante la exposición del equipo a la radiación solar. En a la siguiente figura 10, se presenta la estructura química de los monómeros y copolímero *EVA*.

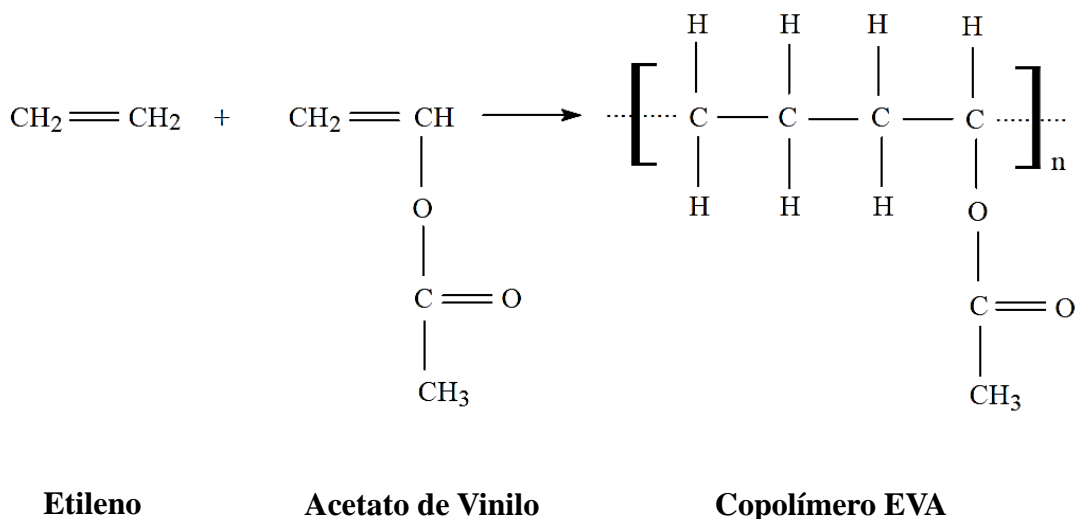
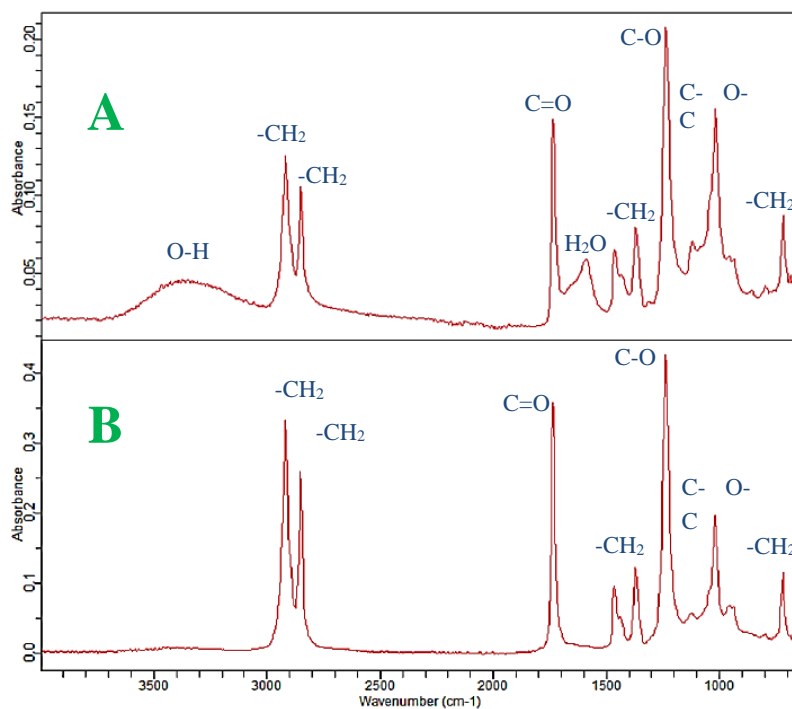


Figura 10. Estructura química de monómeros y copolímero EVA

Se precisa como punto de partida que para el caso de copolímeros, tales como el EVA, el contenido de *Acetato de Vinilo* en su estructura proporciona transparencia, elasticidad y resistencia de tracción al encapsulado, sin embargo, es dentro de este contexto que, la calidad implícita del proceso de síntesis del mismo resulta trascendental para el fabricante de módulos fotovoltaicos puesto que, se considera que los compuestos generados durante la exposición del panel a la radiación solar, producen anomalías que a la postre se traducen en decoloración y degradación del laminado.

Para tener una perspectiva precisa de cómo la absorbancia (en el análisis *FT-IR*) del material cambia con el tiempo como resultado de la degradación, subyace la relación de frecuencia con la que absorben los grupos funcionales, apartado que se refiere a aquella fuerza de enlace como grado en que los átomos del compuesto se encuentran unidos. En consecuencia, cuanto más fuerte es el enlace, absorbe a frecuencias más altas. Cada grupo funcional absorbe a determinada frecuencia, de manera que es posible determinar la estructura química de la muestra con su espectro *IR*. Los cambios en los espectros *FT-IR* de las muestras de encapsulante de los módulos no expuesto y expuesto por cinco años se presentan en la siguiente gráfica 10. Cabe mencionar que, las láminas extraídas de *EVA Film* fueron conservadas en un desecador a temperatura ambiente cuatro días previos al análisis, con una humedad relativa del 20%.



Gráfica 10. FT-IR - EVA Film - Jiangsu PreferSolar PS-220 expuesto (A), no expuesto (B).

Se identifican los picos característicos del *EVA Film* (*gráfica 10-B*) en 1738 cm^{-1} ($\text{C}=\text{O}$), 1240 cm^{-1} ($\text{C}-\text{O}-\text{C}$), 1020 cm^{-1} ($\text{C}-\text{O}-\text{C}$) y 607 cm^{-1} ($\text{C}-\text{O}$), los cuales son atribuidos a bandas de absorción de grupos *Acetato de Vinilo*. Por otra parte, los picos en 2921 cm^{-1} , 2852 cm^{-1} , 1460 cm^{-1} , 1372 cm^{-1} y 725 cm^{-1} , se asignan a bandas de grupos de *Etileno*, los cuales corresponden a vibraciones por carbonos alifáticos ($-\text{CH}_2$).

En contraste con lo anterior, el resultado del análisis *FT-IR* para el módulo expuesto por cinco años, precisa que el producto principal de degradación de la muestra de *EVA Film* es *Ácido Acético*, el cual, se formó a partir de la pirólisis del éster alifático del *Vinil Acetato* y se ubica entre los picos 1700 cm^{-1} y 1710 cm^{-1} (*gráfica 10-A*). Por otra parte, el doblamiento en 1650 cm^{-1} , indica la existencia de agua (H_2O), cuya presencia es además parte de la causa de la degradación del laminado modular del panel fotovoltaico. Cabe destacar que el fenómeno de degradación que produce cambios en la coloración de la muestra del módulo expuesto, es debido a efectos auto-catalíticos por la existencia de grupos *carbonilo*.

En síntesis, conviene distinguir que múltiples bandas de estiramiento de grupos $\text{C}-\text{O}$ entre 1000 cm^{-1} y 1230 cm^{-1} (*gráfica 10-A*), muestran al unísono presencia de grupos correspondientes al *Acetato de Vinilo*. Finalmente, la presencia de grupos *Hidroxilo* ($-\text{OH}$) en 3300 cm^{-1} , refleja un proceso de hidratación en el *EVA Film* que conduce a un proceso de degradación extensiva.

3.7 RESULTADOS DE LA DETERMINACIÓN ESTADÍSTICA DE ÁREAS INACTIVAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A TRAVÉS DE IMÁGENES DE ELECTROLUMINISCENCIA (EL) Y MEDICIONES DE EFICIENCIA CUÁNTICA (QE).

REGISTRO EL – QE DE MÓDULO EXPUESTO POR CINCO AÑOS

Fecha:

8 de diciembre de 2015.

Ubicación:

7349 E, Innovation W. South, Mesa, AZ.

Área de módulo: 1.63 m²

51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
50	49	48	47	46	45	44	43	42	41
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
30	29	28	27	26	25	24	23	22	21
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
10	9	8	7	6	5	4	3	2	1

La técnica se aplicó al panel completo y celdas individuales #1, #16 y #50, con el fin de obtener información sobre los efectos de pérdida de potencia debido a su daño específico. QE, fue utilizado para corroborar la pérdida de potencia de generación de energía en las secciones superior, media e inferior de las celdas seleccionadas. A continuación, se muestra la imagen procesada del módulo:

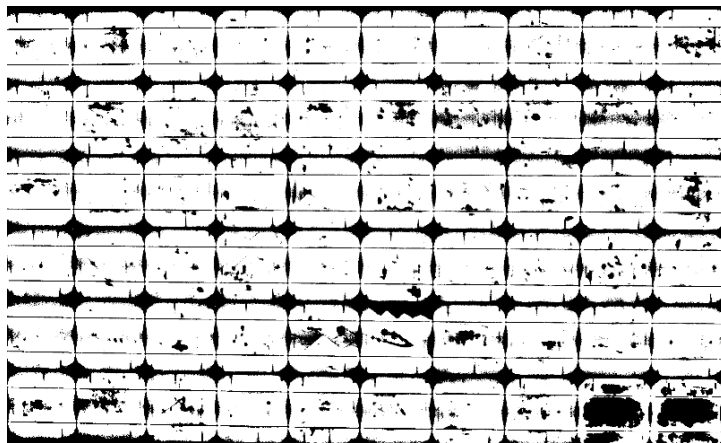


Figura 11. Imagen el del módulo expuesto procesada por Image J.

Una vez procesada la imagen y obtenido el esquema patrón de partes oscuras, se procedió a determinar las áreas inactivas del panel a través del algoritmo modificado, *Statistical Region Merging* de Johannes Schindelin. [30]

El resultado de la evaluación del algoritmo, arroja una imagen en la que millones de puntos, representados por píxeles en color rojo, generan un número con el valor del *área inactiva* detectada.

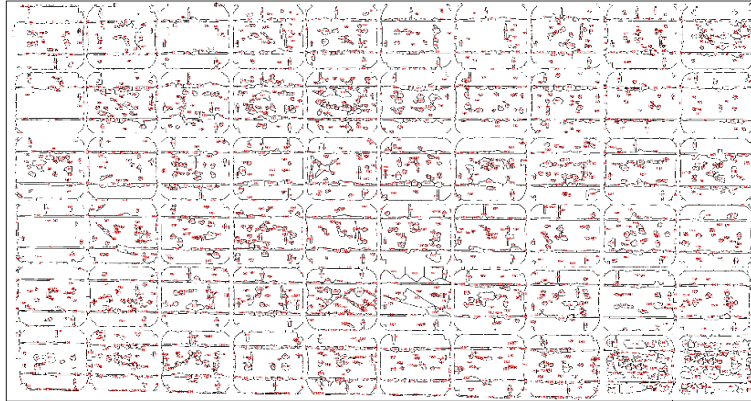


Figura 12. Algoritmo Image J. Representa a las selecciones definidas de píxeles de áreas inactivas en el módulo.

Posteriormente, los datos se analizan estadísticamente (*Distribución normal*) a través del uso del histograma, con el fin de calcular el *área inactiva* total que representa cada pixel (*gráfica 11*).

Gráfica 11. Gráfica de distribución de áreas inactivas.

Como resultado de la evaluación anterior, el conteo total de *áreas inactivas* de módulo expuesto asciende a 0.17 m^2 . Puesto que la superficie es de 1.63 m^2 , entonces, $0.17 \text{ m}^2 / 1.63 \text{ m}^2 = 0.1042 * 100 = 10.42\%$ de *área inactiva* total. Se deduce que el porcentaje de

áreas inactivas que no contribuyen en la generación de energía, equivalen al 10.42% de la totalidad del panel fotovoltaico. Este resultado, es una estimación estadística del porcentaje de pérdida de *corriente de corto circuito* en el panel.

Al igual que en el análisis a nivel módulo, se lleva a cabo el procesamiento de las imágenes de las celdas #1, #16 y #50, ahora por secciones. Llegados a este punto, la nueva evaluación permite conocer de forma análoga, el porcentaje de área activa presente de estas secciones. Su aplicación es determinante en el estudio de correlación con eficiencia cuántica. A continuación, se lleva a cabo el análisis estadístico para determinar el área activa e inactiva total de la sección superior, media e inferior.

Análisis de Celda #1

Especificaciones: Largo: 15.6 cm, Ancho: 15.6 cm, Área total: 243.36 cm².



Superior:

Gráfica 12. Análisis estadístico de la sección superior celda #1.

<p>Área sección superior: 26.32 % de área inactiva, 73.68 % de área activa.</p>
--

Media:

Gráfica 13. Análisis estadístico de la sección media celda #1.

Área sección media: 52.23 % de
área inactiva, 47.77 % de área
activa.

Inferior:

Gráfica 14. Análisis estadístico de la sección inferior celda #1.

Área sección inferior: 71.1 % de
área inactiva, 28.9 % de área
activa.

De acuerdo con los datos obtenidos, gráficas, 12, 13, 14, el algoritmo computarizado utilizado en la prueba de imagen de electroluminiscencia, da lugar a una determinación estadística sobre las zonas activas con valores de: 73.68% *sección superior*, 47.77% *sección media*, 28.9% *sección inferior*.

La presencia extendida de área activas en la celda #1, proporciona información para llevar a cabo la correlación con las mediciones de eficiencia cuántica. A continuación, se muestran los espectros correspondientes al promedio de eficiencia cuántica por sección. Cabe mencionar que, para determinar este valor de forma independiente, se realizaron 50 mediciones de la sección superior, 100 mediciones de la sección media y 50 mediciones de la sección inferior.

Gráfica 15. Eficiencia cuántica promedio por sección #1.

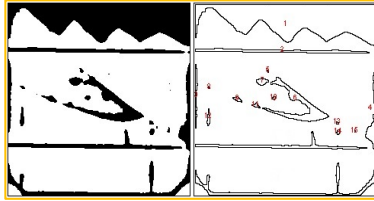
Una forma de diagnosticar que una cantidad suficiente de fotones sea absorbida por la celda solar a través de las distintas longitudes de onda, es mediante el análisis de la eficiencia cuántica del dispositivo. En la gráfica 15, se puede observar que, la eficiencia cuántica promedio de la sección superior es mayor a la media e inferior, sin embargo, son detectados también efectos de recombinación superficial, reflexión y baja longitud de difusión.

Acorde con los resultados del análisis estadístico preliminar llevado a cabo sobre la imagen de electroluminiscencia por sección de la celda #1, se deduce que, es posible correlacionar la información generada por estas metodologías a fin de pronosticar un incremento en la eficiencia cuántica por sección de dispositivo, a medida que el área activa de la sección aumenta. Gráfica 16.

Gráfica 16. Eficiencia cuántica promedio por sección #1.

Análisis de Celda #16

Especificaciones: Largo: 15.6 cm, Ancho: 15.6 cm, Área total: 243.36 cm².



Área sección superior
Área sección media
Área sección inferior

Superior:

Gráfica 17. Análisis estadístico de la sección superior celda #16.

Área sección superior: 86.3 % de
área inactiva, 13.7 % de área
activa.

Media:

Gráfica 18. Análisis estadístico de la sección media celda #16.

Área sección media: 11.7 % de
área inactiva, *88.33 % de área
activa.*

Inferior:

Gráfica 19. Análisis estadístico de la sección inferior celda #16.

Área sección inferior: 2 % de área
inactiva, *98 % de área activa.*

De acuerdo con los datos obtenidos, gráficas, 17, 18, 19, el algoritmo computarizado utilizado en la prueba de imagen de electroluminiscencia, da lugar a una determinación estadística sobre las zonas activas con valores de: *13.7% sección superior, 88.33% sección media, 98% sección inferior*. A continuación, se muestran los espectros correspondientes al promedio de eficiencia cuántica por sección. Gráfica 20.

Gráfica 20. Eficiencia cuántica promedio por sección #16.

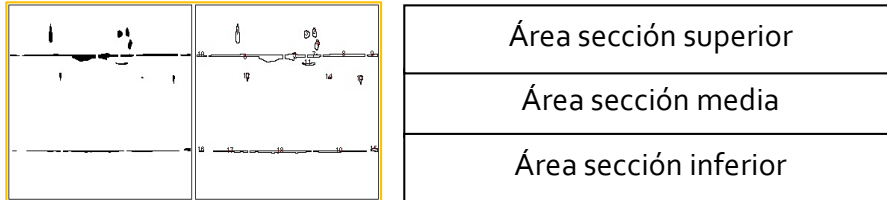
En la gráfica 20, se puede observar que la eficiencia cuántica promedio de la sección inferior es mayor a la media y superior, sin embargo, son detectados nuevamente efectos de recombinación superficial, reflexión y baja longitud de difusión.

Acorde con los resultados del análisis estadístico preliminar llevado a cabo sobre la imagen de electroluminiscencia por sección de la celda #16, se deduce que a medida que el área activa de la sección aumenta la eficiencia cuántica también se incrementa. Gráfica 21.

Gráfica 21. Eficiencia cuántica promedio por sección #16.

Análisis de Celda #50

Especificaciones: Largo: 15.6 cm, Ancho: 15.6 cm, Área total: 243.36 cm².



Superior:

Gráfica 22. Análisis estadístico de la sección superior celda #50.

Área sección superior: 2.91 % de
área inactiva, 97.09 % de área
activa.

Media:

Gráfica 23. Análisis estadístico de la sección media celda #50.

Área sección media: 1.81 % de
área inactiva, 98.19 % de área
activa.

Inferior:

Gráfica 24. Análisis estadístico de la sección inferior celda #50.

Área sección inferior: 1.66 % de
área inactiva, 98.34 % de área
activa.

De acuerdo con los datos obtenidos, gráficas, 22, 23, 24, el algoritmo computarizado utilizado en la prueba de imagen de electroluminiscencia, da lugar a una determinación estadística sobre las zonas activas con valores de: 97.09% sección superior, 98.19% sección media, 98.34% sección inferior. A continuación, se muestran los espectros correspondientes al promedio de eficiencia cuántica por sección. Gráfica 25.

Gráfica 25. Eficiencia cuántica promedio por sección #50.

En la gráfica 25, se puede observar que, la eficiencia cuántica promedio de la sección inferior es similar en las secciones superior, media e inferior. No se observan efectos significativos de recombinación superficial, reflexión o baja longitud de difusión.

Acorde con los resultados del análisis estadístico preliminar llevado a cabo sobre la imagen de electroluminiscencia por sección de la celda #50, se deduce que, a medida que el área activa de la sección aumenta la eficiencia cuántica también se incrementa. Gráfica 26.

Gráfica 26. Eficiencia cuántica promedio por sección #50.

CONCLUSIONES

En este trabajo de investigación se describe la configuración de las mejores prácticas de evaluación de módulos fotovoltaicos para la interpretación del análisis de los resultados de metodologías no destructivas tales como: Inspección visual, evaluación de la funcionalidad del diodo, metodología *DS-1000C*[®], termografía *IR, EL*, en conjunto con técnicas destructivas como: *QE, DSC, TGA* y *FT-IR*.

La documentación de las condiciones de los módulos no expuesto y expuesto por cinco años, orientada a través de las metodologías no destructivas y destructivas, fue argumentada acorde a sus defectos relativos:

- ① Para el módulo no expuesto, la prueba de *inspección visual* no registró defectos visibles, por lo tanto, el test se calificó no relevante. Por otra parte, el módulo expuesto por cinco años presentó anomalías visuales durante la secuencia del análisis. Esta metodología de evaluación visual provee al analista de información sistemática concluyente sobre el estado general de un panel fotovoltaico.
- ② En el apartado de resultados para la evaluación de la condición de la funcionalidad del diodo mediante el uso del dispositivo *Togami*[®] *Cell Line Checker*, se revelaron daños internos tanto para el módulo no expuesto como para el expuesto por cinco años. Esta técnica permitió establecer que el módulo no expuesto presentaba daños en interconexiones, no obstante, la condición de ser un dispositivo nuevo. Por otro lado, el módulo expuesto por cinco años mostró una clara propensión a fallos por interrupciones eléctricas, consecuencia de grietas internas en las obleas del semiconductor de *Silicio*. Se considera que la tecnología de detección del equipo, es fundamental en la comprobación preliminar de fallos intrínsecos por incorrecta transportación de módulos fotovoltaicos que la prueba de inspección visual no puede precisar.
- ③ En la sección de metodología *DS-1000C*[®] se registraron los resultados de la evaluación del comportamiento *I-V* de los módulos no expuesto y expuesto por cinco años. Se deduce que para ambos módulos el incremento de temperatura de operación produce la reducción de generación de energía, cuya consecuencia se refleja en la eficiencia de conversión total de los dispositivos.

Es importante señalar que, para el módulo no expuesto la reducción en la *tensión a circuito abierto* debido al incremento de temperatura se considera usual a pesar de comprobar preliminarmente la existencia de fallos internos. En el caso del módulo expuesto por cinco años, se hace notar de forma acentuada la formación de puntos calientes dada la concluyente reducción de los parámetros fotovoltaicos. Este procedimiento es absolutamente relevante en la determinación del rendimiento de módulos fotovoltaicos

④ Para el módulo no expuesto, la identificación de defectos mediante el análisis de imágenes termográficas (*IR*), se califica como no relevante dada la uniformidad del espacio térmico del panel. Por otra parte, los resultados de la identificación desplegaron información visual de cantidades anormales de calor dentro del ensamble del módulo fotovoltaico expuesto por cinco años. Por lo tanto, se revela una sólida correlación entre los resultados del registro de la prueba de funcionalidad del diodo y el registro *I-V*, ambos con predisposición a la generación de puntos calientes. Cabe mencionar que, llevar a cabo una prueba de este tipo involucra condiciones específicas de operación de la cámara termográfica, el analista debe considerar además la temperatura local del sitio antes de realizar su evaluación.

⑤ Con el fin de determinar la razón detrás de los fallos no detectados por las técnicas preliminares, los módulos no expuesto y expuesto por cinco años, fueron sometidos a condiciones eléctricas de estrés por *electroluminiscencia (EL)* para comparar su estado interno. Imperfecciones en celdas individuales de ambos módulos fueron detectadas durante la inspección. Al llevar a cabo la comparación entre las imágenes obtenidas por electroluminiscencia y las metodologías antecedentes a este estudio, se hace notar que la relación de anomalías converge con la identificación de las áreas afectadas que provocan el desajuste en la generación de energía de los paneles. Derivado de los resultados experimentales obtenidos durante esta prueba, se deduce que para el módulo no expuesto la presencia de anomalías en las celdas número 35 y 47 de las cadenas 4^{ta} y 5^{ta}, no afectan considerablemente el rendimiento global del dispositivo. Por otra parte, la presencia de imperfecciones originadas por el oscurecimiento e inactividad de las celdas del módulo expuesto por cinco años, limita el V_{oc} resultante a aquellas celdas con defectos eléctricos. Adicionalmente, se considera que la metodología por *EL* en paneles fotovoltaicos, permite al analista cuantificar daños originados por incorrecta transportación o posible degradación de componentes.

⑥ A través de la metodología *DSC* se estableció que el punto máximo de soporte térmico del laminado del módulo expuesto por cinco años se encuentra entre los 45 °C y 75°C. Conviene advertir que a estas temperaturas se atribuye el punto de fusión del *EVA Film*, por lo que operar el panel fotovoltaico a valores similares o superiores, supone riesgo de incendio. Para el caso del módulo no expuesto, la prueba *DSC* se calificó como no relevante. Se distingue que, mediante este procedimiento, estudiar la relación de propiedades termofísicas del material *EVA Film*, permite al analista determinar bajo qué condiciones ambientales un módulo fotovoltaico con determinada tecnología de *Silicio* puede operar sin comprometer la estabilidad de sus componentes.

⑦ Para el módulo no expuesto la prueba *TGA* se calificó como no relevante, ya que los cambios químicos debidos a la activación térmica no fueron significativos, aunque se sugiere que los cambios en las propiedades de la muestra podrían estar conectados a modificaciones estructurales ocasionados por reticulación (*vulcanizado o curado*). Por otra parte, el módulo expuesto por cinco años, presentó anomalías que hace denotar que la descomposición de la cadena principal del copolímero *EVA* en compuestos secundarios, sugiere una pérdida de peso de la muestra analizada. Así mismo, se deduce que la producción de *Ácido Acético* es la causa fundamental del deterioro del compuesto.

⑧ El resultado del análisis *FT-IR* para el módulo no expuesto, precisa únicamente la identificación de picos característicos atribuidos al *Etilenvinilacetato (EVA)* para llevar a cabo una comparación entre espectros. Por otra parte, el espectro *IR* del módulo expuesto por cinco años, advierte que en la composición de la materia estudiada existe la presencia de *Ácido Acético (producto principal que origina la degradación del EVA Film)*, corroborando de esta forma los datos obtenidos a través de la técnica *TGA*. El análisis indica a su vez la existencia de agua (H_2O) y grupos hidroxilo (*-OH*), lo que produce cambios en la coloración del laminado del módulo expuesto por cinco años.

⑨ A partir de los resultados del análisis estadístico *EL-QE* en la determinación de áreas inactivas presentes en módulos fotovoltaicos, se infiere que, la técnica desarrollada por el analista no aplica para el módulo no expuesto debido a que no prevalecen áreas oscuras que puedan ser analizadas. Por otro lado, las imágenes individuales de las celdas #1, #16 y #50 e imagen completa del módulo expuesto por cinco años, son enteramente compatibles al algoritmo modificado por el analista, desarrollado

inicialmente por Johannes Schindelin. Los resultados indican que es posible correlacionar la información generada por las metodologías de electroluminiscencia y eficiencia cuántica a fin de pronosticar los efectos de pérdida de potencia debido a daños específicos en panel completo o celdas individuales.

Las técnicas aquí expuestas poseen la cualidad de ser aplicadas a diversas tecnologías de módulos fotovoltaicos de *Silicio* comerciales y también aquellas producidas por especialistas del campo de las energías renovables. Los estudios de confiabilidad y desempeño llevados a cabo, se fundamentan en experimentos especializados que van más allá del análisis empírico. La cuantificación de los contribuyentes en la pérdida del desempeño global de un panel fotovoltaico, es un problema complejo. Incluso los efectos de degradación individuales dentro de los sistemas fotovoltaicos no se comprenden completamente, esto se debe a que múltiples efectos que actúan en conjunto pueden distorsionar la información generada.

El rendimiento y durabilidad de los sistemas fotovoltaicos ha sido identificado como un obstáculo clave sobre la adopción generalizada de esta tecnología para la generación de energía. Una garantía de éxito mínima para la industria fotovoltaica estándar es de 25 años de vida útil, y depende de una ingeniería de diseño sustentada sobre una base científica sólida. Por desgracia para las finanzas del mercado de la energía fotovoltaica, las normas de calificación actuales y los disgregados procedimientos de prueba en diversas tecnologías y materiales que se encuentran diseñadas para adaptarse, no reflejan del todo esta realidad.

Para el correcto entendimiento de un cliente potencial, es necesario desarrollar un enfoque metódico que incorpore un análisis exhaustivo, así como técnicas estadísticas que correlacionen la degradación observada debida factores de estrés. Paralelamente, diagnosticar estos modos o mecanismos de procesos físicos conocidos para ponderar los efectos dentro de una amplia gama de niveles. Finalmente, esto puede ser contrastado con los métodos convencionales de fiabilidad que solo generan un solo modo de fallo dominante para predecir las tasas de fracaso y cuantificar la calidad del producto.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] L.A. Dobrzański, A. Drygała, M. Giedroć, M. Macek "Monocrystalline Silicon Solar Cells applied in Photovoltaic System", *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*, 53 (2012) 7-13.
- [2] Lance Fiondella, Liudong Xing, "Discrete and continuous reliability models for systems with identically distributed correlated components", *Reliability Engineering & System Safety*, 133 (2015) 1-10.
- [3] Dirk C. Jordan & Sarah R. Kurtz, Kaitlyn VanSant & Jeff Newmiller "Photovoltaic Degradation Rates an Analytical Review", *Progress in Photovoltaics*, 21 (2013) 12-29.
- [4] C. K. Pandey & A. K. Katiyar, "Solar Radiation: Models and Measurement Techniques", *Journal of Energy*, 2013 (2013) 1-8.
- [5] Daryl R. Myers, Keith Emery & C. Gueymard, Consultant, "Revising and Validating Spectral Irradiance Reference Standards for Photovoltaic Performance Evaluation", *Journal of Solar Energy Engineering*, 126 (2004) 567-574.
- [6] Bharti R, Kuitche J. & Tamizhmani Govindasamy, "Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Effects of module size, loading and solar spectrum", *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Philadelphia, USA, (2009) 1657-1662.
- [7] Carl R. Osterwald, "IV-1 – Standards, Calibration and Testing of PV Modules and Solar Cells", *Practical Handbook of Photovoltaics*, ELSEVIER, Golden Colorado, USA, (2003) 793-816.
- [8] Matic Herman, Marko Jankovec, & Marko Topič, "Optimal I-V Curve Scan Time of Solar Cells and Modules in Light of Irradiance Level", *International Journal of Photoenergy*, 2012 (2012) 1-12.
- [9] Taylor N, "Guidelines for PV Power Measurement in Industry", *JRC Scientific and Technical Reports*, Ispra, Italy, (2010) 1-80.

- [10] Brett Knisely, Joseph Kuitche, Tamizhmani Govindasamy, Aaron Korostyshevsky, Halden Field, "Non-Intrusive Cell Quantum Efficiency Measurements of Accelerated Stress Tested Photovoltaic Modules", *IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, Boulder, Colorado, USA, (2014) 1870-1874.
- [11] P. Vorasayan N, T.R. Betts, R. Gottschalg, "Spatially Distributed Model for the Analysis of Laser Beam Induced Current (LBIC) Measurements of Thin Film Silicon Solar Modules", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 95 (2011) 111-114.
- [12] Chen Jiahao, "Evaluating thermal imaging for identification and characterization of solar cell defects" (*Master's Theses*), *Graduate Theses and Dissertations*, Iowa State University, USA, (2014). Retrieved from: <http://lib.dr.iastate.edu/etd/13973/>
- [13] M. Köntges, M. Siebert, D. Hinken, U. Eitner, K. Bothe, T. Potthof, "Quantitative analysis of PV-modules by electroluminescence images for quality control", *24st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, (2009) 3226-3230.
- [14] Tetsuo Fukuda, Masaaki Koizuka & Akira Ohsawa, "A Czochralski Silicon Growth Technique Which Reduces Carbon to the Order of 10^{14} per Cubic Centimeter", *Journal of the Electrochemical Society*, 141 (1994) 2216-2220.
- [15] Francesca Ferrazza, "Chapter IB-1 – Crystalline Silicon: Manufacture and Properties", *Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation*, ELSEVIER, Nettuno, Italy, (2013) 69-86.
- [16] Paul Barton, Gianluca Coletti, Ton Veltkamp, Keita Nakagawa, "16.7% Efficient Solar Cell Using Electromagnetic Casting (EMC) Multicrystalline Silicon Wafers in an Industrial Type Solar Cell Process", *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*", Valencia, Spain, (2010) 1-3.
- [17] H.J. Rost, A. Luedge, H. Riemann, F. Kirscht, F.W. Schulze, "Float zone (FZ) silicon: A potential material for advanced commercial solar cells?", *Crystal Research and Technology*, 47 (2012) 273-278.
- [18] Alan L. Fahrenbruch, Richard H. Bube, "Chapter 5 – Junctions", *Fundamentals of Solar Cells: Photovoltaic Solar Energy Conversion*, ACADEMIC PRESS, Stanford, California, (1983) 105-209.

- [19] F. A. Wolf, A. Martinez-Limia, D. Grote, D. Stichtenoth, and P. Pichle, "Diffusion and Segregation Model for the Annealing of Silicon Solar Cells Implanted with Phosphorus", *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5 (2015) 129-136.
- [20] Tatsuo Saga, "Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production", *NPG Asia Materials*, 2 (2010) 96-102.
- [21] M. Itano; F. W. Kern; M. Miyashita; T. Ohmi, "Particle removal from silicon wafer surface in wet cleaning process", *IEEE Transactions on Semiconductor Manufacturing*, 6 (1993) 258-267.
- [22] Hayoung Park, Soonwoo Kwon, Joon Sung Lee, Hee Jin Lim, Sewang Yoon, Donghwan Kim, "Improvement on Surface Texturing of Single Crystalline Silicon for Solar Cells by Saw-Damage Etching using an Acidic Solution", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93 (2009) 1773-1778.
- [23] Jeremy D. Fields, Md. Imteyaz Ahmad, Vanessa L. Pool, Jiafan Yu, Douglas G. Van Campen, Philip A. Parilla, Michael F. Toney & Maikel F. A. M. van Hest, "The Formation Mechanism for Printed Silver-Contacts for Silicon Solar Cells", *Nature Communications*, 7 (2016) 1-7.
- [24] Khuram Ali, Sohail A. Khan, M. Z. Mat Jafri, "Effect of Double Layer (SiO₂/TiO₂) Anti-reflective Coating on Silicon Solar Cells", *International Journal of Electrochemical Science*, 9 (2014). 7865-7874.
- [25] A. Wallace. Copeland, Otis D. Black, A. B. Garrett, "The Photovoltaic Effect", *ACS Chemical Reviews*, 31 (1942) 177-226.
- [26] Shan Jiang, Kemin Wang, Hongwen Zhang, Yonghong Ding, Qiang Yu, "Encapsulation of PV Modules Using Ethylene Vinyl Acetate Copolymer as the Encapsulant", *Macromolecular Reaction Engineering*, 9 (2015) 522-529.
- [27] Daniele Rossi, Martin Omaña, Daniele Giaffreda, Cecilia Metra "Modeling and Detection of Hotspot in Shaded Photovoltaic Cells", *IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems*, 23 (2015) 1031-1039.

- [28] International standard: IEC 61853-1, "Photovoltaic (PV) Module Performance Testing and Energy Rating", *International Electrotechnical Commission*, Geneva, Switzerland, (2011) 1-10.
- [29] David Hinken, Karsten Bothe, Klaus Ramspeck, Sandra Herlufsen & Rolf Brendel, "Determination of the Emitter Saturation Current Density OF Silicon Solar Cells Using Photoluminescence and Quantum Efficiency Analysis", *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany (2009) 1-4.
- [30] R. Nock, F. Nielsen, "Statistical Region Merging", *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*. 26 (2004) 1452-1458.
- [31] Yen-Shan Hsu, "Thermoanalytical Characterization of Ethylene Vinyl Acetate Copolymer (EVA) for Lamination Process Simulation and Gel Content Determination in Photovoltaics Modules", *PV Module Reliability Workshop*, Golden Colorado, USA, (2012) 1-23.
- [32] G. O. Osayemwenre, E. L Meyer, "Thermal Decomposition of EVA Composite Encapsulant of Single Junction Amorphous Silicon Photovoltaic Module", *Journal of Ovonic Research*, 10 (2014) 221-229.
- [33] Kathryn R. Williams, "Analysis of Ethylene-Vinyl Acetate Copolymers: A Combined TGA/FTIR Experiment", *Journal of Chemical Education*, 71 (1994) 195-198.
- [34] Matthew Muller, "Measuring and Modeling Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)", *PV Performance Modeling Workshop*, Albuquerque, NM, USA, (2010) 1-15.
- [35] A.P.Schuetze, W.Lewis,C.Brown, & W.J.Geerts, "A laboratory on the four-point probe technique", *American Journal of Physics*, 72 (2004) 149-153.
- [36] Kulkarni Gururaj Anand, "Laser Beam Induced Current (LBIC) Instrumentation for Semiconductor Research", *International Journal of Engineering and management sciences*, 4 (2013) 102-107.
- [37] J.L. Tissot, C. Trouilleau, B. Fieque, A. crastes, & O. Legras, "Uncooled Microbolometer detector: Recent Developments at Ulis", *Infrared Physics & Technology*, 49 (2007) 187-191.

[38] B. H. Lavenda, J. Dunning Davies, "Stefan-Boltzmann law for black bodies and black holes", *International Journal of Theoretical Physics*, 29 (1990) 501-514.

[39] John W. Salisbury, Andrew Wald, Dana M. D'Aria, "Thermal-Infrared Remote Sensing and Kirchhoff's law: 1. Laboratory Measurements", *Journal of Geophysical Research*, 99 (1994) 897-911.

[40] Rudolf Brüggemann, "Chapter 8 – Photoluminescence and Electroluminescence from Amorphous Silicon/Crystalline Silicon Heterostructures and Solar Cells", *Physics and Technology of Amorphous-Crystalline Heterostructure Silicon Solar Cells*, SPRINGER, Berlin, Germany, (2012) 261-299.

[41] Peng Wang & Rajesh Menon, "Ultra-High-Sensitivity Color Imaging via a Transparent Diffractive-Filter Array and Computational Optics", *Optica*, 2 (2015) 933-939.

[42] Joseph Mathurin Kuitche, "A Statistical Approach to Solar Photovoltaic Module Lifetime Prediction" (*Doctoral Dissertation*), *ASU Electronic Dissertations and Theses*, Arizona State University, USA, (2014). Retrieved from: <https://repository.asu.edu/items/27386>

[43] International standard: IEC 61215-2, "Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval", *International Electrotechnical Commission*, Geneva, Switzerland, (2016) 1-95.