

**MÉTODOS PARA DETERMINAR LA DEGRADACIÓN INDUCIDA POR
POTENCIAL EN PANELES FOTOVOLTAICOS**

Wendy Vanessa Domínguez Rud

Johan Marco Fuentes Alonso

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero Electricista

Directora

Mónica Andrea Botero Londoño

Doctora en Ciencias-Física

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2022

AGRADECIMIENTOS

A Dios, que me mostró día a día su amor, fidelidad y misericordia, me abrazó y resguardo en todo este tiempo y siempre pude sentirlo cerca de mí.

A mi padre Walter Domínguez por su sacrificio sobrehumano, por la entrega total para hacer de este sueño una realidad, por sembrar en mi corazón el amor y respeto por la profesión, a mi madre Ana Rud por ser mi motor, por sus oraciones, por ser una fuente de amor inagotable, porque cada vez que pensaba en rendirme aparecía ella, a mis hermanos Jerson y Walter por el apoyo moral, por ser mi recarga de energía cada seis meses, por depositar su confianza y sentirse siempre orgullosos de mí desde el día uno.

A mi alma gemela, mi hermana, por estar siempre a mi lado, por animarme, consolarme y apoyarme, por creer en mí más de lo que yo misma creía, a mi sobrina Martina por ser mi lugar seguro, mi pensamiento feliz porque con su dulzura y amor me sanó mil veces sin darse cuenta.

A mis amigas, mi segunda familia, Diana, Andrea y Yurani, tengo tanto por agradecerles, gracias por el amor manifestado de todas las formas posibles, por brindarme sus manos para levantarme, sus hombros para llorar y sus oídos para escucharme y por último y no menos importante, gracias a Kevin Lozano, mi tutor, mi maestro y fiel compañero, gracias por la paciencia, por animarme a dar siempre lo mejor y creer en mí.

Wendy Vanessa Domínguez Rud

Infinitas gracias doy a Dios por ayudarme siempre en mi caminar, regalarme de su sabiduría, saber que ha estado y estará conmigo todos los días de mi vida es mi resguardo.

A mi papá Ricardo por su entrega y compromiso para conmigo, darme palabras sabias para la vida, a mi mamá Claudia que siempre ha creído en mi me ha brindado su amor, sé que a pesar de la distancia siempre me acompaña, estoy presente en sus oraciones y me motiva a seguir día a día.

A mis padrinos, Alejo y la Ina, a ellos les agradezco por su inmenso amor, compañía, tanto a mí como a mis hermanos.

A Brenda, Ivanov, Kelly que han sido como unos mentores que desde sus profesiones y el cariño que me tienen me ayudaron a comenzar y culminar esta carrera.

Por último, pero no menos a Tania, Javier, Samir, Eslendy, Mellys, Tatiana, Adriana, Brayan, Camilo, Francisco, personas que me poté en el camino por el saber, los cuales fueron de gran ayuda para llegar a este punto.

Dios los bendiga siempre, su servidor y amigo.

Johan Marco Fuentes Alonso.

Queremos presentar un agradecimiento especial a el Dr. Eduardo Lorenzo, uno de los autores del paper “On-site tests for the detection of potential induced degradation in modules” y coordinador de Sistemas Fotovoltaicos del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, quien amablemente nos autorizó para el libre uso de las imágenes de dicha referencia con fines educativos.

De la misma forma, expresamos nuestro especial agradecimiento a nuestra directora la Dr. Mónica Andrea Botero Londoño por su disponibilidad en todo momento, por estar siempre presta a colaborarnos y ayudarnos a culminar esta maravillosa etapa.

Muchas gracias, sin el apoyo de ustedes no habría sido posible.

Tabla de contenido

	Pag
Introducción	11
1. Objetivos	13
1.1. Objetivo General.....	13
1.2. Objetivos Específicos.....	13
2. Estado Del Arte.....	14
3 Fenómeno de la Degradación Inducida por Potencial (PID).	15
3.1 Modelado de las direcciones de corrientes de fuga en módulos fotovoltaicos.....	18
3.2 Relación entre la humedad y las corrientes de fuga responsables del la PID.	21
3.3 Relación entre el tensión y las corrientes de fuga responsables del la PID.	22
3.4 Relación entre la temperatura del módulo y las corrientes de fuga responsables de la PID. 23	
3.5 Relación entre materiales del panel y las corrientes de fuga responsables de la PID.....	23
4 Métodos para determinar la PID 2.....	24
4.1 Métodos para determinar la PID	24
4.2 Imagen de electroluminiscencia.....	25
4.3 Imagen térmica.....	29
4.4 Tensión de circuito abierto.....	35
4.5 Tensión de funcionamiento.....	36
5 Descripción técnica del sistema fotovoltaico del Centro de la Tecnología de la Manufactura Avanzada y aspectos relevantes de su ubicación.	39

5.1	Descripción del sistema	42
6	Selección de la metodología apropiada para detectar la PID en el sistema fotovoltaico del Centro de la Tecnología de la Manufactura Avanzada.....	45
6.1	Imágenes Térmicas por medio de cámaras termográficas implementadas en el Centro de la Tecnología y Manufactura Avanzada.	46
	Conclusiones	51
	Referencias Bibliográficas	53
	Apéndices.....	56

Lista de Figuras

	Pag
Figura 1. Corriente de fuga del módulo fotovoltaico de silicio cristalino.	20
Figura 2. Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico.	21
Figura 3 Sección transversal de modulo fotovoltaico de c-Si convencional	22
Figura 4. Imágenes de electroluminiscencia de 24 módulos conectados en serie en una cadena afectada por la PID.....	27
Figura 5. Termografía de vuelo.	29
Figura 6. Imagen de electroluminiscencia de un módulo solar de silicio multicristalino.	30
Figura 7. Imagen térmica de un rastreador con módulos afectados por la PID.....	32
Figura 8. Imagen termográfica realizada con termografía de vuelo.	33
Figura 9 Detección de zonas de puntos calientes en una instalación fotovoltaica por medio de termografía de vuelo y manual [45].....	35
Figura 10. Tensión de circuito abierto normalizada de los 24 módulos conectados en serie en un string afectado por la PID.	37
Figura 11 Tensión de funcionamiento normalizada de los 24 módulos conectados en serie en un string afectado por la PID.	39
Figura 12. Promedio mensual de Radiación solar.	43
Figura 13. Dimensiones de modulo Monocristalino tipo Perc,	46
Figura 14. Cámara termográfica TI 300.	51

Lista de Tablas

	Pag
Tabla 1. Comparación de ΔT de puntos calientes obtenida por termografía aérea y a nivel del suelo.	34
Tabla 2. comparación de ΔT de puntos calientes obtenida por termografía aérea y a nivel del suelo.	34
Tabla 3 Cuadro comparativo de los métodos para detectar la PID en sitio.	39
Tabla 4. Parámetros climáticos promedios de Medellín.	40
Tabla 5. Especificaciones técnicas de módulos monocristalinos tipo Perc,	43
Tabla 6. Especificaciones técnicas de módulos policristalinos.....	43
Tabla 7. Criterios mínimos que deben cumplir las metodologías para ser aplicadas en el Centro de la Tecnología y la Manufactura Avanzada.....	45
Tabla 8. Especificaciones técnicas de la cámara termográfica.	49

Resumen

Título: Métodos para determinar la degradación inducida por potencial en paneles fotovoltaicos*

Autor: Wendy Vanessa Domínguez Rud, Johan Marco Fuentes Alonso**

Palabras Clave: Módulos fotovoltaicos, PID, corrientes de fuga, degradación inducida por potencial en paneles fotovoltaicos.

La energía solar fotovoltaica ha sobresalido en los últimos años aumentando exponencialmente a nivel mundial. Aunque se han considerado eficientes en condiciones de campo, existe un fenómeno que causa efectos adversos en los módulos, este se conoce como degradación inducida por potencial (PID), por tanto, se hace indispensable implementar una metodología que pueda detectar esta alteración previniendo así daños irreversibles que conlleven a un cambio prematuro del mismo. Con este trabajo de grado se buscó analizar diversos métodos para determinar la PID en paneles de silicio cristalino y seleccionar el más adecuado para implementarlo en la instalación solar fotovoltaica del Centro de Tecnología de la Manufactura Avanzada (CTMA) ubicado en Medellín - Colombia. El desarrollo de este proyecto comprendió cuatro capítulos; en el primero se ahondó acerca del fenómeno de la degradación inducida por potencial (PID), sus posibles causas y las repercusiones que tiene, posteriormente se modelaron las corrientes de fuga responsables de la PID y se correlacionaron la humedad, el voltaje, la temperatura y los materiales que componen la celda fotovoltaica con la aparición de corrientes de fuga que originan dicho fenómeno. En el segundo se abordaron las metodologías en-sitio encontradas en la literatura técnica disponible, consecuentemente se realizó un cuadro comparativo en donde se mostraron diferencias, similitudes, ventajas y desventajas entre ellas. En el tercero se presentaron aspectos relevantes referentes a la latitud, altitud y climatología de la Ciudad en donde está ubicado el sistema fotovoltaico, posteriormente se mostró la descripción del sistema y las especificaciones técnicas que lo componen. En el cuarto se estructuró un plan para establecer cuál de los métodos fue el apropiado para detectar la PID en los módulos fotovoltaicos instalados en CTMA con el fin de sugerir un análisis para verificar el estado de operación de los paneles.

*Trabajo de grado.

**Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones - E3T. Director: Mónica Andrea Botero Londoño, Doctora en Ciencias-Física.

Abstract

Title: Methods to determine the potential induced degradation in photovoltaic panels*.

Author: Wendy Vanessa Domínguez Rud, Johan Marco Fuentes Alonso**

Keywords: Photovoltaic modules, PID, leakage currents, potential-induced degradation in photovoltaic panels.

Solar photovoltaic energy has excelled in recent years, increasing exponentially worldwide. Although they have been considered efficient in field conditions, there is a phenomenon that causes adverse effects on the modules, this is known as potential induced degradation (PID), therefore, it is essential to implement a methodology that can detect this alteration thus preventing irreversible damage leading to a premature change of the same. With this degree work we sought to analyze various methods to determine PID in crystalline silicon panels and select the most appropriate to implement it in the solar photovoltaic installation of the Center for Advanced Manufacturing Technology located in Medellín - Colombia. The development of this project consisted of four chapters; in the first one, the phenomenon of potential induced degradation (PID), its possible causes and repercussions were studied in depth, then the leakage currents responsible for PID were modeled and the humidity, voltage, temperature and the materials that compose the photovoltaic cell were correlated with the appearance of leakage currents that originate this phenomenon. In the second one, the in-situ methodologies found in the available technical literature were discussed, and consequently, a comparative table was made showing differences, similarities, advantages and disadvantages among them. In the third part, relevant aspects related to the latitude, altitude and climatology of the city where the photovoltaic system is located were presented, then the description of the system and its technical specifications were shown. In the fourth, a plan was structured to establish which of the methods was the appropriate one to detect PID in the photovoltaic modules installed in the center of technology and advanced manufacturing in order to suggest an analysis to verify the operating status of the panels.

*Degree work

**Faculty of Physical and Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunication Engineering -E3T. Director: Mónica Andrea Botero Londoño, Doctor of Science-Physics.

Introducción

La energía eléctrica es una necesidad básica que ha estado aumentando globalmente debido al crecimiento y desarrollo de las poblaciones, los recursos fósiles de donde actualmente se extrae cerca de un 80% de dicha energía ya no se consideran una opción viable a largo plazo, dado a que son fuentes de energía no renovables y contribuyen en gran manera a la contaminación ambiental. Por ende, la recolección de energía a partir de recursos naturales juega un papel cada vez más importante en el panorama eléctrico actual (Kurtz, Packard, Berger y Kato, 2014). El sistema solar fotovoltaico (PV) es una de las tecnologías limpias más implementadas mundialmente, se estima que para el 2050 la capacidad instalada de dicha tecnología sea de 4.7 TW lo que corresponde a contribuir el 16 % de la necesidad mundial para esa época (Kwembur, Crozier, Dyk, Voster, 2019). Esta proyección puede verse afectada por imperfecciones que limitan el rendimiento de los módulos, esto debido a que cada vez el número de módulos conectados en serie aumenta para generar una mayor salida de voltaje y consecuentemente una menor pérdida del rendimiento, lo que hace que exista una diferencia de potencial entre el marco de los módulos y las celdas, generando corrientes de fuga, fenómeno llamado degradación inducida por potencial (PID).

En la literatura técnica existen diferentes metodologías para evaluar la existencia de la PID en módulos fotovoltaicos en-sitio, pues, aunque todos los módulos antes de su instalación deben pasar por una prueba estándar para detectar dicho fenómeno, este aparece algún tiempo después de su montaje debido no solo a corrientes de fuga sino también a factores ambientales como la humedad, la temperatura y las topologías técnicas del sistema. Por medio de este trabajo de grado se busca determinar cuál de las metodologías encontradas es la óptima para implementar

en el CTMA evitando así la pronta degradación del sistema, lo que conllevaría a repercusiones ambientales y económicas puesto que sería necesario cambiar el módulo.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Desarrollar una metodología para evaluar la degradación inducida por potencial (PID) en los paneles fotovoltaicos ubicados en el Centro de Tecnología de la Manufactura Avanzada (CTMA).

1.2. Objetivos Específicos

Realizar una revisión de literatura sobre las metodologías más significativas utilizadas para determinar la degradación inducida por potencial en módulos fotovoltaicos.

Comparar metodologías empleadas para identificar la PID en módulos fotovoltaicos basados en las tecnologías implementadas en el CTMA.

Proponer la metodología más adecuada para determinar la degradación inducida por potencial en el sistema fotovoltaico del CTMA.

2. ESTADO DEL ARTE

El primer registro que se tiene de la PID es del año 1985 para módulos de silicio cristalino (c-Si), para los módulos de película delgada de silicio amorfo (a-Si), este tema fue presentado por Jet Propulsion Laboratory (JPL) en el mismo año (Mon, Ross y Adent, 1985). Tiempo después, en el año 2000 el Laboratorio Nacional de Energía de Investigación (NREL) y el Centro de Energía Solar de Florida (FSEC) (Carlson et al,2003) y (McMahon y Jorgensen, 2001)

investigaron los riesgos potenciales de alta tensión en varios tipos de módulos.

Posteriormente, entre el 2009 y el 2012 el Instituto de Investigación de Energía Solar de Singapur (SERIS) realizó estudios de fiabilidad en diez tipos de módulos fotovoltaicos comerciales (módulos de película delgada y silicio cristalino -c-Si) (Walsh et al, 2012) explicando las sensibilidades relativas del PID. Todos los estudios realizados dieron lugar a lo que se determinó técnicamente en el año 2010 como Degradación Inducida por Potencial (PID por sus siglas en inglés) por Pingel et al (Luo, Khoo, Hacke, Naumann, Lausch, 2016).

3 Fenómeno de la Degradación Inducida por Potencial (PID).

La implementación de paneles fotovoltaicos es en la actualidad una de las tecnologías pioneras en cuanto a generación sostenible se trata, con frecuencia las grandes industrias recurren a la instalación de paneles fotovoltaicos para reducir costos de operación, puesto que a pesar de que su instalación requiere de una inversión considerable, la vida útil de un panel en condiciones de campo está entre 20 - 25 años (Berghold et al, 2014). Los sistemas fotovoltaicos usualmente se conectan a la red en serie, esto incrementa considerablemente la diferencia de potencial entre las celdas solares del módulo y el marco (Ndiaye et al. 2013), así mismo por motivos de seguridad los marcos del módulo están conectados independientemente a tierra (Luo et al, 2017); con una salida de tensión en un módulo entre 1000 – 1500 V, la diferencia de tensión entre las celdas del módulo y el marco del mismo se hace extremadamente grande provocando así estrés por alto voltaje y generando corrientes de fuga, fenómeno llamado degradación inducida por potencial (PID) (Pingel, 2010). Este fenómeno disminuye cuantiosamente la vida útil del panel y perjudica en el rendimiento del mismo, esto se da no sólo por la creación de corrientes de fuga, existen también factores ambientales como la humedad y altas temperaturas que también influyen en la aparición de dicho fenómeno (Hacke et al, 2014).

Es por esto que se hace esencial conocer un método para determinar a tiempo la degradación inducida por potencial y tomar así los correctivos necesarios evitando un daño irreversible en el sistema lo que conllevaría a grandes repercusiones económicas y a su vez ambientales, puesto que sería necesario la instalación de nuevos paneles. Este mecanismo de PID no es monitoreado por las típicas pruebas fotovoltaicas enumeradas en la IEC – 61215 (2005), sin embargo, probar la PID de los módulos fotovoltaicos antes de la instalación en la planta de energía es una tarea

esencial que normalmente se realiza de acuerdo con la condición de prueba estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 62804-1. A pesar de que en la actualidad existe este procedimiento de prueba estándar para detectar la PID en paneles fotovoltaicos, esta se realiza con parámetros determinados que solo se pueden obtener en laboratorios (Pingel et al, 2010), no obstante podemos encontrar en la literatura técnica diferentes pruebas para detectar dicho fenómeno en sitio, tales como; Imagen de electroluminiscencia, Imagen térmica o termografía, tensión de circuito abierto, tensión de funcionamiento, curva I-V, curva I-V en oscuro, entre otros que se detallarán en los siguientes capítulos.

La degradación inducida por potencial es una de las preocupaciones verdaderamente críticas de la generación de energías sostenible a partir de un sistema fotovoltaico, en los sistemas fotovoltaicos acoplados a la red, los paneles son conectados habitualmente en serie para generar una mayor salida de tensión, estos altos voltajes de polarización tienen efectos negativos a largo plazo en el rendimiento y la confiabilidad del sistema puesto que cuando el módulo fotovoltaico opera bajo alta condición de tensión durante mucho tiempo, se acumulará una gran cantidad de cargas negativas en la superficie de la celda a través del canal de fuga, lo que reducirá el rendimiento de la misma (Del Cueto y Rummel, 2010).

Un sistema fotovoltaico autónomo usualmente está conformado por una estructura para el módulo, esta constituida a su vez por la unión de varias celdas, regulador de carga, batería e inversor, dependiendo del tipo de inversor utilizado se puede inducir una gran cantidad de potencial eléctrico entre las celdas solares y el marco del módulo a través del vidrio frontal y la encapsulación, lo que genera corrientes de fuga responsables del fenómeno de la PID (Del Cueto y Rummel, 2010).

Las celdas fotovoltaicas usualmente están construidas de Silicio el cual tiene una alta reflexión (30%), por lo que es necesario aplicarle un recubrimiento antirreflectante (ARC) en la superficie, el cual sirve también para proteger a la celda de agentes atmosféricos y debe ser un buen transmisor de radiación solar, este proceso de recubrimiento se conoce como cubierta frontal. Para brindarle a la celda solides y rigidez esta se somete a un proceso en donde es insertada en un material transparente con la finalidad de aislarla eléctricamente, esta fase se conoce como encapsulado, en la actualidad existen cuatro métodos de encapsulación, etileno vinil acetato (EVA), butiral de polivinilo (PVB), teflón y resina epoxi. El encapsulado debe permitir al igual que la cubierta frontal la transmisión de la radiación solar y no degradarse con la luz ultravioleta, así mismo evitar que el agua o el oxígeno entre.

Las investigaciones realizadas hasta el momento han mostrado como los efectos de la PID están asociados a muchos factores como son las propiedades del revestimiento antirreflectante (ARC) de la celda solar materiales de encapsulación, construcción del módulo y topologías del sistema (tipo de inversor utilizado, conexión entre módulos e instalación de la puesta a tierra del sistema que generalmente quedan a libre criterio) (Berghold et al, 2014). Otros estudios han señalado que el alcance del daño de la PID depende de la construcción del módulo, la encapsulación utilizada y el diseño del sistema. No obstante, las características de la PID dependen estrictamente de los materiales que componen la celda como tipo de celda, EVA (etileno acetato de vinilo) y vidrio (Luo et al, 2017). También se encontró que incluso en el mismo tipo de módulo se pueden inducir diferentes grados de degradación dependiendo de factores de estrés ambiental (temperatura, humedad, condensación, condiciones de puesta a tierra de la superficie de vidrio y exposición a la luz) (Schütze et al, 2011). Es preciso señalar que, aunque diversos factores influyen en los efectos del la PID, todos tienen una característica en

común, el nivel de degradación depende de la polaridad y la diferencia de potencial entre la celda y la tierra (Pingel et al, 2010).

La figura 1 muestra las posibles corrientes de fuga de un módulo fotovoltaico de silicio cristalino donde I_1 corresponde a la corriente de fuga causada por el contacto entre la celda y la superficie del vidrio, I_2 representa la fuga eléctrica que fluye por el lado posterior de la celda, e I_3 que simboliza la corriente causada por la fuga eléctrica de EVA.

Figura 1.

Corriente de fuga del módulo fotovoltaico de silicio cristalino.



Nota: Corriente de fuga del módulo fotovoltaico de silicio cristalino. Adaptado por los autores de la referencia (F Jiang, H Liu, X Zon, 2010).

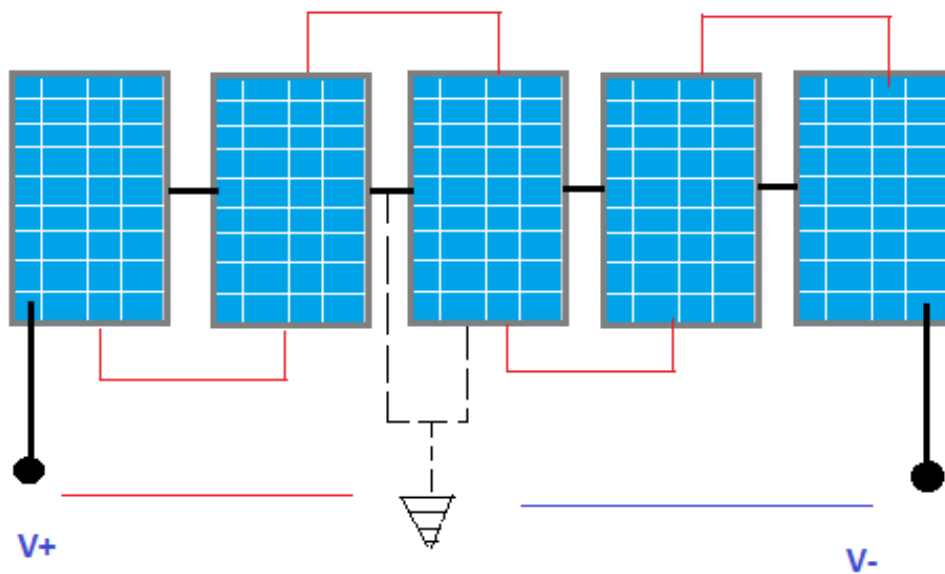
3.1 Modelado de las direcciones de corrientes de fuga en módulos fotovoltaicos.

En la figura 2 se ilustra un diagrama esquemático simplificado de un sistema fotovoltaico en donde los módulos están conectados en serie (línea roja en la figura) mientras que los marcos están conectados a tierra, La diferencia de potencial medida entre la celda y el marco del módulo

en el medio es cero, sin embargo, la magnitud de esta diferencia de potencial aumenta hacia cada extremo de la cadena de módulos. La cantidad de módulos conectados en serie se hace en la industria cada vez mayor para reducir el costo de construcción y mejorar la potencia de salida, esto aumenta significativamente la diferencia de potencial existente entre los marcos de los módulos de cada extremo de una cadena de módulos y la celda que representa el circuito activo del módulo (Dhere et al, 2014), induciendo corrientes de fuga que fluyen en direcciones diferentes como se ilustra en la Figura 3.

Figura 2.

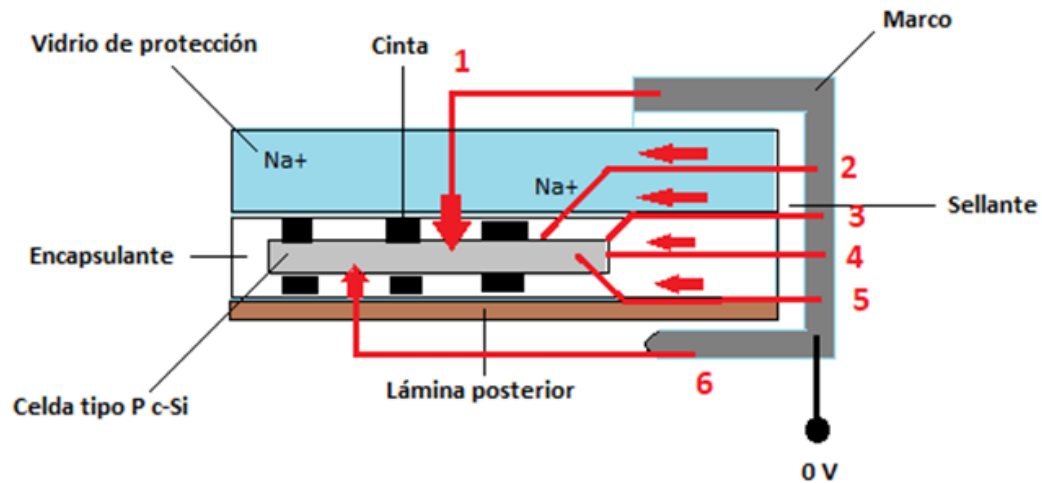
Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico.



Nota: se presenta un diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico. Realizado por los autores basándose en la referencia (Del Cueto y Rummel, 2010).

Figura 3

Sección transversal de modulo fotovoltaico de c-Si convencional.



Nota: Se presenta la sección transversal de modulo fotovoltaico de c-Si convencional.

Realizado por los autores basándose en la referencia (Dhere et al, 2014).

Podemos apreciar en la figura 3 que el módulo está construido con una capa de vidrio (de color azul en la ilustración), seguida del encapsulante (color blanco en la ilustración), posterior a este está ubicada la celda (color gris en la ilustración) y finalmente en la imagen está localizada la lámina posterior. Del mismo modo, se observan las posibles vías de corrientes de fuga donde las flechas representan las direcciones de las mismas, las cuales se invierten cuando las celdas solares están polarizadas positivamente con respecto al marco del módulo, las posibles vías ilustradas se especifican de la siguiente forma (Dhere et al, 2014).

1. La corriente pasa a lo largo de la superficie del vidrio frontal, atraviesa su volumen al igual que el encapsulante para finalmente llegar a la celda.

2. La corriente atraviesa el vidrio frontal lateralmente y el encapsulante, posterior a esto llega a la celda.
3. La corriente se abre camino en la interfaz que se forman entre el vidrio y el encapsulante, atraviesa el encapsulante y llega a la celda.
4. La corriente atraviesa todo el encapsulante.
5. La corriente pasa a través del espacio entre el encapsulante y la lámina posterior, pasa por el encapsulante y finalmente llega a la celda.
6. La corriente recorre la superficie de la lámina posterior, la atraviesa, atraviesa el encapsulante y llega a la celda.

De las vías de corriente de fuga expuestas anteriormente se concluye que la ruta número uno frecuentemente es la más perjudicial en condiciones de funcionamiento al aire libre, esto debido a que la conductividad de la superficie del vidrio frontal aumenta drásticamente en condiciones de lluvia y humedad (Berghold et al, 2014).

Como se ha mencionado anteriormente, hay diversos factores que influyen en la propagación de las corrientes de fuga responsables de la PID, a continuación, se mostrara en detalle como el voltaje aplicado, la humedad y la temperatura se han estudiado para monitorear el avance de este fenómeno en condiciones de campo (Hoffmann y Köhl, 2013).

3.2 Relación entre la humedad y las corrientes de fuga responsables de la PID.

La humedad es un factor ambiental que influye de varias formas en la aparición de corrientes de fuga dominantes en el módulo, en condiciones secas las corrientes se producen por los bordes del módulo, esto debido a que la conductividad del vidrio de la cubierta frontal es baja, por otro

lado, en condiciones de lluvia o condensación de rocío se genera en la cubierta del vidrio frontal una película altamente conductora de electricidad, lo que determina la ruta de la corriente de fuga (Pingel et al, 2010). Se determinó que, a alta humedad relativa, las energías de activación de las corrientes de fuga rondan los 0.9 eV (Del Cueto y McMahon, 2002), en consecuencia, la corriente de fuga aumenta al aumentar el nivel de humedad, que a menudo es mayor en horas de la mañana debido a la condensación del rocío. Después del amanecer, la temperatura interna del módulo es mayor a la temperatura ambiente debido a la radiación solar, lo que da lugar a una corriente de fuga menor puesto que la conductividad de la superficie de vidrio se reduce, y aparecen diferentes rutas para la corriente, concentradas en los bordes del módulo (Hoffmann y Köhl, 2013). Así mismo se concluye que los módulos expuestos a largos periodos de humedad tienen a generar progresión de PID a largo plazo, debido a que esta penetra reduciendo la resistividad global de los materiales de encapsulación, en general es preciso señalar que a medida que aumenta la humedad aumenta la PID (Kempe, 2006).

3.3 Relación entre la tensión y las corrientes de fuga responsables del la PID.

Tanto la polaridad como la magnitud de la tensión aplicada intervienen en la aparición de la PID en los módulos fotovoltaicos, esto lo afirma Hattendorf et al, quien realizó un estudio en donde se aplicaron voltajes de 250, 500 y 750 V a dos tipos de módulos fotovoltaicos de c-Si (Silicio Cristalino) tipo p bajo las mismas condiciones climáticas y polarización negativa (Hattendorf et al, 2012), los resultados arrojaron que para ambos tipos de módulos una tensión de polarización de 500 V provoca una degradación de la potencia fotovoltaica mayor a la de 250 V pero menor a la de 750 V, lo que indica que a mayor voltaje aplicado mayor severidad de la

PID, no obstante, los resultados no arrojaron una relación lineal exacta que relacione la pérdida de potencia del módulo y la magnitud de la tensión aplicada (Malachi et al, 2014).

3.4 Relación entre la temperatura del módulo y las corrientes de fuga responsables de la PID.

En módulos fotovoltaicos de c-Si tipo p se presentan procesos a nivel molecular que aceleran la progresión de la PID, un factor importante para la activación de dichos procesos es la temperatura a la que se encuentra el módulo, ya que ésta contribuye con la propagación de los iones de metales alcalinos (predominantes Na^+) (Naumann et al, 2014). Esto ha sido mencionado por varios autores, en donde lo ilustran trazando la corriente de fuga en un formato logarítmico Y – versus el recíproco de la temperatura absoluta del módulo, mostrando así una relación exponencial, esta relación es válida solo para niveles de humedad fijos, puesto que la energía de activación es directamente proporcional a la humedad (Sharma y Chandel, 2013).

3.5 Relación entre materiales del panel y las corrientes de fuga responsables de la PID.

La composición del material en el panel también influye en la aparición de la PID en módulos fotovoltaicos, estudios han demostrado que puede verse que dos materiales con diferente conductividad de encapsulación están provocando que las corrientes de fuga máximas difieran en más de un orden de magnitud. El panel se puede describir en estos casos como un condensador, el cual se carga mientras la temperatura aumenta, finalmente se alcanza la capacidad total y la corriente cae. Durante los estudios realizados en las celdas es notable que los paneles solares que presentan la PID al estar expuestos a altas temperaturas alcanzan una regeneración cercana al 100%, lo que demuestra que las altas temperaturas no solo conducen a una evolución más rápida

del PID debido al aumento de las corrientes de fuga, sino que también contribuyen de manera importante en los procesos de regeneración de la celda. Pero este procedimiento de recuperación a alta temperatura no es adecuado como tratamiento estándar ya que la alta temperatura está estresando los materiales del panel y por lo tanto afecta la estabilidad a largo plazo.

4 métodos para detectar la PID 2

4.1 Métodos para determinar la PID

A raíz del rápido crecimiento de la industria, la fiabilidad de las tecnologías fotovoltaicas ha atraído atención considerable por parte de investigadores y fabricantes, los cuales buscan mejorar día a día la eficiencia de estos sistemas que, aunque durante mucho tiempo se han considerado muy fiables en condiciones de campo con bajas tasas de degradación y fallos, todavía son susceptibles a varias alarmas y mecanismos de falla como corrosión y delaminación (Sharma y Chandel, 2013). Entre estos problemas obvios de confiabilidad, La degradación inducida por potencial (PID) de módulos en grandes instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red es un fenómeno alarmante desde 2006, ya que puede causar pérdidas de rendimiento de hasta un 80% (Del Cueto y Rummel, 2010). La explicación de por qué la PID no apareció antes es muy simple, la PID está relacionado con los altos voltajes del sistema (algunos cientos de voltios), que son típicos de los sistemas instalados después de 2005.

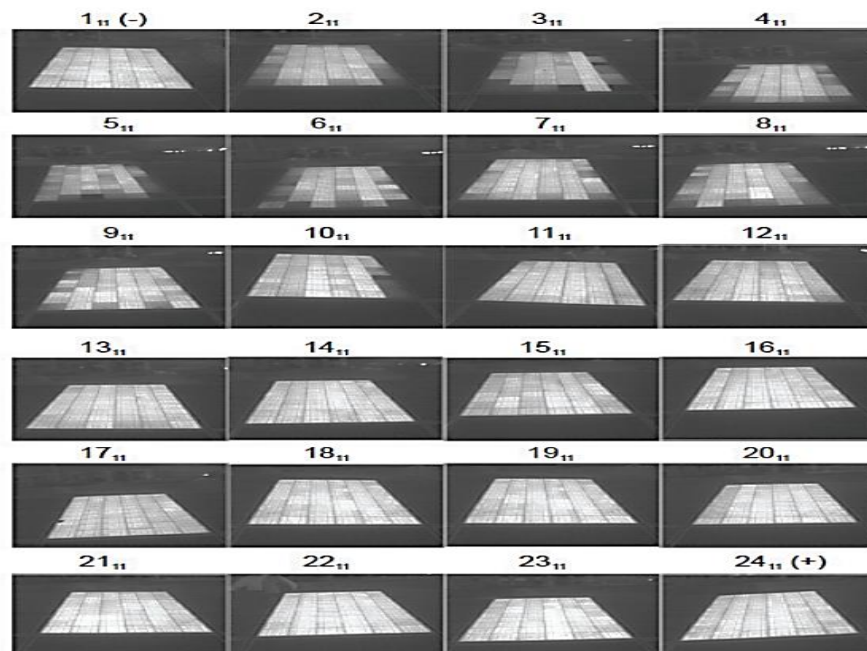
A continuación, se describirán algunos de los métodos en-sitio para detectar la PID encontrados en la literatura técnica.

4.2 Imagen de electroluminiscencia.

Por medio de imagen de electroluminiscencia se puede determinar si un módulo presenta PID. Esto se hace con una cámara CCD (dispositivo de carga acoplada) mientras el módulo está polarizado con una fuente de corriente y sin luz solar. Por lo tanto, esta prueba solo se puede realizar en la noche. Un módulo libre de PID tiene una imagen de electroluminiscencia con todas sus celdas con casi el mismo brillo, mientras que un módulo afectado por PID tiene celdas oscuras: es decir, celdas derivadas por la PID (F Martines, E Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino, 2016).

Figura 4.

Imágenes de electroluminiscencia de 24 módulos conectados en serie en una cadena afectada por la PID



Nota. Se presenta la electroluminiscencia de 24 módulos conectados en serie en una cadena afectada por PID. Tomado por la autorización de sus autores de la referencia (F Martines, E

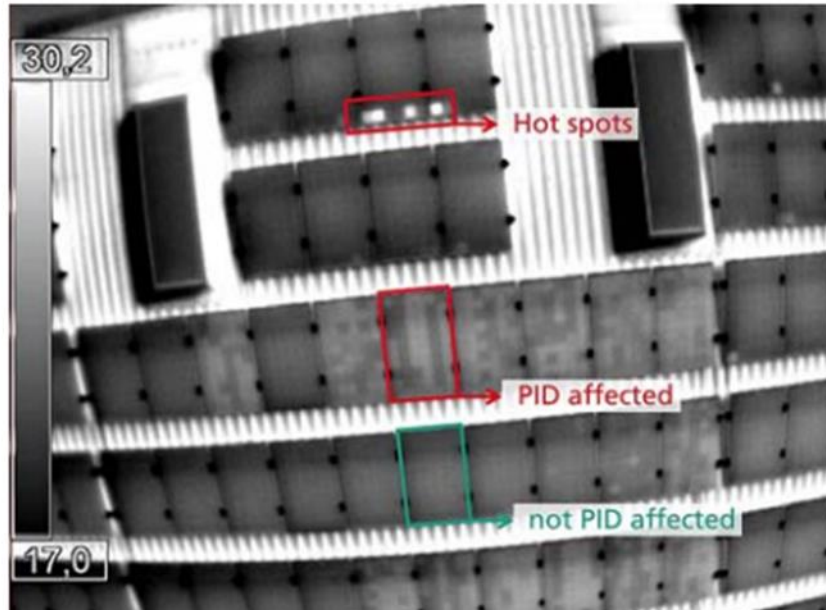
Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino, 2016).

En la figura 4 se puede observar un sistema compuesto por 24 paneles conectados en serie, en los cuales es notorio que los paneles más cercanos a polo positivo el brillo en sus celdas es el mismo lo cual nos indica que carecen de PID, mientras que los paneles más cercanos al polo negativo de la cadena poseen celdas oscuras lo cual indica que se encuentran afectados por la PID, en esta situación el panel 1 más cercano al polo negativo tuvo que ser cambiado ya que se había visto afectado en gran manera por la PID por ello se ve el brillo en sus celdas.

Otro caso de estudio es el realizado a un sistema de energía fotovoltaica en un techo plano de un edificio industrial que comprende alrededor de 350 módulos solares de silicio monocristalino con un octocóptero de control remoto (RC) equipado con un sistema de cámara termográfica. El sistema fotovoltaico está ubicado en el suroeste de Alemania. Los módulos se instalaron con orientación oeste con un ángulo de montaje relativamente plano. El sistema mostraba una reducción significativa del rendimiento en varias cadenas durante el primer año de funcionamiento. Sin embargo, también ha habido cadenas que no mostraron ninguna pérdida de rendimiento en el primer año. Los módulos que provocan la reducción del rendimiento deben identificarse mediante termografía (T Kaden, K Lammers, S Hoffman, 2014).

Figura 5.

Termografía de vuelo.

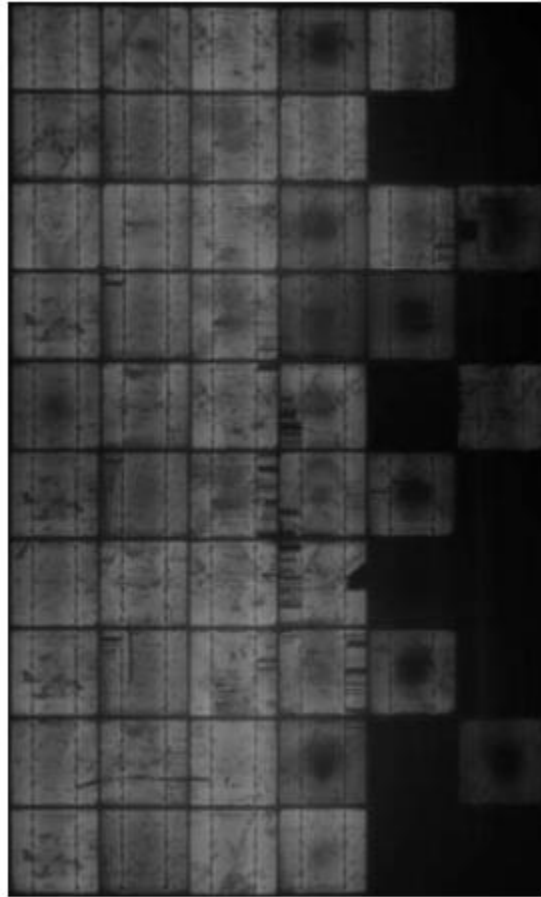


Nota: Se presenta una termografía de vuelo Tomado por la autorización de sus autores de la referencia (T Kaden, K Lammers, S Hoffman, 2014).

La imagen registrada a una distancia más corta del techo. Se hace visible un patrón de "tablero de ajedrez" en los módulos a temperatura elevada, lo que sirve como un fuerte indicio de PID. (La escala de temperatura está en ° C).

Figura 6.

Imagen de electroluminiscencia de un módulo solar de silicio multicristalino.



Nota: electroluminiscencia de un módulo solar de silicio multicristalino cuyas celdas fueron degradadas selectivamente, Tomado por la autorización de sus autores de la referencia (T Kaden, K Lammers, S Hoffman, 2014).

El ΔT resultante para una celda con la PID fuerte es cerca de 6 K (-267.1 °C) cuando la irradiación alcanza su máximo diario. Una celda con PID débil alcanza un ΔT máximo de 2 K (-271.1 °C) en este experimento (T Kaden, K Lammers, S Hoffman, 2014). También queda claro que el curso del ΔT observado para las diferentes células no es tan homogéneo como la irradiación. Factores adicionales como la velocidad y la dirección cambiantes del viento están influyendo en las temperaturas observadas.

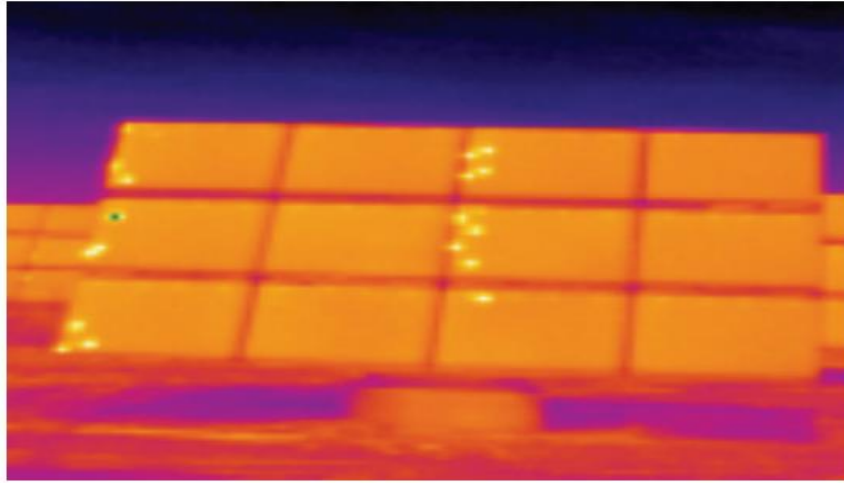
4.3 Imagen térmica.

La investigación por determinar la degradación inducida por potencial (PID) es una tarea ardua en la cual se trabaja constantemente y utilizando nuevas tecnologías que nos permitan tener una imagen más certera del estado del sistema, por ello se ha recurrido a los estudios con termografía infrarroja la cual permite identificar el funcionamiento de los módulos solares. El sistema fotovoltaico se puede inspeccionar en funcionamiento haciendo la salvedad que se debe contar con buenas condiciones meteorológicas a la hora de realizar la inspección, si se realiza de manera manual la cámara debe tener un plano de casi 90° con respecto al plano del módulo (F Martines, E Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino, 2016).

En el siguiente caso de estudio se realizó la inspección de los módulos en funcionamiento, utilizando una cámara IR (cámara infrarrojo o termográfica). Se logra evidenciar que los módulos afectados por PID tienen temperaturas más altas que los módulos vecinos, por el contrario un módulo libre de PID mantiene una temperatura constante en todas sus celdas, otro factor que se ha constatado es que por lo general estas celdas que presentan una mayor temperatura se encuentran cercanas al polo negativo (o positivo) de la cadena o string (F Martines, E Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino, 2016).

Figura 7.

Imagen térmica de un rastreador con módulos afectados por PID.



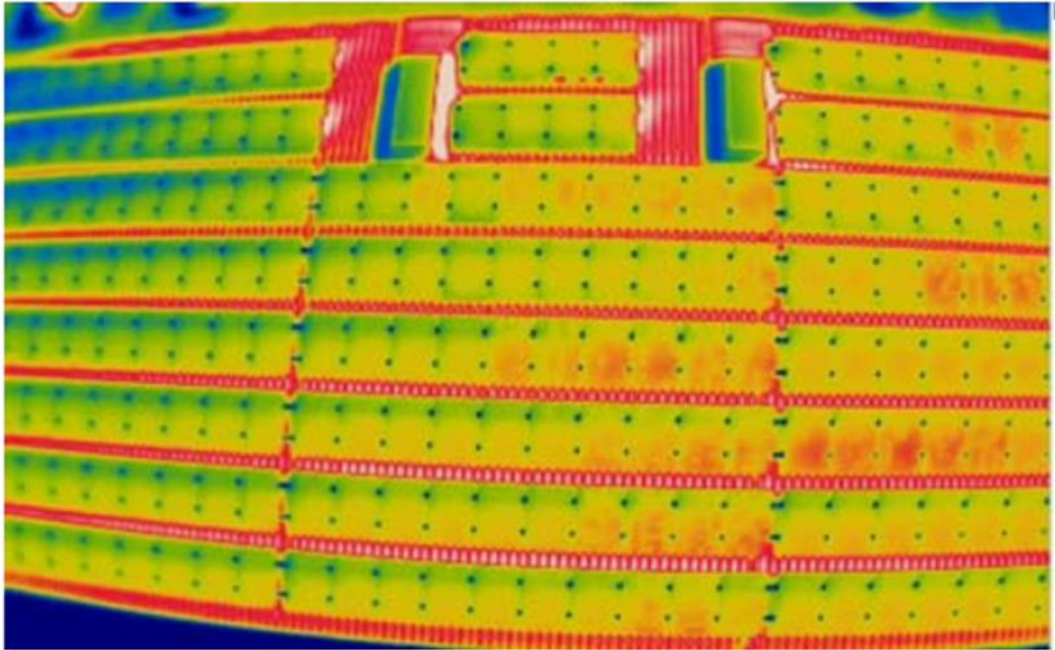
Nota: Imagen térmica de un rastreador con módulos afectados por PID. Tomado por la autorización de los autores de la referencia (F Martines, E Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino, 2016).

Se analizó de nuevo el caso realizado en un techo de un edificio industrial con un sistema fotovoltaico compuesto por cerca de 350 módulos, esta vez con una cámara termográfica. Se ejecutaron estos estudios ya que el sistema presentó significativas pérdidas de eficiencia en varias cadenas durante el primer año de su puesta en servicio, aunque algunas de sus cadenas no presentaron ninguna pérdida (T Kaden, K Lammers, S Hoffman, 2014).

Se utilizó un octocópetro de control remoto (RC) equipado con un sistema de cámara termográfica, la inspección al sistema se realizó a principios de la primavera de 2014, el cielo se encontraba despejado, temperatura ambiente de 14°C, velocidad del viento de 3 m/s, la humedad relativa de 35%. La irradiación para ese día era de 580 W/m².

Figura 8.

Imagen termográfica realizada con termografía de vuelo.



Nota: Se presenta la imagen termográfica realizada con termografía de vuelo. Tomado por la autorización de los autores de la referencia (T Kaden, K Lammers, S Hoffman, 2014).

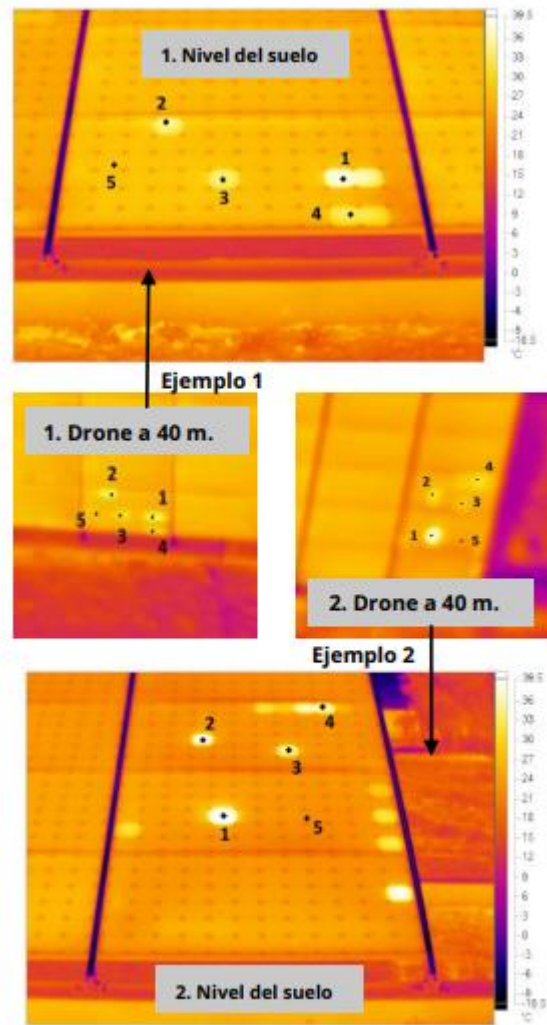
En el vuelo realizado cerca de 20 m por encima del techo podemos apreciar que alrededor de unos treinta módulos presentan una temperatura superior (rojo) al resto de los módulos presentes en la imagen, permitiéndonos hacer una imagen más amplia del estado del sistema (T Kaden, K Lammers, S Hoffman, 2014).

Cada vez son más grandes los parques solares instalados alrededor del mundo, realizar estudios a ellos ha obligado a usar nuevas tecnologías que permitan hacer esta tarea mucho más rápida y eficiente, por ello se ha recurrido a los vehículos aéreos no tripulados (UAV), gracias a sus altas tasas de inspección, registro de datos y rentabilidad principalmente si lo que se busca es inspeccionar plantas de varios MW de capacidad instalada. Estos suelen ser dotados con cámaras de alta resolución.

Se realizó un estudio al sur de España en el cual se buscó inspeccionar un sistema por medio de termografía aérea, las imágenes fueron tomadas con un sensor de cámara termográfica de tamaño 640x480 pixeles y altitud de vuelo de 40 m. Se ejecutó un análisis para dos ejemplos en ambos se realiza una inspección de termográfica aérea y una manual ya que la termografía aérea tiende a subestimar los valores de los puntos calientes ΔT . Ambas mediciones se realizaron en un intervalo de tiempo corto con el fin de mantener un nivel de irradiancia estable para asegurar que la fotocorriente generada por el módulo no sufra cambios y así no alterar la temperatura de los puntos calientes (J Cohello, P Gutiérrez, A Velazco, A Cristobal, 2018).

Figura 9

Detección de zonas de puntos calientes en una instalación fotovoltaica por medio de termografía de vuelo y manual.



Nota: En la figura se presenta la detección de zonas de puntos calientes en una instalación fotovoltaica por medio de termografía de vuelo y manual, Tomado por la autorización de los autores de la referencia (J Cohello, P Gutiérrez, A Velasco, A Cristobal, 2018).

En ambos ejemplos, se realizó un análisis cuantitativo de ΔT en 4 puntos calientes diferentes. La Tabla 1 muestra los resultados, donde ΔT se calcula como la diferencia entre la temperatura absoluta de cada punto caliente y la temperatura de un mismo punto de referencia (punto 5 en

ambos ejemplos). Los resultados muestran que la tendencia general de la termografía aérea es subestimar el aumento de temperatura de los puntos calientes. Esta situación es particularmente importante si la inspección se va a utilizar en un criterio contractual de aceptación y rechazo basado en gradientes de celdas calientes. Sin embargo, desde el punto de vista de las actividades de mantenimiento preventivo en grandes plantas fotovoltaicas, la termografía aérea es una herramienta versátil para la monitorización rápida y eficaz del comportamiento térmico de los módulos fotovoltaicos (J Cohello, P Gutiérrez, A Velazco, A Cristobal, 2018).

Tabla 1.

Comparación de ΔT de puntos calientes obtenida por termografía aérea y a nivel del suelo.

Punto caliente	ΔT suelo (°C)	ΔT drone (°C)	Diferencia (°C)
1	10.6	6.4	-4.2
2	7	6.9	-0.1
3	6.3	4.1	-2.2
4	4.8	2.3	-2.5
5	Referencia	Referencia	

Nota: Se presenta el ejemplo 1 de la comparación de ΔT de puntos calientes obtenida por termografía aérea y a nivel del suelo (J Cohello, P Gutiérrez, A Velazco, A Cristobal, 2018).

Tabla 2.

comparación de ΔT de puntos calientes obtenida por termografía aérea y a nivel del suelo.

Punto caliente	ΔT suelo (°C)	ΔT drone (°C)	Diferencia (°C)
1	35.2	10.9	-24.3
2	12.4	3.7	-8.7
3	8.1	1.7	-6.4
4	9.3	3.5	-5.8
5	Referencia	Referencia	

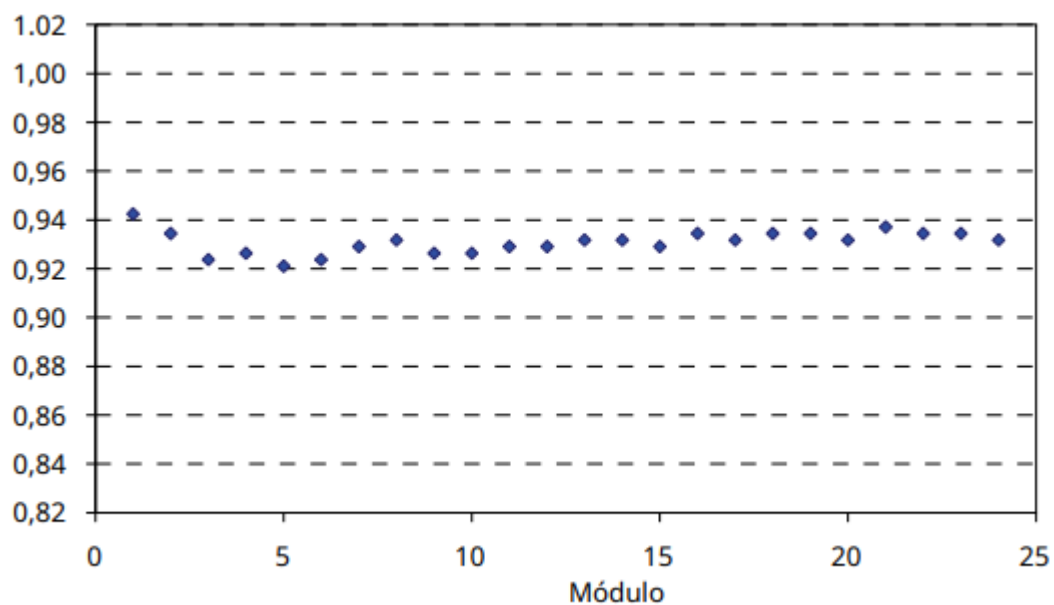
Nota: Ejemplo 2 de la comparación de ΔT de puntos calientes obtenida por termografía aérea y a nivel del suelo (J Cohello, P Gutiérrez, A Velazco, A Cristobal, 2018).

4.4 Tensión de circuito abierto

Otra posibilidad es medir rápidamente con un voltímetro la tensión en circuito abierto del módulo. Cuando un módulo se ve afectado por PID, su tensión de circuito abierto puede ser menor que el esperado. Esto se debe a que la reducción de la resistencia en derivación puede reducir la tensión de circuito abierto. Pero esta reducción solo se nota cuando el efecto de la PID es alto (F Martines, E Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino, 2016).

Figura10 .

Tensión de circuito abierto normalizada de los 24 módulos conectados en serie en un string afectado por PID. Reimpreso de la referencia.



Nota: se presenta la tensión de circuito abierto normalizada de los 24 módulos conectados en serie en un string afectado por PID. Tomado por la autorización de los autores de la referencia (F Martines, E Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino, 2016).

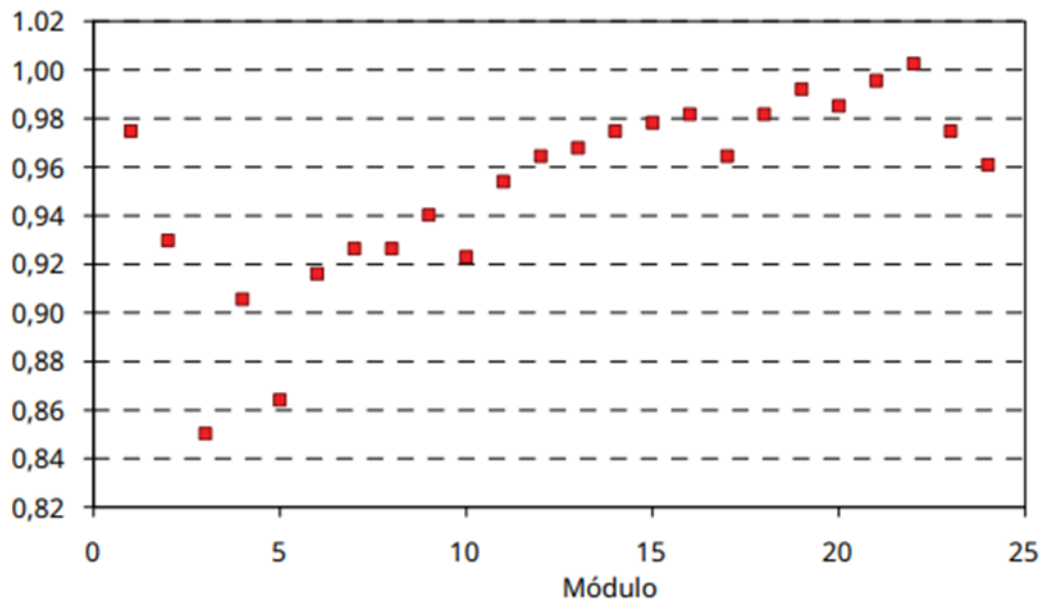
En este caso no podemos determinar si con la prueba de tensión de circuito abierto hay presencia de PID en los paneles, ya que para poder evidenciarlo el nivel de la PID debe ser alto. Además, estas mediciones deben realizarse en un día soleado y en un período corto de tiempo para garantizar que todas las mediciones se realicen en las mismas condiciones de irradiancia y temperatura de celda para comparar el valor de los diferentes módulos con la menor incertidumbre. (F Martines, E Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino, 2016).

4.5 Tensión de funcionamiento

La tensión de cada módulo mientras está funcionando también se puede medir rápidamente con un voltímetro. Este valor proporciona mucha más información que el Voc, como se puede ver en la figura 11. Esta figura muestra la tensión de funcionamiento normalizada (la tensión de funcionamiento del módulo, V_{op} , dividida por el valor nominal de la hoja de datos de la tensión máxima del punto de potencia, $V_{m\ nom}$) de los 24 módulos mostrados en la figura 4 conectados en serie en una cadena. Los módulos más afectados por la PID tienen una tensión de funcionamiento menor que los módulos sanos. Esto se debe a que los módulos con PID tienen corrientes de fuga más altas y, en consecuencia, para entregar la misma corriente que los demás módulos de la cadena, deben operar a una tensión más baja. Además, esta disminución de la tensión de funcionamiento es proporcional a las pérdidas del PID.

Figura 11

Tensión de funcionamiento normalizada de los 24 módulos conectados en serie en un string afectado por PID.



Nota: Tensión de funcionamiento normalizada de los 24 módulos conectados en serie en un string afectado por PID. Tomado por la autorización de los autores de la referencia (F Martines, E Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino, 2016).

Los diferentes métodos mencionados anteriormente pueden considerarse herramientas de diagnóstico de fallas producidas por PID, fallas que reducen la salida de potencia del sistema fotovoltaico y degradan las propiedades del módulo. Es por esto por lo que se hace fundamental implementar el método adecuado con el fin de garantizar la confiabilidad y el rendimiento óptimo del sistema, identificando rápidamente la propagación de la PID en una etapa temprana, lo que es crucial para reducir costos relacionados con operación, mantenimiento, tiempo de inactividad del sistema y en el peor de los casos, cambio del módulo. En la Tabla 3, se muestra

un cuadro comparativo con el fin de señalar las diferencias, similitudes, características, ventajas y desventajas de los cuatro métodos descritos anteriormente para determinar la presencia de degradación inducida por potencial en paneles fotovoltaicos, esto a fin de proponer la metodología más adecuada para implementar en el CTMA. Partiendo de que todos los métodos mencionados en este capítulo cuentan con la característica general de ser métodos en sitio.

Apéndice A.

Tabla 3

Cuadro comparativo de los métodos para detectar PID en sitio.

Nombre método	Descripción	Condiciones meteorológicas	Factores ambientales	Ventajas	Desventajas
Imagen de electroluminiscencia	Se realiza tomando fotografías con una cámara CCD mientras el modulo está polarizado con una fuente de corriente. Si el modulo presenta PID la imagen tendrá unas celdas más oscuras que otras, por el contrario si todas las celdas tienen el mismo brillo el módulo no tiene PID.	<ul style="list-style-type: none"> • Ausencia completa de luz solar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad y dirección del viento. • Temperatura ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los resultados son relativamente fáciles de interpretar. • La prueba se realiza en corto tiempo. • Para abarcar mayor cantidad de paneles se puede recurrir a octocóptero o vehículos no tripulados que puedan tomar la imagen desde varios metros de altura. • Detección en tiempo real. • No se requiere ninguna instalación adicional de Software o Hardware para la interpretación de los datos. 	<ul style="list-style-type: none"> • No se puede realizar la prueba si los módulos están en operación. • Solo se puede realizar de noche. • La cámara es de difícil adquisición.
Imagen térmica por medio de cámara Termográfica.	Se toman fotografías de los módulos con cámara termográfica infrarroja de modo manual módulo a módulo o por medio de vehículos no tripulados (UAV) a varios módulos al tiempo. Los módulos que tengan temperatura más elevadas son módulos con PID, los módulos cuya temperatura se mantengan constantes son módulos libres de PID.	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe realizar en las primeras horas de la tarde, donde hay mayor temperatura e irradiancia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad y dirección del viento. • Temperatura ambiente. • Irradiancia. • Humedad relativa del aire. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ubicación exacta de la falla en el campo fotovoltaico. • Resultados de fácil interpretación. • Detección en tiempo real. • Se puede realizar la prueba con módulos en operación. • Ahorra tiempo si se utiliza un vehículo no tripulado. 	<ul style="list-style-type: none"> • No proporciona información sobre la temperatura en cada punto detectado. • Se requiere cámara de alta calidad lo cual incrementa costos. • Se requiere de software para la interpretación de los datos. • Si es manual, el tiempo de ejecución es muy largo. • Si la termografía es manual, la inclinación de los módulos complica la realización. • Los equipos pueden volverse obsoletos rápidamente debido a los avances continuos en dichas tecnologías.
Voltaje de circuito abierto	Se mide con un voltímetro la tensión en circuito abierto del módulo, si el modulo es afectado por PID la tensión en circuito abierto es menor a la esperada.	<ul style="list-style-type: none"> • Las mediciones deben realizarse un día soleado. • Las mediciones se deben tomar en un periodo de tiempo corto para evitar variaciones en las mimas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura ambiente. • Irradiancia. • Humedad relativa del aire. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las mediciones no toman mucho tiempo. • No se requieren equipos especiales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Toman mucho tiempo la interpretación de los datos. • No reconocen la ubicación del módulo o celdas defectuosas. • No proporciona información completa sobre el defecto. • Solo se nota la disminución del voltaje cuando el PID es alto. • Los módulos no deben estar en operación.
Voltaje de funcionamiento	Se mide con un voltímetro los módulos en funcionamiento, los módulos más afectados por PID tienen una tensión de funcionamiento menor a la de un módulo sano.	<ul style="list-style-type: none"> • Las mediciones deben realizarse un día soleado. • Las mediciones se deben tomar en un periodo de tiempo corto para evitar variaciones en las mimas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura ambiente. • Irradiancia. • Humedad relativa del aire. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las mediciones no toman mucho tiempo. • No se requieren equipos especiales. • Los módulos pueden estar en operación. • Proporciona más información que Voc. 	<ul style="list-style-type: none"> • Toman mucho tiempo la interpretación de los datos. • No reconocen la ubicación del módulo o celdas defectuosas. • No proporciona información completa sobre el defecto.



5 Descripción técnica del sistema fotovoltaico del centro de la tecnología de la manufactura avanzada y aspectos relevantes de su ubicación.

Medellín, capital del departamento de Antioquia, la ciudad más poblada del departamento y la segunda más poblada del país (DANE, 2012), ubicada sobre la cordillera central de los Andes en

el Valle de Aburrá en las coordenadas 6°13'55"N 75°34'05"O. Enmarcado por una topología irregular y pendiente que oscila entre 1500 y 1800 metros sobre el nivel del mar (msnm), sin embargo, la altura oficial es 1479 msnm (Alcaldía de Medellín. 2011). La latitud y altitud de la ciudad dan como resultado un clima subtropical monzónico (clima que predomina en las zonas templadas próximas a los trópicos terrestres, la temperatura media anual en ellos no baja de los 18° C). Su clima es templado y húmedo con una temperatura promedio de 21.6° C, la precipitación media anual es de 1646 mm (IDEAM, 2007), no obstante, llueve más al sur que al norte de la región (Alcaldía de Medellín, 2003), gracias a su ubicación los vientos en esta ciudad son suaves y constantes que corren de norte a sur, a continuación, una tabla de parámetros climáticos promedio en Medellín. Apéndice B.

Tabla 4.

Parámetros climáticos promedios de Medellín.

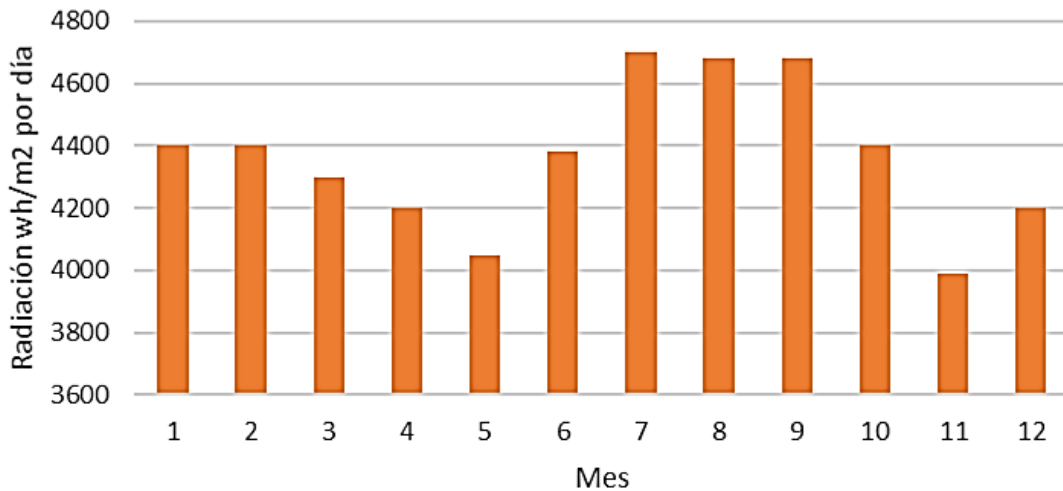
 Parámetros climáticos promedios de Medellín 													
Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Temp. más. abs. (C°)	31.5	33	33.1	32.8	32.1	32.6	32.2	33.2	31.1	31.2	31	32.7	33.2
Temp. más. media. (C°)	26.8	27.6	27.4	27.6	27.4	28.6	28.3	28.2	27.7	2.8	6.9	26.5	27.5
Temp. Media	21.7	21.9	22.8	22.6	22.1	22.4	22.8	22.7	22.8	22.5	22.7	22.2	22.4
Temp. mín. media (C°)	16.1	16.9	17.2	17.4	17.3	17.8	17.5	17.3	16.5	16.6	16.9	16.4	17
Temp. Mín. abs. (C°)	12.4	9.5	13	13.9	12.8	10.4	12.4	11.4	10.2	10.2	11.2	10.8	8
Lluvias (mm)	74.6	80.2	129.3	163.1	168.5	99.5	90.4	110.1	171.7	220.6	151.1	95.3	1554.4
Días de lluvias (≥ 1mm)	15	13	17	21	21	16	14	15	20	25	22	18	217
Horas de sol	175.5	149	154.2	127.9	138.9	173	203.2	191.6	153.4	132.9	136.4	156.2	1892.2
Humedad relativa (%)	66	66	67	74	71	65	60	65	69	72	73	72	68.3

Nota: Elaborado por los autores con los datos de la referencia (Instituto de hidrología meteorología y estudios ambientales).

Los parámetros climáticos que se dan en Medellín permiten que esta sea una ciudad con una radiación solar de 4365 Wh/m² al día aproximadamente, esto se puede evidenciar en el atlas solar de irradiación global horizontal media diaria (Apéndice C). A continuación, se ilustrará por medio de un gráfico de barras el promedio mensual de radiación solar en dicha ciudad.

Figura 12.

Promedio mensual de Radiación solar.



Nota: Promedio mensual de Radiación solar. Realizado por los autores con los datos del atlas de radiación solar ultravioleta y ozono de Colombia.

Dicho esto, es posible inferir que es Medellín una ciudad apta para la implementación de tecnologías fotovoltaicas, siendo esta una apuesta económica que no interfiere con la actividad industrial exige un mantenimiento mínimo y garantiza un rendimiento óptimo de su inversión.

Las cubiertas de los edificios industriales son considerados activos muertos de los que se puede obtener una alta rentabilidad, gracias a la implementación de cubiertas solares las cuales son instalaciones fotovoltaicas que se construyen en los techados de los edificios aprovechando de forma eficiente la cubierta disponible. Este fue el proyecto que se inauguró el sábado 5 de septiembre del 2020 por el ministro de Minas y Energías Diego Mesa Puyó en el Centro de Tecnología y Manufactura Avanzada, en donde fueron instalados 677 paneles sobre 1600 m² en áreas de techos, el proyecto genera 44 MW de energía al mes, es decir, el 15% del consumo

energético que demanda la sede, lo equivalente a 20 millones de pesos mensuales, se estima que para el año 2029 se habrá recuperado la inversión de 2100 millones de pesos, contribuyendo así a la transición energética que atraviesa el país (Zuluaga, 2021).

5.1 Descripción del sistema


Para la puesta en marcha de este proyecto fueron instalados 53 módulos policristalinos de 280 Wp y 624 módulos monocristalinos mono perc de 395 Wp, el sistema también cuenta con 12 inversores cuya conexión y distribución se especifican en el plano del apéndice D. Este sistema fotovoltaico se encuentra instalado en los techos del Centro de la Tecnología y Manufactura Avanzada, con una inclinación de 10° hacía el sur, siendo está la mejor opción para aprovechar la superficie disponible y la máxima radiación solar. los módulos tipo Perc monocristalinos están compuestos por 6 filas con 24 celdas para una totalidad de 144 celdas por módulo, su dimensión es 2008x1002x40 mm y su peso de 22.5 kg, su vidrio frontal es de 3.2 mm y cuenta con una capa antirreflectante de alta transmisión y bajo contenido de hierro, las principales características se describen en la tabla 3. Los módulos policristalinos tienen una dimensión de 1650x992x40 mm están compuestos de 6 filas con 10 celdas para una totalidad de 60 celdas por modulo, su peso es de 19 kg y cuenta con un vidrio frontal templado de 3.2 mm de alta transmisión y bajo contenido en hierro, las especificaciones técnicas de este módulo se describen en la Tabla 5.

Tabla 5.*Especificaciones técnicas de módulos monocristalinos tipo Perc,*

Especificaciones técnicas		
	STC	NOCT
P max	295 Wp	298 Wp
Tensión de alimentación máximo	41,4 V	39,1V
Corriente de alimentación máxima	9,55 A	7,60 A
Tensión de Cto abierto	49,5 V	48,2V
Corriente de corto Cto	10,23 A	8,09 A
Eficiencia del módulo	19,63%	

Nota: Especificaciones técnicas de módulos monocristalinos tipo Perc.

Donde:

STC:  Irradiancia 1000W/m²  Temperatura 25° C





NOCT:  Irradiancia 800W/m²  Temperatura 20° C

Tabla 6.*Especificaciones técnicas de módulos policristalinos.*

Especificaciones técnicas		
	STC	NOCT
P max	280 Wp	205 Wp
Tensión de alimentación máximo	32 V	29,3V
Corriente de alimentación máxima	8,61 A	7 A
Tensión de Cto abierto	39,1V	35,9 V
Corriente de corto Cto	9,15 A	3,37 A
Eficiencia del módulo	16,80%	

Nota: Especificaciones técnicas de módulos policristalinos, suministrado por el Centro de Tecnología y Manufactura Avanzada.

Donde:

STC:  Irradiancia 1000W/m²  Temperatura 25° C



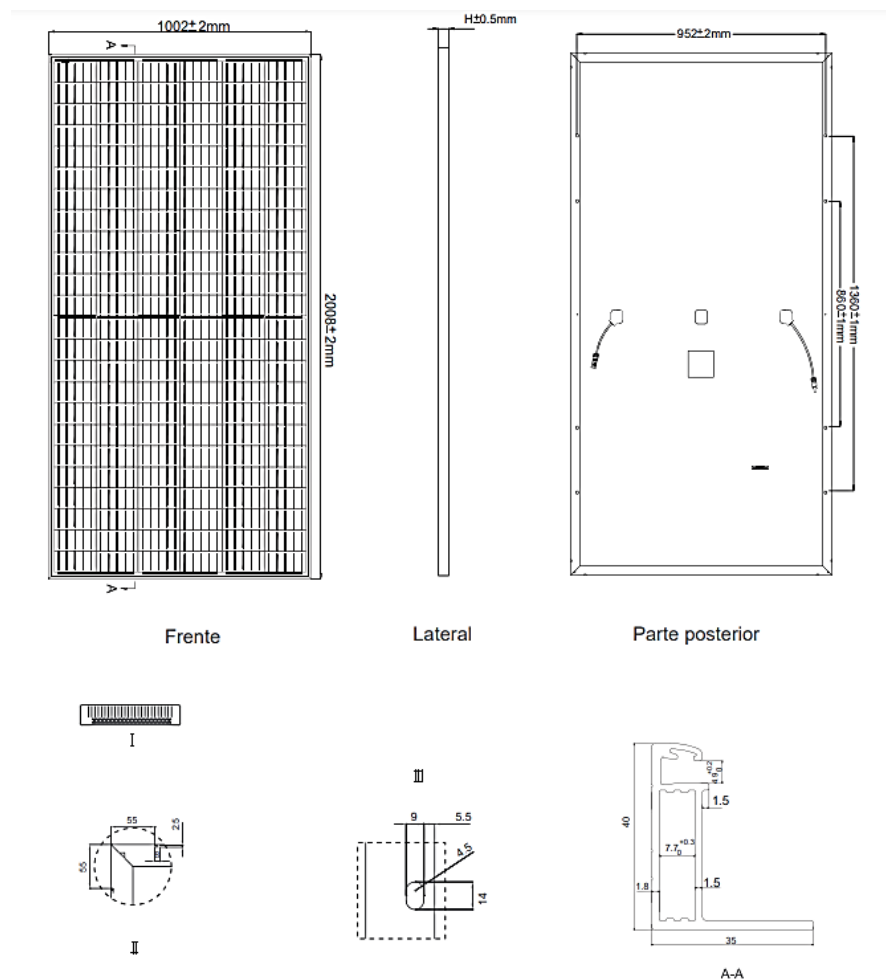
NOCT:  Irradiancia 800W/m²  Temperatura 20° C

Figura 13.

Dimensiones de modulo Monocristalino tipo Perc,



Nota: Dimensiones de modulo Monocristalino tipo Perc, datachips suministrado por el Centro de Tecnología y Manufactura Avanzada.

6 Selección de la metodología apropiada para detectar PID en el sistema fotovoltaico del Centro de la Tecnología de la Manufactura Avanzada

En este capítulo se describe la metodología propuesta para determinar la degradación inducida por potencial en el sistema fotovoltaico instalado en el CTMA, a continuación, se presenta en el Tabla 7 los criterios mínimos que debe cumplir dicha metodología y cuáles de las metodologías descritas cumplen con los mismos.

Tabla 7.

Criterios mínimos que deben cumplir las metodologías para ser aplicadas en el CTMA.

	Imagen de electroluminiscencia	Imagen térmica por medio de cámara termográfica	Voltaje de circuito abierto	Voltaje de funcionamiento
Acceso a los equipos necesarios.	NO	SI	SI	SI
No debe inferir con el funcionamiento de la instalación fotovoltaica.	NO	SI	NO	SI
Revelar presencia de PID cuando el fenómeno tenga un impacto leve, medio y alto.	SI	SI	NO	NO
Poco tiempo transcurrido desde la medición hasta los resultados.	SI	SI	NO	NO

Nota: elaborado por los autores

Teniendo en cuenta las características del sistema fotovoltaico especificadas en el capítulo tres, los métodos para determinar PID descritos en el capítulo dos, el cuadro comparativo donde apreciamos a gran escala las ventajas y desventajas de cada método (Apéndice A) y el cuadro con criterios mínimos que deben cumplir dichas metodologías para ser aplicadas en el CTMA descrito anteriormente, procedemos a proponer que, la imagen térmica por medio de cámaras termográficas es la metodología más adecuada para implementar en dicha instalación.

6.1 Imágenes Térmicas por medio de cámaras termográficas implementadas en el CTMA.

La termografía es una técnica que detecta la distribución del calor dentro de un área de evaluación. El método mide las propiedades del calor radiactivo para identificar puntos con mayor o menor emisividad térmica (la capacidad de un objeto para emitir energía infrarroja), áreas que podrían indicar un mal funcionamiento (Zivcak, 2013). De acuerdo con la ley de Planck de radiación de cuerpo negro, todos los objetos con una temperatura superior al cero absoluto emiten una radiación infrarroja que es imperceptible para el ojo humano. La longitud de onda de la radiación infrarroja está entre 0,7 y 1000 μm . Las cámaras operan dentro de un rango de sensibilidad espectral estrecho, conocido como rango térmico que contiene las temperaturas típicas de la tierra, aproximadamente $-20-350^{\circ}\text{C}$, sin embargo, cada cámara indicará el rango espectral en el que opera (Gallardo y Hernandez, s.f.). Las cámaras termográficas poseen en su lente un detector de radiación infrarroja, este detector envía la información resultante a un sensor eléctrico que procesa la imagen, la cual se muestra en la pantalla de un monitor luminiscente donde se pueden ver las diferentes temperaturas.

La inspección termográfica es el método más común para detectar fallos en plantas fotovoltaicas, puesto que es un método fácil de usar, los resultados se obtienen en tiempo real sin necesidad de parar la planta durante la inspección y permite ubicar las fallas con gran precisión, no obstante, la termografía manual a pesar de ser un método fiable, presenta ciertos inconvenientes para ser aplicada en el CTMA, hacerlo manualmente requerirá de mucho tiempo y puede ser más difícil detectar las celdas defectuosas, esto se debe a la baja inclinación que tienen los paneles, aunque este diseño tenga algunas ventajas como reducir la sombra entre hileras, reducir el ancho de los caminos y generar más producción durante los meses de junio a septiembre, tiene desventajas como almacenar fácilmente suciedad en la superficie y la dificultad de llegar a ciertos módulos para su inspección, lo que hace muy difícil realizar termografía manual en ellos. Ahora bien, la utilización de vehículos aéreos no tripulados (UAV) es una excelente opción para realizar inspección con termografía, la reducción del tiempo con respecto a la inspección manual es mucho menor, se estima que una planta de 1000 kWp toma un tiempo de 5 a 8 min utilizando esta novedosa opción (Buerhop et al, 2012).

Es importante destacar que es absolutamente necesario conocer perfectamente el equipo que se va a utilizar y sus características, esto con el fin de obtener resultados útiles y precisos, la calidad de la imagen tendrá un gran impacto en la precisión de la fotogrametría (técnica para obtener planos y mapas de grandes extensiones de terreno por medio de la fotografía aérea). Una de las características más importantes de las cámaras termográficas es la resolución de su detector, puesto que una resolución alta permitirá la detección de objetos más pequeños desde distancias mayores, si esta resolución no es lo suficientemente buena se deberá reducir la altura de vuelo, lo que lentifica el proceso, esta resolución se expresa como el número de píxeles horizontales en el detector multiplicado por el número de píxeles verticales. Para lograr

resultados aceptables la resolución de un detector debe ser de al menos 320x240 píxeles, es preciso señalar que no se debe confundir la resolución del detector con la resolución de la pantalla LCD, puesto que esta debe ser mucho mayor que la del detector (Buerhop et al, 2012).

Otra característica importante de las cámaras termográficas es la sensibilidad térmica, que es la diferencia de temperatura mínima que la cámara puede medir en presencia de ruidos de circuitos electrónicos, la baja sensibilidad térmica permite la detección del contraste térmico con mayor precisión, las cámaras termográficas profesionales ofrecen una sensibilidad térmica por debajo de los 50 mK (Buerhop et al, 2012). La precisión es otra característica importante que se debe tener en cuenta, esta muestra la diferencia existente entre la temperatura real de un objeto y la temperatura que la cámara detecta en él, la mayoría de las cámaras de alta gama del mercado ofrecen una precisión de $\pm 2\%$. El peso de la cámara es una característica que se debe tener en cuenta a la hora de realizar termografía aérea, dado que, a mayor peso de la cámara mayor gasto de batería del UAV.

Existe un parámetro de importancia relevante a la hora de determinar si se cuenta con una cámara termográfica apta para realizar termografía aérea, este es llamado campo de visión FOV, se define como el área más grande que un generador de imágenes puede ver a una distancia determinada, este parámetro depende del lente, la altitud de vuelo y en sensor de la cámara, el campo de visión es estatuido típicamente por medio de tres ángulos: Horizontal, vertical y diagonal. Análogamente, se encuentra el parámetro IFOV, que es el campo de visión instantáneo, este establece el área medible más pequeña desde la cual se puede realizar una medición de temperatura precisa.

Un criterio importante que se tuvo en cuenta a la hora de elegir la metodología de imágenes térmicas por medio de cámaras termográficas para identificar PID en el CTMA fue que el centro

tuviera acceso a los equipos necesarios, actualmente el centro cuenta con una cámara termográfica cuyas especificaciones técnicas se describen a continuación.

Tabla 8.

Especificaciones técnicas de la cámara termográfica.

Fabricante	Fluke
Modelo	TI300
Resolución	320X240
Sesibilidad térmica	$\leq 0.075^{\circ}\text{C}$
Exactitud	$\pm 2^{\circ}\text{C}$ o 2%
Campo de visión FOV	34 HORI*24 VERT
Resolución espacial IFOV	1.85 mrad
Peso	1.04 kg
Rango mínimo de T °	-20°C a650 °C

Nota: elaborado por los autores.

Figura 14.

Cámara termográfica TI 300.



Nota: elaborado por los autores.

Por medio de las especificaciones técnicas de la cámara termográfica TI300 mencionadas en la Tabla 8, es posible inferir que esta cámara cuenta con los parámetros necesarios para realizar una inspección de PID empleando termografía aérea y obteniendo resultados satisfactorios.

Conclusiones

En la realización de esta tesis de grado se lograron alcanzar cada uno de los objetivos planteados para los cuales se hacen las siguientes inferencias.

En la actualidad existen procedimientos estándar para la detección del fenómeno de la PID en paneles fotovoltaicos, estos están establecidos por la IEC 62804-1, no obstante, dichos procedimientos solo son posibles de realizar bajo parámetros específicos de laboratorio por lo que se hace útil la implementación de metodologías alternas en sitio tales como: imagen de electroluminiscencia, imagen térmica, tensión de circuito abierto y tensión de funcionamiento.

Existen diferentes metodologías para determinar PID en paneles fotovoltaicos y una de las principales condiciones para que dichas metodologías sean consideradas eficientes es que puedan medir la severidad de la PID cuando este sea bajo medio o alto, por ello es importante tener en cuenta que el alcance del daño de la PID depende de muchos factores como la construcción del módulo, los materiales de encapsulación utilizados, factores ambientales, topología y diseño del sistema, sin embargo, aunque sean muchos los factores que determinen los efectos de la PID todos tienen en común que el nivel de degradación depende de la polaridad y la diferencia de potencial entre la celda y la tierra.

De manera análoga se establecieron en este documento las relaciones que tienen las corrientes de fuga con la aparición de la PID y a su vez, la relación que tienen los factores ambientales con la presencia de dichas corrientes, dicho esto es posible concluir que, en condiciones de funcionamiento al aire libre, a medida que aumenta la humedad aumenta la PID, del mismo modo, se encontró que a mayor voltaje aplicado mayor severidad de la PID. En el apéndice A se

muestra un cuadro comparativo de las metodologías en sitio descritas, en donde se resalta como ventaja general que los resultados arrojados por las metodologías son de fácil interpretación, aunque el tiempo transcurrido en el análisis varía de una metodología a otra, así mismo se logra concluir que la temperatura ambiente y la humedad relativa del aire son factores ambientales determinantes que se deben tener en cuenta a la hora de la ejecución de las metodologías dado que estos influyen en los resultados obtenidos.

Teniendo en cuenta las topologías del sistema fotovoltaico implementado en el CTMA, el acceso a los equipos necesarios y la capacidad de revelar la PID cuando este tenga un nivel bajo, medio y alto se concluye que la imagen térmica por medio de cámaras fotográficas es el método más adecuado para ejecutar en el Centro dado que este cuenta con ventajas excepcionales que lo posicionan ante los demás tales como poder proporcionar la ubicación exacta de la falla en tiempo real y con los módulos en operación, adicionalmente los resultados son de fácil interpretación y el centro cuenta con los equipos necesarios para la realización de la evaluación.

Referencias Bibliográficas

- Alcaldía de Medellín. 2011. Medellín en cifras No. 2 (Primera edición).
- Alcaldía de Medellín. (2003). Datos de geografía y clima. Medellín, Guía Turística y de Desarrollo Urbano, Impreso por Especial Impresores, Medellín, pp. 7-8. ISBN 978-958-33-5064-8.
- Berghold, S. Koch, B. Frohmann, P. Hacke y P. Grunow. 2014. Actas de la 40a Conferencia de Especialistas en Energía Fotovoltaica del IEEE, Denver, CO, EE. UU. págs. 1987-1992. 43.
- Buerhop C, Scheuerpflug H, Brabec B. 2012. Control de cLIDd de los módulos fotovoltaicos en el campo utilizando un dron controlado a distancia con una cámara infrarroja. En “proceeding off 27th European photovoltaics solar energy conference and exposicion Frankfur, Alemania. pag 3370-3773.
- Carlson, R. Romero, F. Willing, D. Meakin, L. González, R. Murphy, H. Moutinho y M. Al Jassim. 2003 Prog. Fotovoltaica. 11, 377–386.
- «DANE. 2012. Proyecciones de Población departamentales y municipales por área 2005 - 2020». Departamento Administrativo Nacional de Estadística -DANE..
- Del Cueto J A, Rummel S R. 2010. Degradation of photovoltaic modules under high voltage stress in the field [C]. SPIE Solar Energy Technology. International Society for Optics and Photonics. 77730J-77730J-11.
- Del Cueto, J. y McMahon, T. 2002 .Programación Fotovoltaica.
- Dhere, NS Shiradkar y E. Schneller. 2014. Revista IEEE de Fotovoltaica. 4, 654–658.
- Gallardo Saavedra S, Hernandez Callejo L. (s.f.). Revisiones de energía renovable y sostenible. Valladolid, España.
- F Martinez, E Lorenzo, J Muñoz, R Parra, T Espino. 2016. on-site tests for the detection of potential induced degradation in modules.
- F Jiang, H Liu, X Zon, Test and Analysis of Potential Induced Degradation in Crystalline Silicon, Del Cueto y Rummel, 2010.
- Hacke, R. Smith, K. Terwilliger, G. Perrin, B. Sekulic y S. Kurtz. 2014. Prog. Fotovoltaica. 22, 775–783.
- Hacke, K. Terwilliger, R. Smith, S. Glick, J. Pankow, M. Kempe, SKI Bennett y M. Kloos. 2011. Actas de la 37a Conferencia de Especialistas en Energía Fotovoltaica del IEEE. Seattle, WA, EE. UU. págs. 000814–000820.

- Hattendorf, R. Loew, W. Gnehr, L. Wulff, M. Koekten, D. Kosnishaarov, A. Blauaermel y J. Esquivel, 2012. Actas de la 27ª Conferencia y Exposición Europea de Energía Solar Fotovoltaica, Frankfurt, Alemania. págs. 3405-3410
- Hoffmann y M. Köhl. 2013 Actas del 28º Europeo Conferencia y Exposición de Energía Solar Fotovoltaica, París, Francia. págs. 3336-3339.
- IDEAM. 2007. «Atlas climatológico de Colombia». Archivado desde el original el 14 de octubre de 2007.
- IDEAM. 2013. «Clima: Climatografía de las principales ciudades». Bart.ideam.gov.co. Consultado el 23 de marzo de 2013.
- IEC 61215. (2005). Módulos fotovoltaicos terrestres de silicio cristalino - Calificación de diseño y aprobación de tipo, edición 2.
- J Cohello, P Gutiérrez, A Velazco, A Cristobal, 2018. implementation of aerial thermography inspection of.
- Kempe, M. 2006. Sol. Energy Mater. Sol. Células. 90, 2720-2738.
- Koch, C. Seidel, P. Grunow, S. Krauter, M. Schoppa. 2011. Polarization effects and test for crystalline silicon cells. 26th EUPVSEC September. 1726- 1731.
- kurtz, Packard, Beger y Kato. 2014. Revisión de fallas de módulos fotovoltaicos
- Luo W, Khoo YS, Hacke P, Naumann V, Lausch D, Harvey SP, Singh SP, Chai J, Wang Y, Aberle AG, Ramakrishna S. 2017. Degradación inducida por potencial en módulos fotovoltaicos: una revisión crítica. Energía Medio ambiente Sci; 10: 43-68.
- Malachi, S. Schönberger, J. Mayer y M. Kasemann. 2014. Actas de la 29ª Conferencia y Exposición Europea de Energía Solar Fotovoltaica. Amsterdam, Holanda. págs. 2323-2326.
- Mon, G. R. Ross y D. Adent. 1985. Actas de la 18ª Conferencia de Especialistas en Energía Fotovoltaica IEEE. Las Vegas, NV, EE. UU. págs. 1179-1185.
- Mon, G. y R. Ross. 1985. Actas de la 18ª IEEE Photo- Conferencia de Especialistas Voltaicos. Las Vegas, NV, EE. UU. págs. 1142-1149.
- McMahon y G. Jorgensen. 2001. Procedimientos de 2001 NCPV Reunión de revisión del programa. Lakewood, CO, EE.UU.. págs. 137-138.
- Naumann, D. Lausch, A. Hähnel, J. Bauer, O. Breitenstein, A. Graff, M. Werner, S. Swatek, S. Großer y J. Bagdahn. 2014. Sol. Energy Mater. Sol. Células. 120, 383-389.

- Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, CMF Kebe, PA Ndiaye, V. Sambou. (2013). Degradaciones de módulos fotovoltaicos de silicio: una revisión de la literatura, Sol. Energía 96.
- Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Daryan, T. Geipel, H. Hoehne y J. Berghold,. 2010. Actas de la 35a Conferencia de Fotovoltaicos del IEEE. Honolulu, HI, EE. UU. págs. 2817–2822.
- Schütze, M. Junghänel, M. Koentopp, S. Cwikla, S. Friedrich, J. Müller y P. Wawer. 2011. Actas de la 37a Conferencia de Especialistas en Energía Fotovoltaica del IEEE, Seattle, WA, EE. UU. págs. 000821–000826.
- Sharma, V. y Chandel, S. 2013. Energía renovable sostenible Rvdo. 27, 753–767.
- S Pingel, O Frank, M Winkler, S Daryan, T Gelpel, H Hoehnne. 2016. potential induced degradation of solar cells and panel.
- Xiong, TM Walsh y AG Aberle. 2011. Procedia de energía. 8, 384–389.
- Walsh, Z. Xiong, YS Khoo, AA Tay y AG Aberle. 2012. Procedia de energía. 15, 388–395.
- W Luo, Y Sheng, P Hacke, 2017. Potential-induced degradation in photovoltaic modules a critical review.
- Zivcak J, Hudak R, Madarasz L. 2013. Metodologías, modelos y algoritmos en diagnostico termográfico. Berlin: springer.
- Zuluaga C. (2021). Nuevo sistema fotovoltaico en el complejo central del Sena en Antioquia. Noticias SENA. <https://www.sena.edu.co/es-co/Noticias/Paginas/noticia.aspx?IdNoticia=4826>

Apéndices

Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS.

Apéndice A. Cuadros Comparativos.

Apéndice B. Parámetros Climáticos.

Apéndice C. Radiación Solar.

Apéndice D. Planos y Vistas.