

E.T.S. de Ingeniería Industrial,
Informática y de Telecomunicación

Detección de diferentes tipos de defectos en módulos fotovoltaicos instalados en campo



Máster Universitario en
Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

Autor: **Aitor Barrenetxea Pascual**

Tutores: **Pablo Sanchis Gúrpide** (UPNA)
Mikel Ezquer Mayo (CENER)

Pamplona, 29/06/2016

Iruña, 2016/06/29



ABSTRACT

The aim of this paper is to analyze the effect and detection tools of different type of defects in PV plant's modules. Firstly, a PV modules simulator is developed with PSIM software, which is used to simulate the effects of micro-cracks, potential induced degradation (PID) and single row (sub-string) disconnections. From the information obtained by simulation, a failure detection methodology is developed using the operation voltage and current data. At the same time, different tests are proposed in order to detect the studied failures in PV plants.

Keywords: Photovoltaic modules, defects, cracks, potential induced degradation, PID, electroluminescence, EL, thermography, failure detection.

RESUMEN

En el presente Trabajo Fin de Máster se realiza un estudio y análisis para la detección de diferentes tipos de defectos en módulos fotovoltaicos instalados en campo. En primer lugar se desarrolla y valida un simulador de módulos e instalaciones fotovoltaicas con el programa *PSIM*, que se utiliza para estudiar los efectos en el funcionamiento producidos por la presencia de grietas en el módulo FV, la degradación inducida por potencial (PID) o la desconexión de una rama. Con la información obtenida se desarrolla una metodología de detección de estos fallos mediante los datos monitorizados. En paralelo, se plantean distintos ensayos para poder identificar en campo los módulos afectados por estos tipos de fallo.

Palabras clave: Módulos fotovoltaicos, defectos, grietas, degradación inducida por potencial, PID, electroluminiscencia, EL, termografía, detección de fallos.

LABURPENA

Master Amaierako Lan honetan instalazio fotoboltaikoen moduluetako akats desberdinen ikerketa egiten da. Lehenik eta behin, modulu eta instalazio fotoboltaikoen simulagailu bat garatu egiten da *PSIM* programa erabiliz. Simulagailu honekin pitzadurak, potentziazalez induzitutako degradazioa (PID) eta moduluaren adar baten deskonexioaren efektuak aztertuko dira. Simulazioen informazioa erabiliz, operazio informazioarekin akats desberdinak identifikatzeko metodologia bat garatuko da. Aldi berean, instalazioan bertan moduluetako akats hauek antzemateko entsegu desberdinak proposatuko dira.

Hitz gakoak: Modulu fotoboltaikoak, akatsak, pitzadurak, potentziazalez induzitutako degradazioa, PID, electroluminiszentzia, EL, termografia, akatsen detekzioa.

ÍNDICE GENERAL

1. Objetivo y alcance del trabajo fin de máster.....	1
1.1. <i>Objetivo</i>	1
1.2. <i>Alcance</i>	1
2. Revisión teórica de la energía fotovoltaica	3
2.1. <i>Introducción</i>	3
2.2. <i>La célula fotovoltaica</i>	3
2.2.1. Funcionamiento de la célula fotovoltaica.....	4
2.2.2. Parámetros eléctricos	4
2.3. <i>Circuito equivalente</i>	6
2.3.1. Resistencia serie.....	8
2.3.2. Resistencia paralelo	8
2.4. <i>El módulo FV</i>	9
2.4.1. Composición del módulo	9
2.4.2. Configuración de módulos	9
2.4.2.1. Conexión de células	9
2.4.2.2. Mismatch en módulo FV.....	10
2.4.2.3. Los diodos de paso.....	11
3. Estudio de los defectos en módulos fotovoltaicos	13
3.1. <i>Introducción</i>	13
3.2. <i>Tipos de defectos</i>	13
3.2.1. Grietas en células.....	13
3.2.2. Degradación inducida por potencial (PID)	14
3.2.3. Pérdida de continuidad y cortocircuitos en células fotovoltaicas	14
3.2.4. Delaminación	15
3.2.5. Burbujas	15
3.2.6. Decoloración	16
3.2.7. Fallo en el marco.....	16
3.2.8. Fallo en la caja de conexiones.....	16
3.2.9. Babas de caracol	17
3.3. <i>Herramientas y métodos para la detección de defectos</i>	17
3.3.1. Inspección visual	17
3.3.2. Curva IV.....	17
3.3.3. Curva IV de oscuridad	18
3.3.4. Electroluminiscencia	18
3.3.5. Termografía.....	20
3.4. <i>Identificación de los defectos</i>	21
3.4.1. Identificación de grietas.....	21
3.4.2. Identificación de PID	22
3.4.3. Identificación de cortocircuitos y desconexiones.....	23

4. Simulador de módulos fotovoltaicos	25
4.1. <i>Introducción</i>	25
4.2. <i>Creación del modelo en PSIM.....</i>	25
4.3. <i>Extracción de los parámetros necesarios para el simulador.....</i>	27
4.4. <i>Validación del simulador fotovoltaico.....</i>	27
4.4.1. Módulo 08.0307.0-003	27
4.4.2. Módulo 21.3155.0-003	28
4.4.3. Conclusiones de la validación	29
4.5. <i>Modelación de los fallos en PSIM</i>	30
4.5.1. Simulación de grietas	31
4.5.2. Simulación de PID	32
4.5.3. Desconexión de una rama	34
5. Detección de fallos en una instalación.....	35
5.1. <i>Introducción y escenario planteado</i>	35
5.2. <i>Etapas de simulación.....</i>	35
5.2.1. Corrección en temperatura del comportamiento de la instalación	37
5.2.2. Estudio de curvas de mérito en función de G.....	38
5.2.2.1. Identificación de desconexiones con las curvas de mérito	39
5.2.2.2. Identificación de PID con las curvas de mérito.....	42
5.2.2.3. Identificación de grietas con las curvas de mérito	46
5.2.2.4. Conclusiones de las curvas de mérito.....	53
5.2.3. Limitaciones	54
5.2.4. Ensayos de curvas de mérito en módulos reales.....	54
5.2.4.1. Ensayo de monitorización de módulos con PID.....	55
5.2.4.2. Ensayo de monitorización de módulos con área inactiva	57
5.3. <i>Etapas de identificación de fallos en campo.....</i>	59
5.3.1. Termografía en campo.....	60
5.3.2. Desarrollo de software para la realización de ensayos en campo.....	62
5.3.2.1. Software para medición de la curva de oscuridad	62
5.3.2.2. Software para la toma de imágenes de electroluminiscencia.....	64
6. Conclusiones	73
7. Líneas futuras.....	75
8. Bibliografía	77
ANEXO I: Guía de simulación con PSIM.....	79
ANEXO II: Estimación curva inversa para un módulo	83
ANEXO III: Software para el control de una fuente XANTREX	87

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Estructura de la malla metálica de una célula fotovoltaica [3]</i>	3
<i>Figura 2: Célula de silicio policristalino (izq.) y célula de silicio monocristalino (der.)</i>	4
<i>Figura 3: Curvas IV y PV de una célula fotovoltaica</i>	5
<i>Figura 4: Comparación gráfica de dos curvas IV con distinto FF [3]</i>	6
<i>Figura 5: Circuito equivalente de una célula FV utilizando el modelo de los dos diodos</i>	6
<i>Figura 6: Circuito equivalente con la caracterización de la corriente en inversa</i>	7
<i>Figura 7: Variación de la curva IV con el aumento de la resistencia serie</i>	8
<i>Figura 8: Variación de la curva IV al bajar el valor de la resistencia paralelo</i>	8
<i>Figura 9: Estructura de un módulo fotovoltaico</i>	9
<i>Figura 10: Curva IV en función del conexionado</i>	10
<i>Figura 11: Conexión en serie (azul) de una célula sombreada (roja) con otras dos células iluminadas (verde y morada) [7]</i>	11
<i>Figura 12: Conexión en serie (azul) de una célula sombreada (roja) con diodo bypass con otras dos células iluminadas (verde y morada) [7]</i>	11
<i>Figura 13: Grietas tipo A, B y C visualizadas con electroluminiscencia polarizando el módulo a alta y a baja corriente</i>	13
<i>Figura 14: Corriente de fugas en un módulo con PID [11]</i>	14
<i>Figura 15: Ejemplo de burbujas en un módulo fotovoltaico [15]</i>	15
<i>Figura 16: Comparación de un módulo con decoloración y otro en buen estado [16]</i>	16
<i>Figura 17: Ejemplo de una caja de conexión abierta (izquierda), mal sellada (centro) y de un cortocircuito causado por un hilo de cable suelto (derecha) [8]</i>	17
<i>Figura 18: Ejemplos de las distintas modificaciones de la curva IV de iluminación [8]</i>	18
<i>Figura 19: Sistema de medida de electroluminiscencia (EL) en laboratorio [18]</i>	19
<i>Figura 20: Espectro solar (negro), espectro de la cámara (verde), sensibilidad de la cámara (azul) y ejemplo de filtro paso-alto (rojo)</i>	19
<i>Figura 21: Ejemplo de medida de termografía de forma directa</i>	20
<i>Figura 22: Ejemplo de termografía con lock-in de un módulo [12]</i>	20
<i>Figura 23: Ejemplo de módulo con grietas medido con electroluminiscencia (alta polaridad a la izquierda, baja polaridad a la derecha) [18]</i>	21
<i>Figura 24: Ejemplo de electroluminiscencia y termografía (lock-in) de un módulo con grietas</i> .	21
<i>Figura 25: Ejemplo de la curva IV de un módulo con grietas</i>	22
<i>Figura 26: Comparación de la curva IV le iluminación (superior) y de oscuridad (inferior) de un módulo antes de la aparición de PID (azul) y después (rojo)</i>	22

<i>Figura 27: Imágenes de electroluminiscencia (alta polaridad a la derecha y baja polaridad a la izquierda) de un módulo con PID.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 28: Termografía Lock-in de un módulo con gran presencia de shunts como consecuencia del PID</i>	<i>23</i>
<i>Figura 29: Ejemplo de un módulo con una célula cortocircuitada visualizado mediante electroluminiscencia [12]</i>	<i>24</i>
<i>Figura 30: Ejemplo de un módulo con una rama desconectada visualizado mediante electroluminiscencia [13]</i>	<i>24</i>
<i>Figura 31: Modelo de una célula fotovoltaica en PSIM.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 32: Subcircuito de una célula FV y tabla de definición de las variables</i>	<i>26</i>
<i>Figura 33: Subcircuito de un módulo FV en PSIM.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 34: Curvas IV del módulo 41.0001.0-001 medidas en el simulador solar y simuladas con PSIM para distintas irradiancias y temperaturas.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 35: Pérdida de potencia (W) y corriente de operación (A) de un módulo (41.0001.0-001) con dos células con distintas áreas inactivas</i>	<i>31</i>
<i>Figura 36: Pérdida de potencia de un módulo (41.0001.0-001) en función del número de células y del área inactiva</i>	<i>32</i>
<i>Figura 37: Agrupación de células en función de su degradación por PID estudiada mediante electroluminiscencia.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 38: Ejemplo de simulación de PID del módulo 41.0001.0-004.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 39: Modelo de un módulo con una rama desconectada.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 40: Ejemplo de simulación de desconexión de un string del módulo 30.2384.-20.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 41: Configuración del escenario planteado.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 42: Curva IV, parámetros y electroluminiscencias del módulo 41.0001.0-001</i>	<i>36</i>
<i>Figura 43: Curva IV y electroluminiscencias del módulo 30.2384.0-019.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 44: Curvas IV de las simulaciones a distintas irradiancias y temperaturas del caso de un módulo modelo 30.2384.0-019</i>	<i>37</i>
<i>Figura 45: Variación de β_{oc}, α_{sc}, β_{mp} y α_{mp} con la irradiancia en un módulo del tipo 30.2384.0-001</i>	<i>38</i>
<i>Figura 46: Curvas de mérito de un módulo 41.0001.0-001 con una rama desconectada</i>	<i>40</i>
<i>Figura 47: Curvas de mérito de un módulo 30.2384.0-019 con una rama desconectada</i>	<i>40</i>
<i>Figura 48: Curvas de mérito de un string de 10 módulos 30.2384.0-019 con un módulo con una rama desconectada.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 49: Curvas de mérito de un string de 20 módulos 41.0001.0-001 con un módulo con una rama desconectada.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 50: Curvas IV en condiciones STC de los módulos 30.2384.0-019 y 41.0001.0-001 con los distintos niveles de PID simulados.....</i>	<i>42</i>

<i>Figura 51: Curvas IV simuladas del módulo 30.2384.0-019 iniciales y con PID del 13.4% de reducción de potencia máxima, a T=40°C y a distintas irradiancias.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 52: Curvas de mérito del módulo 41.0001.0-001 con PID del 18.2% de p.p.m.</i>	<i>43</i>
<i>Figura 53: Curvas de mérito del módulo 30.2384.0-019 con PID del 6.2% de p.p.m.</i>	<i>44</i>
<i>Figura 54: Curvas de mérito del módulo 30.2384.0-019 con PID del 13.4% de p.p.m.</i>	<i>44</i>
<i>Figura 55: Curvas de mérito de 10 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con PID del 18.2% de p.p.m.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 56: Curvas de mérito de 20 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con PID del 18.2% de p.p.m.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 57: Curva IV del módulo 41.0001.0-001 a 1000W/m² y con distintas áreas inactivas....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 58: Curvas de mérito del 30.2384.0-019 con un área inactiva del 10% en una célula.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 59: Curvas de mérito del módulo 41.0001.0-001 con un área inactiva del 20% en una célula</i>	<i>47</i>
<i>Figura 60: Curvas de mérito del 41.0001.0-001 con un área inactiva del 30% en una célula.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 61: Curvas de mérito del 30.2384.0-019 con un área inactiva del 40% en una célula.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 62: Curvas de mérito del 41.0001.0-001 con un área inactiva del 50% en una célula.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 63: Curvas de mérito del 30.2384.0-019 con un área inactiva del 60% en una célula.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 64: Curvas de mérito de 10 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 10% de área inactiva.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 65: Curvas de mérito de 20 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 10% de área inactiva.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 66: Curvas de mérito de 10 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 20% de área inactiva.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 67: Curvas de mérito de 20 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 20% de área inactiva.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 68: Curvas de mérito de 10 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 30% de área inactiva.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 69: Curvas de mérito de 20 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 30% de área inactiva.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 70: EL de baja polaridad y curvas IV de los módulos 41.0001.0-002 y 41.0001.0-003 simuladas y medidas en STC.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 71: Curvas de mérito monitorizadas y simuladas de los módulos 41.0001.0-002 y 41.0001.0-003</i>	<i>56</i>
<i>Figura 72: Imagen del módulo 21.2541.0-032 y de su modelo en PSIM.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 73: Curvas IV a STC medidas y simuladas de los módulos de la familia 21.2541.0 a monitorizar.....</i>	<i>57</i>

Figura 74: Curvas de mérito monitorizadas y simuladas de los módulos 28, 30 y 32 de la familia 21.2541.0..... 58

Figura 75: Variación de la tensión de los módulos monitorizados y valor de irradiancia medido a lo largo del día..... 59

Figura 76: Ejemplo real de módulos defectuosos detectados mediante termografía en una instalación 60

Figura 77: Imagen de termografía en la que la célula con área inactiva se calienta por encima de las demás..... 61

Figura 78: Panel frontal del programa de trazado de la curva IV de oscuridad..... 62

Figura 79: Curvas IV de iluminación de los módulos 41.0001.0-003 (sin fallo), 41.0001.0-004 (con poco PID y Rs alta) y 41.0001.0-002 (con mucho PID)..... 63

Figura 80: Curvas IV de oscuridad de los módulos 41.0001.0-003 (sin fallo), 41.0001.0-004 (con poco PID y Rs alta) y 41.0001.0-002 (con mucho PID) trazadas con la aplicación de LabVIEW . 63

Figura 81: Esquema de medición de EL en campo 64

Figura 82: Panel frontal del software de Lock-in de la cámara de electroluminiscencia (pestañas de configuración de la cámara y lock-in) 65

Figura 83: Configuración de módulo y cámara para la realización de los ensayos 1 y 2..... 66

Figura 84: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 1A..... 66

Figura 85: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 1B..... 67

Figura 86: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 1C..... 67

Figura 87: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 1D..... 68

Figura 88: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 2A..... 68

Figura 89: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 2B..... 69

Figura 90: Configuración del ensayo de electroluminiscencia en el exterior 69

Figura 91: Parámetros del ensayo de electroluminiscencia e imagen visible de la cámara durante el ensayo..... 70

Figura 92: Imagen obtenida mediante Lock-in en el ensayo realizado en el exterior..... 70

Figura 93: Barrido de datos con la herramienta Parameter Sweep..... 79

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Ecuaciones a introducir en el modelo de PSIM.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 2: Características eléctricas del módulo 21.3155.0-003.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 3: Comparación de los valores simulados y medidos del módulo 08.0307.0-003.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 4: Características eléctricas del módulo 21.3155.0-003.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 5: Comparación de los valores simulados y medidos del módulo 21.3155.0-003.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 6: Introducción de la variable área inactiva, A_{in} (%), en la ecuación de la corriente fotogenerada.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 7: Resumen de los patrones de las curvas de mérito</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 8: Resumen de la identificación de los distintos fallos mediante termografía [15]</i>	<i>61</i>

1. OBJETIVO Y ALCANCE DEL TRABAJO FIN DE MÁSTER

1.1. OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo fin de máster es realizar un análisis sobre los diferentes tipos de defectos presentes en los módulos fotovoltaicos, estudiando el impacto sobre el funcionamiento de éstos y sobre la generación eléctrica de una planta fotovoltaica, con el fin de poder identificar la presencia de los distintos tipos de defectos de forma prematura y eficiente.

1.2. ALCANCE

El estudio de este proyecto se centra en aquellos fallos que mayor impacto tienen sobre la generación de potencia de una planta fotovoltaica: presencia de grietas, degradación inducida por potencial (PID) y desconexión de ramas.

Para lograr el objetivo planteado se creará un modelo de simulación de módulos y plantas fotovoltaicas que permita simular cada tipo de fallo y estudiar su influencia sobre los diferentes parámetros eléctricos en distintas condiciones de irradiancia y temperatura.

Una vez desarrollado el modelo de simulación, se planteará una metodología de detección de fallos en una planta fotovoltaica a partir de las distintas variables monitorizadas en la generación, utilizando para ello resultados obtenidos mediante simulación.

Por último, se realizará un estudio sobre las posibilidades de identificación de defectos en campo, realizando un análisis de las herramientas disponibles y proponiendo alternativas de software.

2. REVISIÓN TEÓRICA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.1. INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica es aquella capaz de transformar la radiación solar directamente en energía eléctrica de forma instantánea y silenciosa. Esta transformación se produce gracias al efecto fotovoltaico, que ocurre al incidir luz sobre ciertos materiales semiconductores. De esta manera se genera un flujo de electrones en el interior de dichos materiales y una diferencia de potencial que puede ser aprovechada.

La necesidad de evolucionar hacia un sistema energético más limpio y sostenible, junto con los mecanismos de fomento de ciertos países, han propiciado un crecimiento exponencial de este tipo de energía. Actualmente se tienen más de 100GW de potencia fotovoltaica instalada en Europa y aproximadamente 230GW instalados en todo el mundo, convirtiéndose así en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada [1] [2].

2.2. LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

La célula fotovoltaica es el elemento principal de conversión de energía, ya que está compuesta de materiales que presentan el efecto fotoeléctrico: las células absorben fotones de luz y emiten electrones que, al ser capturados, generan una corriente eléctrica continua.

La mayor parte de células fotovoltaicas están elaboradas a base de silicio dopado con fósforo y con boro, creando los semiconductores tipo n y p respectivamente. La unión de estos dos semiconductores con dopaje complementario, llamada unión p-n, forma la célula solar elemental. No obstante, existen distintos tipos de células en función de la técnica de fabricación.

Para poder extraer los electrones de una célula es necesario poner contactos metálicos superficiales. Sin embargo, como el metal es opaco para la luz, será necesario desplegar una *mallá de metalización* que cubra el mínimo de superficie de la célula expuesta a la radiación solar y extraiga el máximo número de electrones posibles. La configuración habitual de las mallas de metalización suele estar compuesta por unos pocos conectores de mayor tamaño denominados *buses*, entre 2 y 4 en función de la superficie de la célula, y por un grupo mayor de conectores estrechos denominados *fingers*, que están colocados de forma transversal a los *buses*.

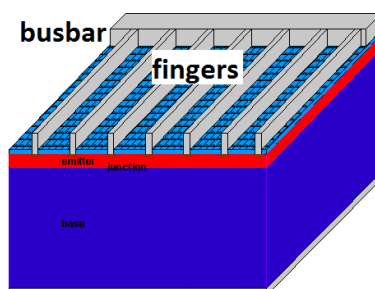


Figura 1: Estructura de la malla metálica de una célula fotovoltaica [3]

Las células de silicio más conocidas son las monocristalinas y las policristalinas, además de las células de silicio amorfo, utilizadas en menor medida.



Figura 2: Célula de silicio policristalino (izquierda) y célula de silicio monocristalino (derecha)

La eficiencia de las células comerciales se encuentra en torno al 18%, pero existe un amplio abanico según la tipología, partiendo del 6% de las células de silicio amorfo hasta el 22% de las mejores células de silicio monocristalino.

En la actualidad se han desarrollado también células multiunión, normalmente basadas en arseniuro de galio, cuyas eficiencias se encuentran en torno al 30%.

2.2.1. Funcionamiento de la célula fotovoltaica

Tal y como se ha mencionado previamente, el funcionamiento de la célula fotovoltaica se basa en el fenómeno fotovoltaico, presente en semiconductores como el silicio. Este fenómeno consiste en la separación de los electrones de la banda de valencia del silicio cuando la radiación solar aporta cierta cantidad de energía. Cuando el electrón pasa a la banda de conducción, deja detrás de sí una ausencia de electrón o “*hueco*” que puede ser llenado fácilmente por un electrón cercano. Para poder aprovechar la energía eléctrica de los electrones extraídos, el movimiento de éstos debe ser coherente. Para conseguir esto, se crea un campo eléctrico al dopar la célula para conseguir la unión *pn* mencionada en el apartado anterior. Al realizar esta unión, se crea un campo eléctrico desde la zona *n* hasta la zona *p* que separa los pares electrón-hueco creador por la luz incidente en direcciones opuestas. Así, los huecos son empujados hacia la zona *p* y los electrones son arrastrados hacia la zona *n* para que se circulen por un circuito exterior y se pueda recoger la corriente generada [4].

Sin embargo, no todos los electrones liberados se extraen generando corriente. Asociado a este proceso se tiene el proceso de recombinación, que consiste en la unión de nuevos pares electrón-hueco a partir de los que habían sido liberados. Por lo tanto, gran parte de los electrones liberados se recombinan con huecos libres generando calor y reduciendo la eficiencia de conversión de la célula.

2.2.2. Parámetros eléctricos

La curva característica IV de una célula fotovoltaica define los puntos en los cuales puede operar dicha célula. Básicamente se trata de la superposición de la curva IV del diodo y la corriente fotogenerada, teniendo en consideración también las variaciones introducidas por la resistencia serie equivalente. La radiación incidente sobre la célula tiene el efecto de desplazar

la curva del diodo hacia el cuarto cuadrante. Si se cambia el convenio y se toma como corriente positiva aquella que sale de la célula, se proyectará la curva IV sobre el primer cuadrante, obteniendo la curva IV habitual.

Junto con la curva *corriente-tensión* se puede representar la curva *potencia-tensión*, en la cual se muestra la potencia entregada por la célula en cada punto de operación.

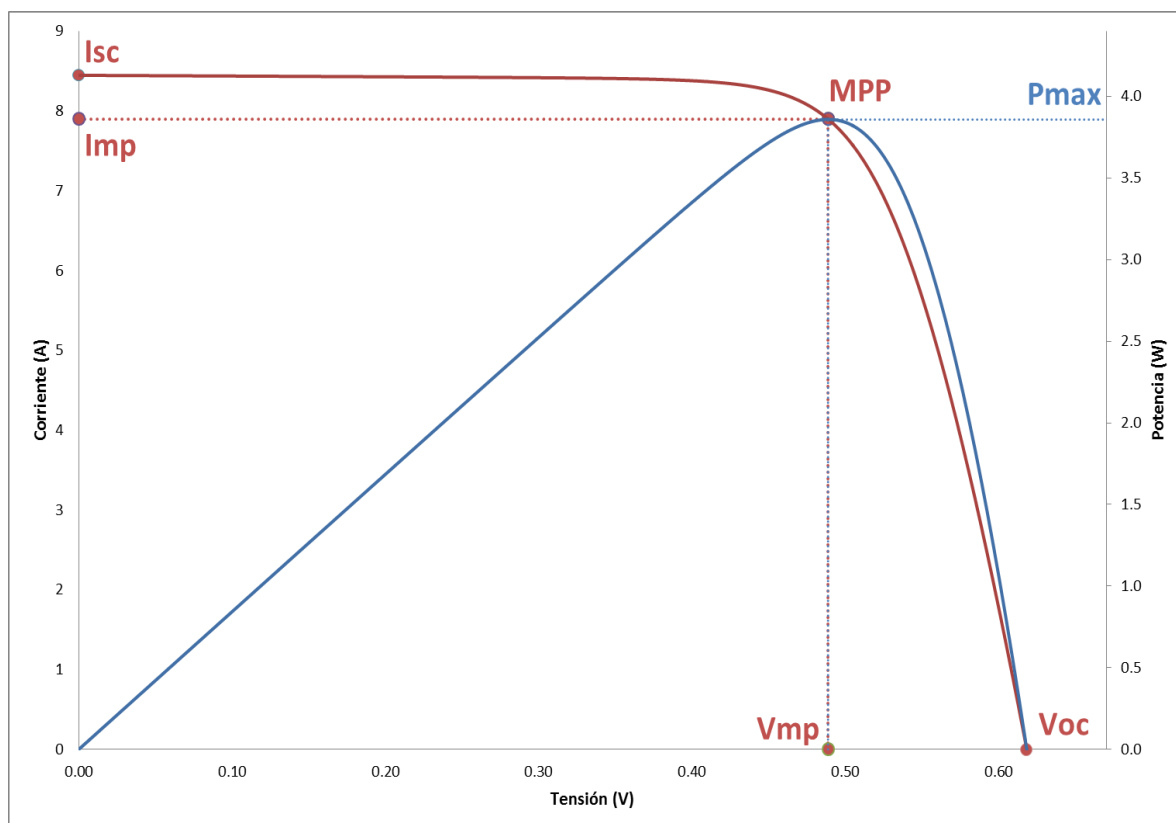


Figura 3: Curvas IV y PV de una célula fotovoltaica

Los parámetros que describen la curva característica de una célula son los siguientes:

→ ***I_{sc}, corriente de cortocircuito:***

Es la corriente que circula por el módulo cuando se cortocircuitan los terminales, es decir, cuando la tensión en bornes es igual a cero voltios. En condiciones normales es proporcional a la radiación incidente y al área activa de la célula.

→ ***V_{oc}, tensión de circuito abierto:***

Es la tensión que debe aplicarse para que la corriente sea igual a cero. Corresponde a la cantidad de polarización directa de la célula debido a la polarización de la unión por la corriente generada por la radiación. El valor final depende en gran medida del nivel de recombinación de la célula, así como de la temperatura de operación.

→ ***MPP, punto de máxima potencia:***

A cada punto de la curva le corresponde una potencia generada. El MPP (Maximum Power Point) es el punto de operación en el cual la potencia generada es mayor (P_{max}). La tensión y la corriente del punto de máxima potencia (V_{mp} y I_{mp}

respectivamente) corresponden a dicho punto de funcionamiento. Por lo tanto, se debe cumplir:

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp} \tag{1}$$

→ **FF, factor de forma:**

El factor de forma se define como el cociente de la potencia máxima entre el producto de I_{sc} y V_{oc} . Este parámetro indica, en cierto modo, la calidad de la célula.

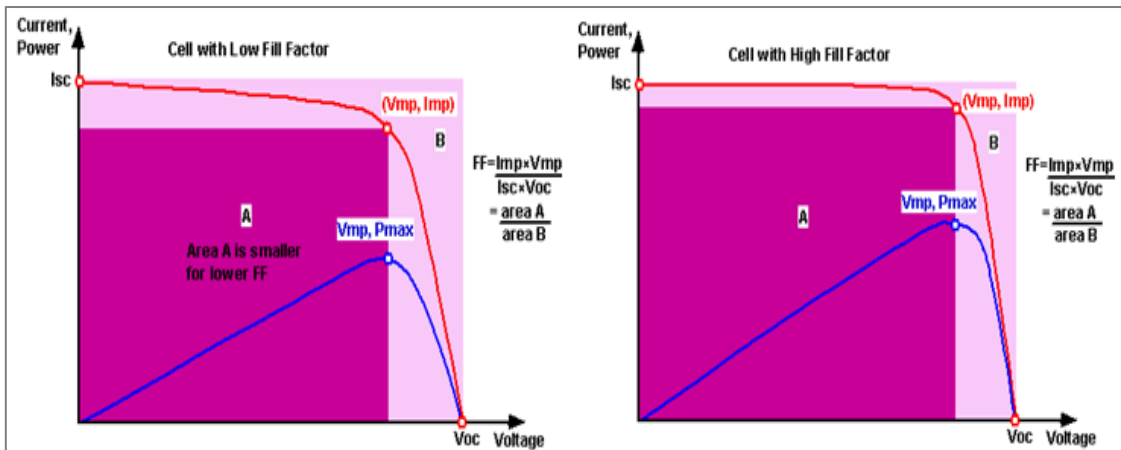


Figura 4: Comparación gráfica de dos curvas IV con distinto FF [3]

2.3. CIRCUITO EQUIVALENTE

Existen numerosos modelos de mayor o menor complejidad para determinar el comportamiento de una célula fotovoltaica. El circuito equivalente más extendido es el *modelo de un diodo*. Otro circuito ampliamente utilizado es el *modelo de dos diodos*, que además, añade las pérdidas por recombinación. Este último, aunque más complejo, presenta una mayor aproximación al comportamiento real, por lo que será el modelo en el cual se centre el presente documento.

La figura 5 muestra el circuito descrito por el modelo de dos diodos.

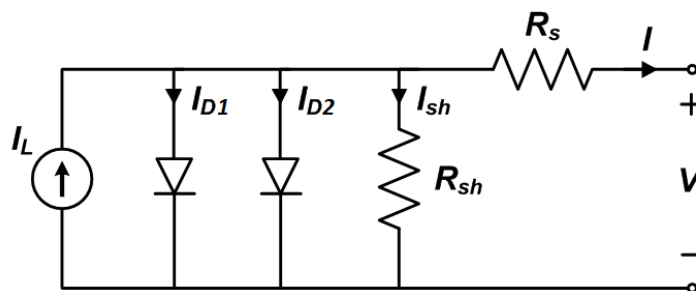


Figura 5: Circuito equivalente de una célula FV utilizando el modelo de los dos diodos

Este modelo describe el comportamiento de una célula fotovoltaica polarizada en directa. Sin embargo, se debe añadir un componente más para representar el comportamiento en inversa de una célula fotovoltaica. Se añade, por lo tanto, otro elemento que define la corriente en función de la tensión en bornes [4].

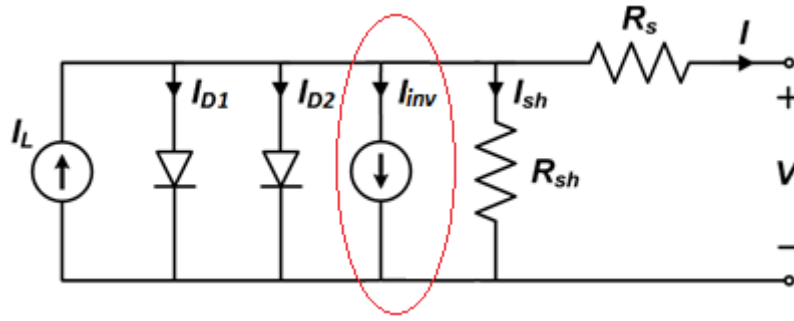


Figura 6: Circuito equivalente con la caracterización de la corriente en inversa

Las ecuaciones que rigen el comportamiento de la corriente de salida en función de la tensión son las siguientes:

$$I(V) = I_{PH} - I_{D1} - I_{D2} - I_{Rp} - I_{PH} - I_P =$$

$$I_{PH} - I_{01} \left(e^{\frac{V+IRs}{n_1 V_T}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V+IRs}{n_2 V_T}} - 1 \right) - \frac{V + IRs}{R_p} - a(V + IRs) \left(1 - \frac{V + IRs}{V_{Br}} \right)^{-m} \quad (2)$$

$$V_T = \frac{k_B T}{q} \quad (3)$$

Donde

- I_{ph} : Corriente fotogenerada.
- I_{01} : Corriente de saturación del diodo 1.
- I_{02} : Corriente de saturación del diodo 2.
- n_1 : Coeficiente de idealidad del diodo 1.
- n_2 : Coeficiente de idealidad del diodo 2.
- V_T : Coeficiente de idealidad del diodo 1.
- q : Carga del electrón ($1.602 \cdot 10^{-19} \text{C}$).
- k_B : Constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$).
- V_{br} : Tensión de ruptura.
- a y m : Parámetros que describen el comportamiento de inversa.

Por último, y para que el modelo tenga una mayor aproximación a la realidad, habrá que tener en cuenta la influencia tanto de la irradiancia como de la temperatura. A continuación se muestran los parámetros de las ecuaciones anteriores que ven alterado su comportamiento en función de la irradiancia o la temperatura [5].

$$I_{PH} = \left(I_{PH,r} + \alpha(T - T_R) \right) \frac{G}{G_r} \quad (4)$$

$$I_{0i} = \left(I_{0i,r} \left(\frac{T}{T_R} \right)^3 \right) e^{\left[\frac{q E_g}{k n_i} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \quad , \text{ con } i = \{1,2\} \quad (5)$$

Donde

- T : Temperatura de la célula (K).
- T_R : Temperatura de referencia (K).
- G : Valor de irradiancia (W/m^2).
- G_R : Irradiancia de referencia (W/m^2).
- E_g : Bandgap (eV).
- I_{0i} : Corriente de saturación del diodo i .
- $I_{0i,r}$: Constante de saturación del diodo i en las condiciones de referencia.
- α : Variación de I_{PH} con la temperatura ($\text{mA/}^\circ\text{C}$)

2.3.1. Resistencia serie

La *resistencia serie* del circuito equivalente engloba la resistencia eléctrica de la propia célula y la resistencia eléctrica de todos los contactos metálicos.

Al aumentar el valor de la resistencia serie se disminuye la pendiente de la curva IV en torno a la tensión de circuito abierto. Si el valor es muy elevado puede incluso provocar la disminución de la corriente de cortocircuito. Su efecto también tiene un gran impacto en el factor de forma.

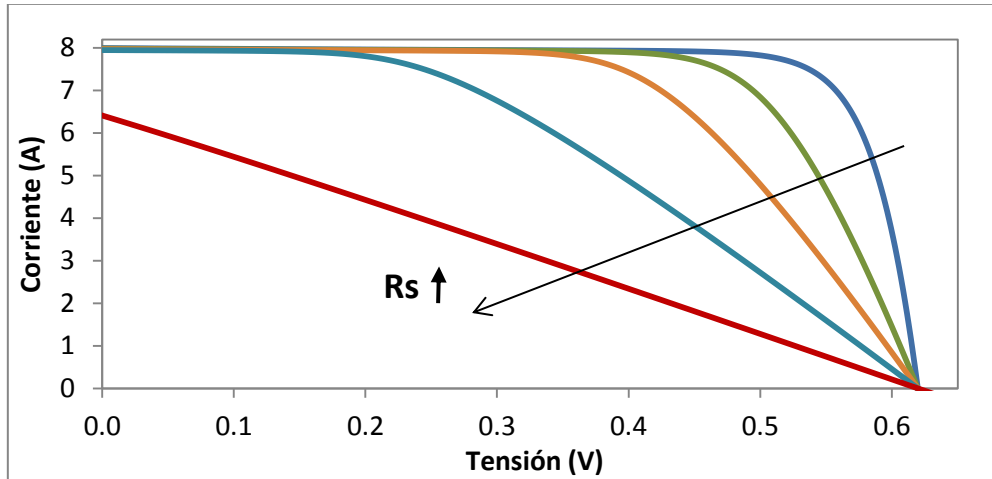


Figura 7: Variación de la curva IV con el aumento de la resistencia serie

2.3.2. Resistencia paralelo

La resistencia paralelo, también conocida como *resistencia shunt*, está relacionada generalmente con defectos de fabricación. Una resistencia paralelo baja produce una pérdida de potencia importante debido a que parte de la corriente generada toma “caminos alternativos” por la propia célula, siendo imposible su extracción al exterior.

Su principal efecto en la curva IV es la variación en la pendiente en torno al punto de corriente de cortocircuito. Al igual que la resistencia serie, tiene gran influencia sobre el factor de forma.

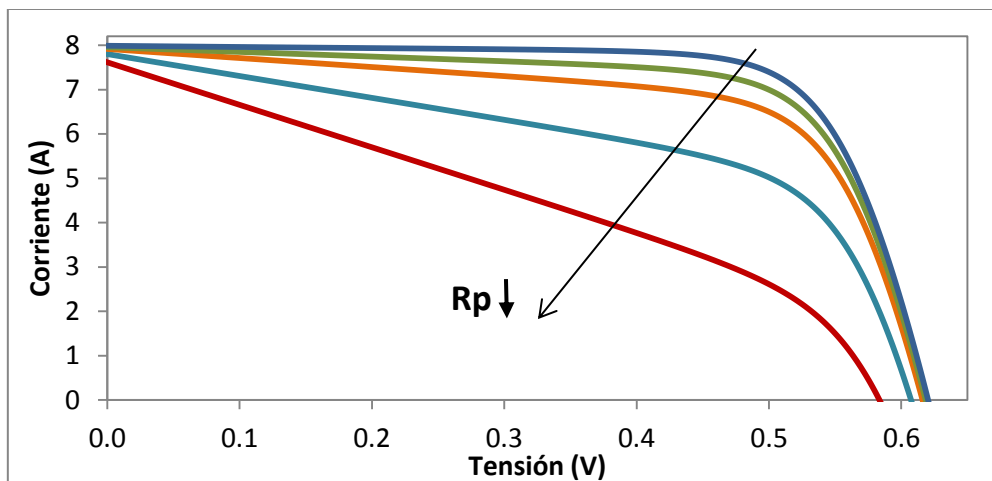


Figura 8: Variación de la curva IV al bajar el valor de la resistencia paralelo

2.4. EL MÓDULO FV

2.4.1. Composición del módulo

Un módulo fotovoltaico está formado por un número de células conectadas entre sí y encapsuladas en una misma unidad. De esta manera se consigue proteger las células conectadas eléctricamente, tanto de daños mecánicos como de posibles ataques químicos, además de obtener aislamiento eléctrico.

En el caso de los módulos de células cristalinas, las células se ensamblan con una capa de encapsulante y una cubierta frontal en la cara exterior, y una segunda capa de encapsulante y otra de *Tedlar* en la parte posterior, todas ellas montadas sobre una estructura de soporte de aluminio.

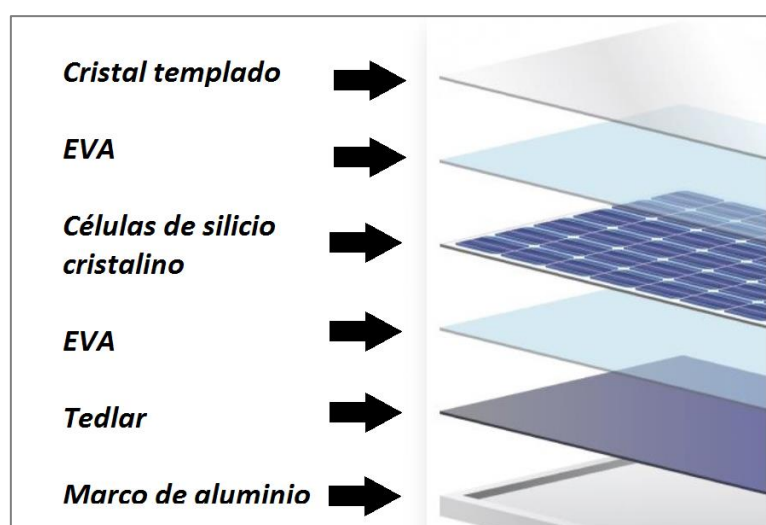


Figura 9: Estructura de un módulo fotovoltaico

En la figura 9 se muestra la composición de un módulo fotovoltaico. El encapsulante, que suele ser de EVA, debe ser impermeable al agua y resistente a la fatiga mecánica y la abrasión. La cubierta frontal, habitualmente de cristal templado, debe poseer una baja reflexión y una elevada transmisión en las longitudes de onda que son aprovechadas por las células fotovoltaicas. Por último, la cubierta posterior, de *Tedlar*, debe ser impermeable y con baja resistencia térmica.

2.4.2. Configuración de módulos

2.4.2.1. Conexión de células

En un módulo, las células se pueden conectar tanto en serie como en paralelo para obtener potencias superiores. El conexionado se realiza en serie cuando se desea aumentar el valor de tensión total y en paralelo cuando es la corriente lo que se quiere aumentar.

Para un grupo de células **conectadas en serie**, se tiene una corriente común que circula a través de todas ellas, por lo que no habrá aumento en corriente respecto a la generada por cada una de las células. La tensión total, sin embargo, será la suma de la tensión de operación

de cada una de las células para el valor concreto de corriente que circule por el conjunto, así que dependerá de la curva característica de cada una de las células.

$$I_{SERIE} = I_{célula} \quad (6)$$

$$V_{SERIE} = V_{célula} \cdot N_{células}^o \quad (7)$$

Por otro lado, para un grupo de células **conectadas en paralelo** ocurre lo opuesto; es la tensión lo que comparten todas ellas, y la corriente total será aquella correspondiente al punto de trabajo de cada una de las células en su curva IV.

$$I_{PARALELO} = I_{célula} \cdot N_{células}^o \quad (8)$$

$$V_{PARALELO} = V_{célula} \quad (9)$$

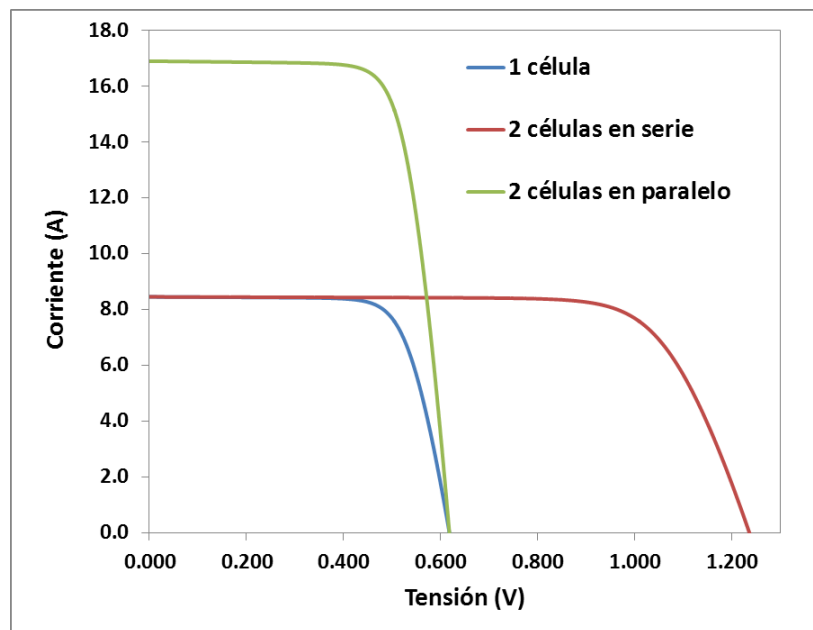


Figura 10: Curva IV en función del conexionado

2.4.2.2. Mismatch en módulo FV

Se trata de pérdidas originadas por la conexión de células con características eléctricas ligeramente diferentes. Al conectar células que no son exactamente iguales, no se podrá hacer trabajar a las dos células en sus puntos óptimos de operación, con la consiguiente pérdida de potencia. El deterioro de las células también provoca la dispersión de parámetros de las mismas. Además de al detrimento de la eficiencia energética, este fenómeno también contribuye a la aparición de puntos calientes y a la reducción general de la vida útil del módulo [6].

Por otro lado, existen causas externas que pueden originar mismatch en un módulo de forma temporal, como es el caso de los sombreados. Cuando una célula se sombrea, baja su capacidad de generación de corriente, afectando indirectamente a todas las células que estén

conectadas. Así, además de bajar la corriente de funcionamiento de todo el conjunto de células, la célula sombreada estará funcionando en inversa y por lo tanto generando calor.

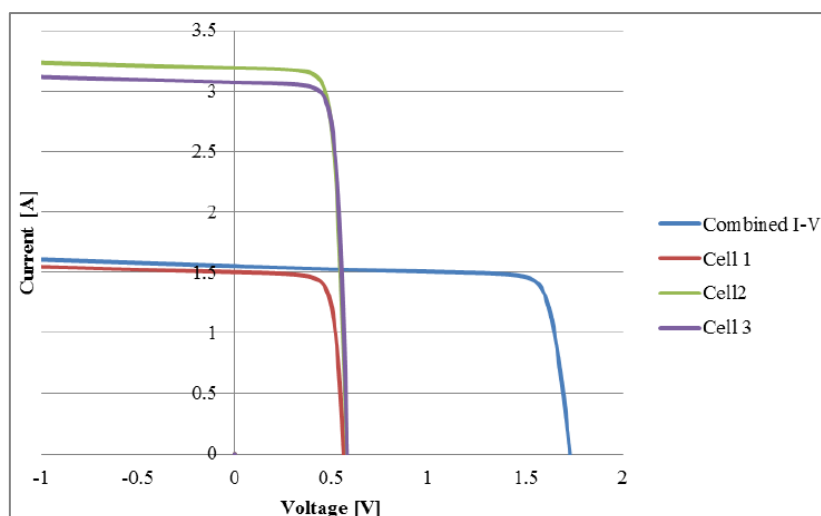


Figura 11: Conexión en serie (azul) de una célula sombreada (roja) con otras dos células iluminadas (verde y morada) [7]

2.4.2.3. Los diodos de paso

Una solución para evitar que haya células absorbiendo la potencia generada por otras es instalar diodos en paralelo con las células, conocidos como diodos de paso o diodos *bypass*. Estos diodos se activarán cuando la tensión sea negativa en bornes. En conexión con otras células, se puede ver como un escalón en la curva IV del conjunto.

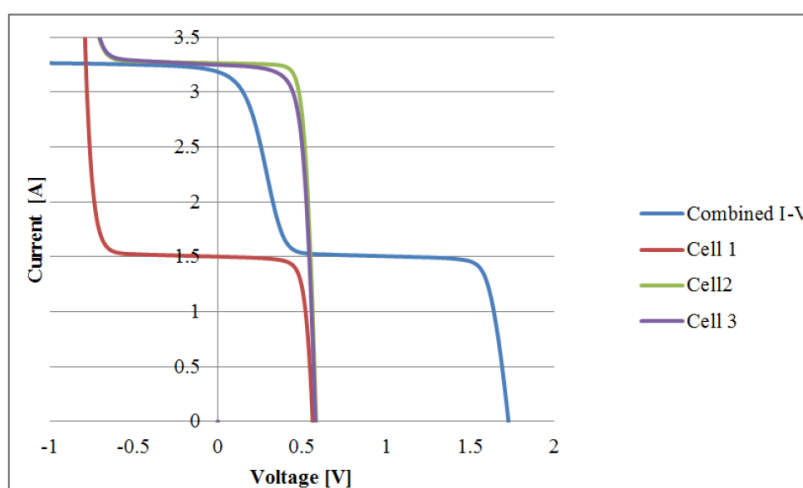


Figura 12: Conexión en serie (azul) de una célula sombreada (roja) con diodo *bypass* con otras dos células iluminadas (verde y morada) [7]

En la práctica, se deben valorar otros factores como el coste económico y la complejidad física que supondría instalar un diodo por cada célula en un módulo, por lo que se tiende a instalar uno por cada rama de 20-24 células. En ese caso, la pérdida de potencia generada al sombrear una célula será igual a la potencia generada por toda la rama, en vez de únicamente la potencia de la célula sombreada. A fin de cuentas, se trata de un compromiso entre viabilidad y eficiencia.

3. ESTUDIO DE LOS DEFECTOS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.1. INTRODUCCIÓN

A pesar de que los módulos fotovoltaicos no tienen partes móviles, existen numerosos tipos de fallos y modos de degradación que pueden reducir la potencia generada de forma considerable.

Por otro lado, existe una serie de ensayos y técnicas de caracterización para poder identificar la presencia de defectos en los módulos. En este apartado se describen los principales tipos de defectos y los medios de detección de los mismos.

3.2. TIPOS DE DEFECTOS

3.2.1. Grietas en células

Las grietas en las células son uno de los problemas más comunes en los módulos fotovoltaicos. El silicio que forma las células tiene un espesor inferior a $200\mu\text{m}$ y es muy frágil, por lo que es relativamente fácil que aparezcan grietas durante la producción, transporte y montaje de módulos fotovoltaicos.

Generalmente, se suelen diferenciar los siguientes tres tipos de grietas en las células fotovoltaicas:

- En primer lugar, se tienen las grietas de **tipo A**, que son aquellas que no generan áreas inactivas y que, por lo tanto, no disminuyen la capacidad de corriente de la célula. Sin embargo, se deben tener en cuenta porque su propagación supone un riesgo para el futuro funcionamiento del módulo fotovoltaico.
- Cuando las grietas de tipo A aumentan y terminan por aislar eléctricamente una zona de la célula, derivan en grietas de **tipo C**. Las grietas de tipo C son aquellas que reducen el área activa de la célula y por lo tanto, son las más peligrosas desde el punto de vista de reducción de potencia.
- Las grietas que se encuentran entre las grietas de tipo A y de tipo C son las grietas **tipo B**. Estas grietas sí reducen la capacidad eléctrica pero no cortan la conductividad completamente. Se trata de grietas que tienen el efecto de aumentar la resistencia serie local en las zonas agrietadas.

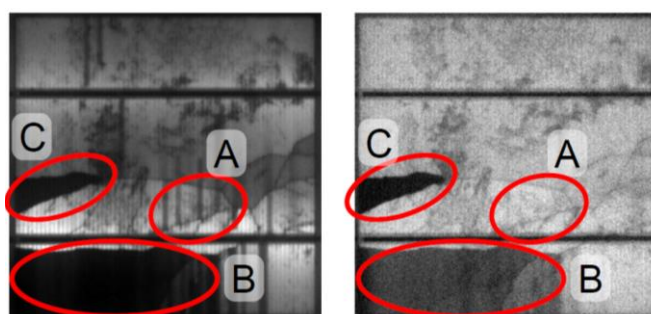


Figura 13: Grietas tipo A, B y C visualizadas con electroluminiscencia polarizando el módulo a alta y a baja corriente

Estas grietas son imperceptibles para el ojo humano y se requiere material especializado para la identificación de las mismas. En la figura 13 se puede ver un ejemplo de distintos tipos de grietas en una célula visualizadas con la técnica de electroluminiscencia (EL) [9].

3.2.2. Degradación inducida por potencial (PID)

La degradación inducida por potencial o *PID* (Potential Induced Degradation) es un fenómeno que produce una pérdida de potencia en los módulos fotovoltaicos como consecuencia de la presencia de fugas de corriente durante largos periodos de tiempo.

La aparición de este tipo de degradación es relativamente reciente y se sitúa en torno al 2006. Esto se debe a que el *PID* está directamente relacionado con sistemas que alcanzan tensiones muy grandes (1000V en Europa), instalados a partir de 2005. La aparición del *PID* se ve favorecida con tensiones elevadas entre las partes activas del módulo y el marco metálico del mismo. Además, la aparición de problemas de *PID* se ve acelerada enormemente por valores altos de temperatura y, sobre todo, de humedad [10]. La aparición de *PID* también se ve influenciada por las características de los distintos elementos del módulo, aunque en cierto modo, éstos son factores que se pueden controlar.

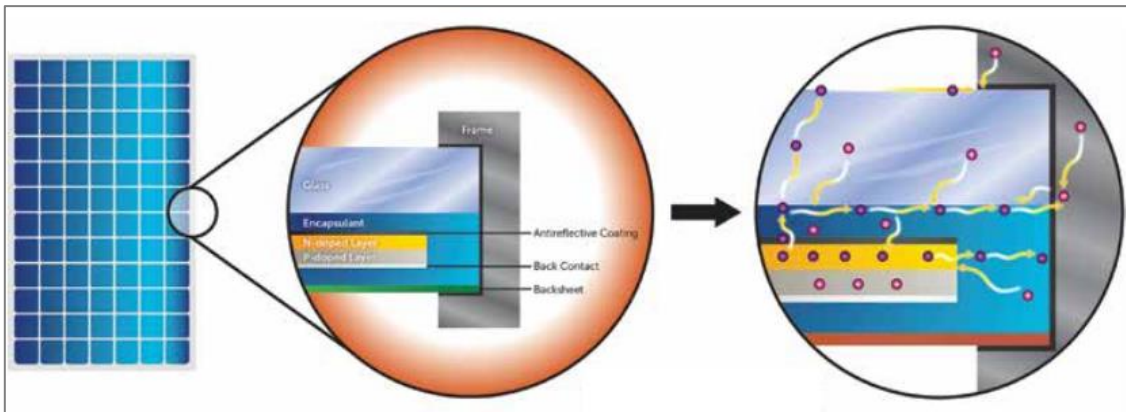


Figura 14: Corriente de fugas en un módulo con *PID* [11]

Para evitar el riesgo eléctrico a personas, los marcos de los módulos se encuentran conectados a tierra. Debido a la diferencia de potencial entre las células y el marco, se derivan cargas a la capa activa de las células provocando una incorrecta evacuación de los electrones liberados por el efecto fotovoltaico.

La consecuencia de la aparición de *PID* se resume en una pérdida de rendimiento gradual en los sistemas fotovoltaicos.

3.2.3. Pérdida de continuidad y cortocircuitos en células fotovoltaicas

En los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino las células suelen estar conectadas en serie para obtener mayores tensiones. Esta conexión en serie se hace desde la parte trasera de una célula a la parte frontal de la siguiente. Es posible que en ocasiones se encuentren células que están cortocircuitadas o que hayan perdido la continuidad eléctrica. Estos sucesos pueden tener múltiples causas, pero la más habitual suele ser que sean consecuencia de una soldadura de mala calidad.

El problema menos grave es que se cortocircuite una célula, ya que el único efecto sería la pérdida de la potencia aportada por una célula, pero no afectaría al funcionamiento de las demás.

Un problema más grave se tiene cuando existe una desconexión entre células, ya que se impediría el paso de corriente por todas las células interconectadas. En este caso, el diodo de paso entraría a funcionar, y se produciría la pérdida total de una de las ramas del módulo, suponiendo la pérdida de un tercio de la potencia del módulo afectado. Este mismo resultado se tendría si se produjese un cortocircuito entre ramas dentro de la caja de conexiones.

3.2.4. Delaminación

La delaminación aparece como consecuencia de la pérdida de adhesión entre las distintas interfaces presentes en un módulo fotovoltaico. Es un defecto que aparece habitualmente en climas húmedos y cálidos. El origen del defecto podría ser una reacción química entre la capa antirreflectante de la célula y ciertos aditivos del encapsulante del módulo [13]. Cuando esto ocurre, parte de la radiación incidente puede reflejarse, con la consiguiente pérdida de eficiencia. Además, se facilita la entrada de humedad, acelerando la degradación de los materiales del módulo fotovoltaico [14]. Finalmente, este problema provoca generalmente la pérdida de aislamiento eléctrico del módulo, con el consiguiente riesgo que este hecho conlleva.

3.2.5. Burbujas

Este tipo de defecto es similar a la delaminación, pero en este caso, la falta de adhesión entre el EVA y el *Tedlar* afecta únicamente a pequeñas áreas. La aparición de estas burbujas se debe a reacciones químicas que producen gases que quedan atrapados en el interior del módulo. Estas burbujas dificultan la evacuación de calor del módulo fotovoltaico, derivando en un sobrecalentamiento del mismo, y por lo tanto, en una reducción de su vida útil. Como en el caso anterior, dependiendo del tamaño y localización de las burbujas se puede producir un fallo importante en el aislamiento eléctrico del módulo, con el riesgo asociado para la seguridad eléctrica de las personas.

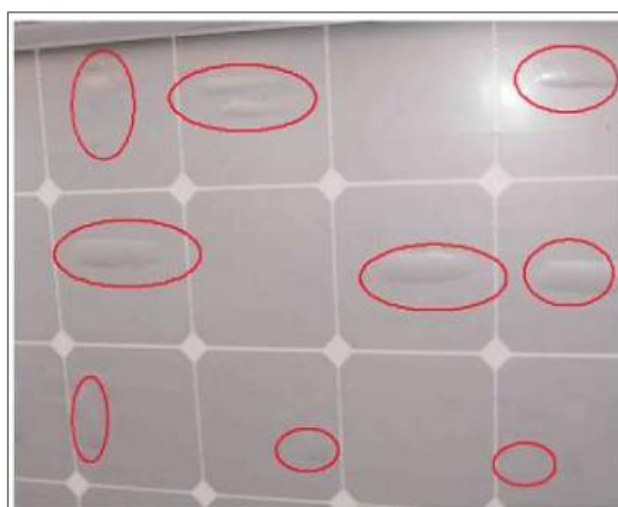


Figura 15: Ejemplo de burbujas en un módulo fotovoltaico [15]

3.2.6. Decoloración

La decoloración se produce por degradación del encapsulante de EVA, tomando un tono amarillento y en ocasiones incluso marrón. Esta degradación del encapsulante afecta a la transmitancia de la radiación solar incidente, provocando una reducción en la corriente fotogenerada por las células. Las principales causas de la decoloración en los encapsulantes de EVA son la radiación ultravioleta y la exposición de los módulos a ambientes húmedos, combinados con elevadas temperaturas. Como consecuencia, se produce un cambio en la estructura química del polímero [15]. En ocasiones es la capa trasera de *Tedlar* la que aparece amarilla, provocando el mismo efecto visual en el módulo. Sin embargo, en este segundo caso, únicamente se trata de un defecto “cosmético” puesto que el porcentaje de luz incidente que se transmite a las células no varía por la presencia de este defecto.



Figura 16: Comparación de un módulo con decoloración y otro en buen estado [16]

3.2.7. Fallo en el marco

El marco del módulo está sometido a cargas causadas por las condiciones medioambientales, como podría ser el caso de vientos fuertes o nevadas. Si se produce la ruptura del marco o la separación entre éste y el resto del módulo, podría filtrarse agua en el interior del módulo ocasionando problemas de corrosión, además del riesgo eléctrico asociado a la pérdida de aislamiento eléctrico del módulo.

3.2.8. Fallo en la caja de conexiones

En la caja de conexiones se encuentran los diodos de paso y las salidas de los terminales del módulo. Es posible que se produzcan fallos de funcionamiento si las cajas no están correctamente selladas o si hay hilos de cable sueltos en las conexiones de cables, pudiendo producir un excesivo calentamiento o simplemente cortocircuitos entre las ramas. Por otro lado, también es posible que se tengan problemas de corrosión si la caja de conexiones no está bien sellada.



Figura 17: Ejemplo de una caja de conexión abierta (izquierda), mal sellada (centro) y de un cortocircuito causado por un hilo de cable suelto (derecha) [8]

3.2.9. Babas de caracol

Las babas de caracol o *Snail Trails* son alteraciones en la lámina de encapsulación del módulo fotovoltaico. Se define como una corrosión en la lámina superficial de encapsulación y se ve influenciado por la humedad, la temperatura y la radiación ultravioleta [16]. La aparición de estas babas de caracol está asociada a la presencia de grietas en las células FV que provocan que la humedad atraviese fácilmente desde la parte trasera hasta la cara frontal del módulo. Las babas de caracol en sí mismas no son un defecto grave ya que no altera significativamente la potencia final del módulo afectado. Sin embargo, las grietas subyacentes sí que pueden afectar al rendimiento final, tal y como ya se ha visto en el apartado correspondiente.

3.3. HERRAMIENTAS Y MÉTODOS PARA LA DETECCIÓN DE DEFECTOS

3.3.1. Inspección visual

La inspección visual es la primera vía de análisis y detección de fallos. Se trata de una forma simple y rápida de detectar algunos tipos de defectos (ej: delaminados, burbujas, amarilleamiento, etc.), aunque poco útil para aquellos defectos que no son perceptibles a simple vista (ej: grietas, presencia de PID, cortocircuitos, etc.).

3.3.2. Curva IV

La curva IV representa los puntos de funcionamiento de un módulo fotovoltaico, por lo que cualquier alteración en el funcionamiento de los módulos se ve reflejada en dicha curva.

La curva IV de iluminación se puede trazar con radiación natural o en un simulador solar. En cualquier caso, las medidas deben ser corregidas a las condiciones estándares de test o *STC* (1000W/m^2 , 25°C y espectro AM1.5G). De la curva de iluminación se puede obtener la corriente de cortocircuito I_{sc} , la tensión de circuito abierto V_{oc} , la potencia máxima P_{max} y el factor de forma FF . Además, se puede obtener información importante para la estimación de las resistencias serie y paralelo del módulo. Si se conoce la curva inicial del módulo, habitualmente dada por el fabricante, se puede estudiar la degradación del módulo a través de la comparativa de ambas curvas.

A continuación se muestran algunos de los cambios más típicos y sus posibles causas:

1. La reducción en la I_{sc} puede ser debida a degradación en el encapsulante o a delaminación del vidrio.
2. Una variación la V_{oc} puede indicar células cortocircuitadas, aunque también se ve influenciada por otro tipo de fallos.
3. El aumento de la resistencia serie R_s puede ser debido a fallos en los contactos.
4. La reducción de la resistencia paralelo R_p indica la presencia de *shunts* en el módulo.
5. Los escalonamientos en la curva suelen significar que existen grietas en las células del módulo.

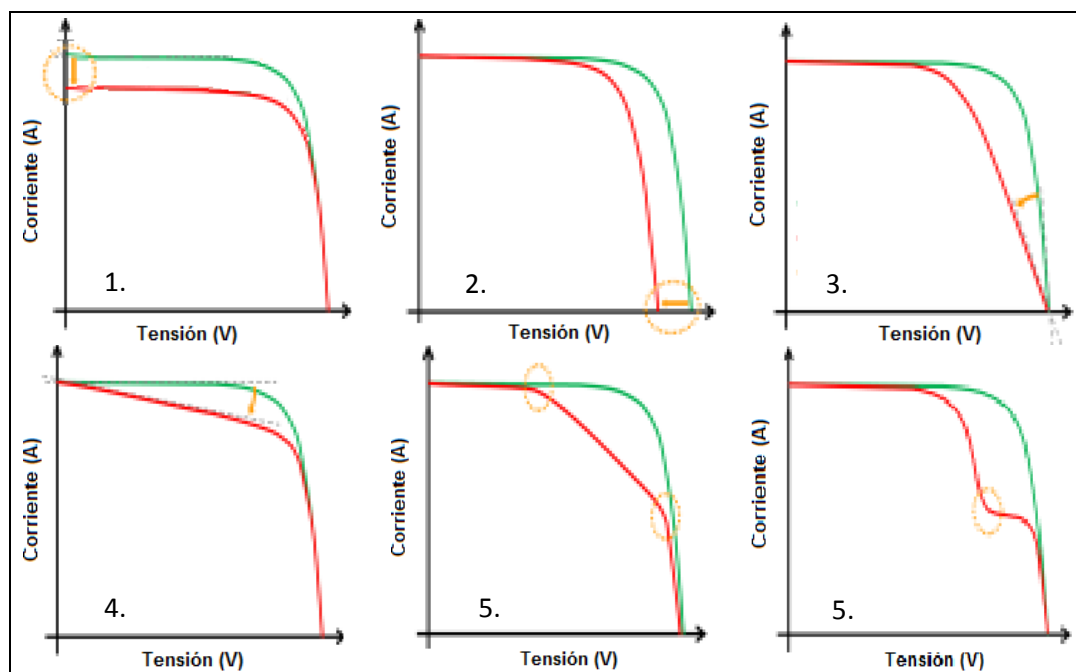


Figura 18: Ejemplos de las distintas modificaciones de la curva IV de iluminación [8]

3.3.3. Curva IV de oscuridad

Por otro lado, se puede alimentar también el módulo con una fuente de corriente sin necesidad de iluminación para obtener la curva de oscuridad. Se trata de una curva muy útil cuando no se puede trazar la curva de acuerdo a los estándares STC, como puede ser el caso de los módulos instalados en campo.

La diferencia en comparación con la curva IV de iluminación es que en este caso se impone corriente desde el exterior, por lo tanto, no se puede obtener información sobre la I_{sc} del módulo y de su variación. Sin embargo, sí que se puede obtener información sobre el resto de parámetros (R_s , R_p , V_{oc}) siguiendo los mismos razonamientos.

3.3.4. Electroluminiscencia

La electroluminiscencia (EL) es un proceso de toma de imágenes en las que se puede estudiar la calidad de las células. Consiste en inducir una corriente por el módulo fotovoltaico y, controlando la cámara de forma remota, tomar una imagen de la radiación emitida por el mismo. Así, al analizar las imágenes tomadas se pueden identificar claramente distintos defectos presentes en las células.

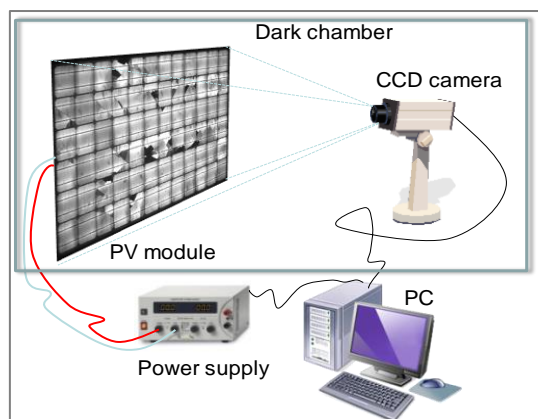


Figura 19: Sistema de medida de electroluminiscencia (EL) en laboratorio [18]

Las cámaras que habitualmente se utilizan para las medidas de electroluminiscencia (EL) tienen un chip CCD de silicio. El rango de emisión de las células de silicio se sitúa en torno a los 1000nm-1200nm, rango en el que estas cámaras tienen una respuesta inferior. Para evitar la perturbación del resto de longitudes de onda se utilizan filtros paso alto que limitan la respuesta de la cámara al rango de emisión de los módulos.

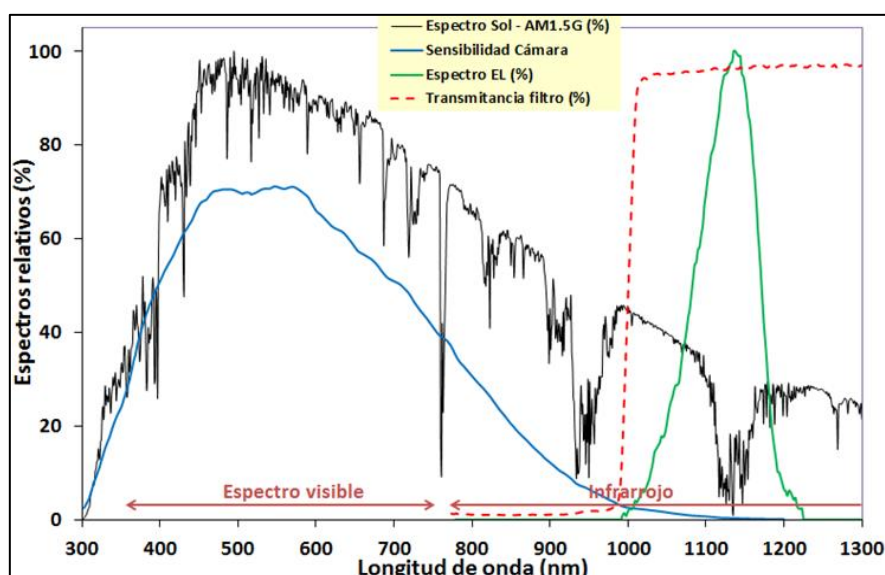


Figura 20: Espectro solar (negro), espectro de la cámara (verde), sensibilidad de la cámara (azul) y ejemplo de filtro paso-alto (rojo)

A pesar de todo, la intensidad de emisión de los módulos es relativamente pequeña, por lo que resulta incompatible con otras fuentes de radiación en esas longitudes de onda y limita su uso a entornos oscuros, como pueden ser los laboratorios.

El método de ensayo se basa en la toma de dos imágenes complementarias con la cámara. En primer lugar se toma una imagen haciendo pasar un valor de corriente en torno al valor de su I_{sc} , denominada imagen de alta polaridad (muy influenciada por la resistencia serie local). En segundo lugar se toma otra imagen imponiendo un valor de corriente del 10% del aplicado previamente, obteniendo la imagen de baja polaridad (influenciada sobre todo por la calidad del sustrato y la posible presencia de shunts). La intensidad de luz captada por la cámara en cada zona del módulo depende de la tensión de operación de dichas zonas. Así, analizando las

imágenes se puede obtener información cualitativa de los valores de resistencia serie y paralelo, además de visualizar las diferentes grietas y defectos.

3.3.5. Termografía

La termografía es una herramienta que sirve para caracterizar los módulos fotovoltaicos de forma rápida, espacial y no destructiva. Se basa en la identificación y comparación de la temperatura del módulo mediante una cámara térmica para identificar defectos relevantes. Se puede capturar de forma directa la imagen con el módulo en funcionamiento normal, o bien se puede utilizar la técnica *Lock-in* en laboratorio.

Tomar la imagen de la **termografía de forma directa** es la forma más sencilla, puesto que únicamente se debe capturar la imagen del módulo mientras éste se encuentra expuesto a radiación solar y funcionando en condiciones normales de operación. A causa de la radiación incidente se genera una corriente que puede provocar una distribución no homogénea de la temperatura a causa de los defectos presentes.

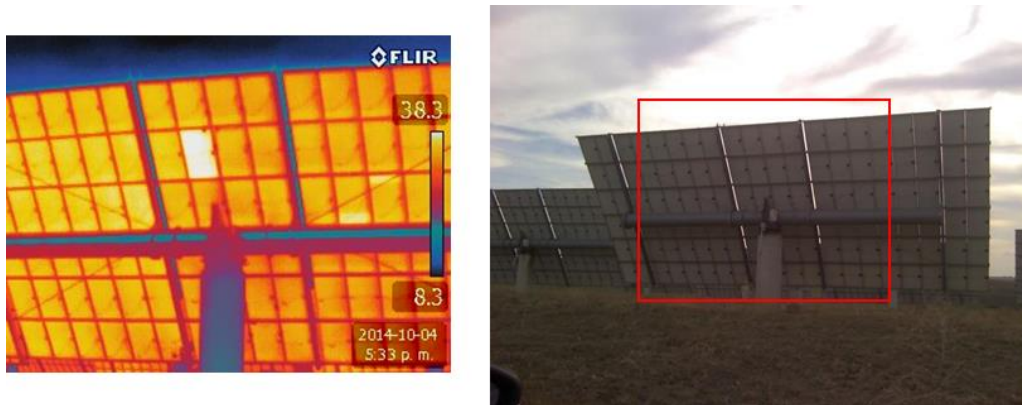


Figura 21: Ejemplo de medida de termografía de forma directa

Por otro lado se tiene la medida de **termografía Lock-in**, que consiste en alimentar el módulo con una corriente pulsante de amplitud y frecuencia determinadas. En paralelo se toman dos imágenes por periodo de corriente, una durante el ciclo de mayor corriente y otra durante el ciclo de corriente menor. Mediante tratamiento de imágenes se restan ambas imágenes, consiguiendo así una imagen que muestra el calor generado por el paso de corriente. En el resultado se pueden distinguir distintos tipos de fallos y su posición en el módulo

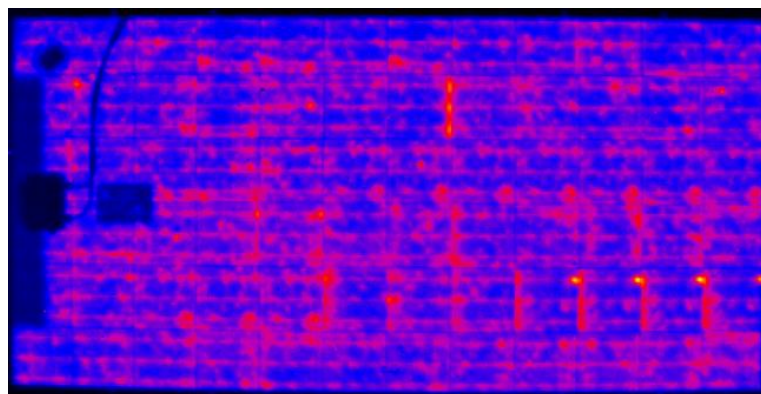


Figura 22: Ejemplo de termografía con lock-in de un módulo [12]

3.4. IDENTIFICACIÓN DE LOS DEFECTOS

Algunos defectos son identificables visualmente, por lo que bastaría con inspeccionar los módulos visualmente para identificarlos. Este sería el caso de defectos como las burbujas, delaminación, decoloración del EVA, fallos en el marco, puntos calientes, oxidaciones en los contactos y algunas células completamente rotas.

Para otros, sin embargo, se necesitan las técnicas complementarias descritas previamente para su identificación. A continuación se describe cómo identificar algunos de los fallos que no se pueden encontrar mediante inspección visual.

3.4.1. Identificación de grietas

El método más eficaz para detectar la presencia de grietas y micro-grietas en un módulo es la toma de imágenes de electroluminiscencia. Mediante electroluminiscencia se pueden diferenciar los distintos tipos de grietas, determinar su tamaño y ubicarlos espacialmente en el módulo.

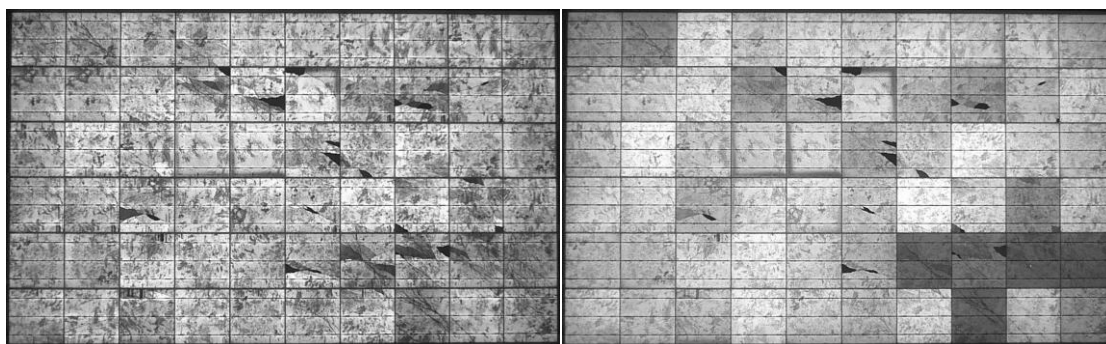


Figura 23: Ejemplo de módulo con grietas medido con electroluminiscencia (alta polaridad a la izquierda, baja polaridad a la derecha) [18]

En segundo lugar se tiene la termografía *lock-in* como otra herramienta útil para la detección de grietas en módulos, aunque no se obtiene tanta información como en el caso de la electroluminiscencia. Por ejemplo, la termografía *lock-in* es incapaz de identificar grietas poco significativas, mientras que la electroluminiscencia [19]. Por otro lado, la circulación de corriente hace que la temperatura incremente por encima del resto del módulo en las zonas con grietas de mayor importancia, como es el caso de la figura 24. Para el caso de las grietas de tipo C, donde parte de la célula se encuentra aislada, la temperatura de dichas zonas será inferior al resto del módulo, debido a que la corriente no llega a circular por las mismas.

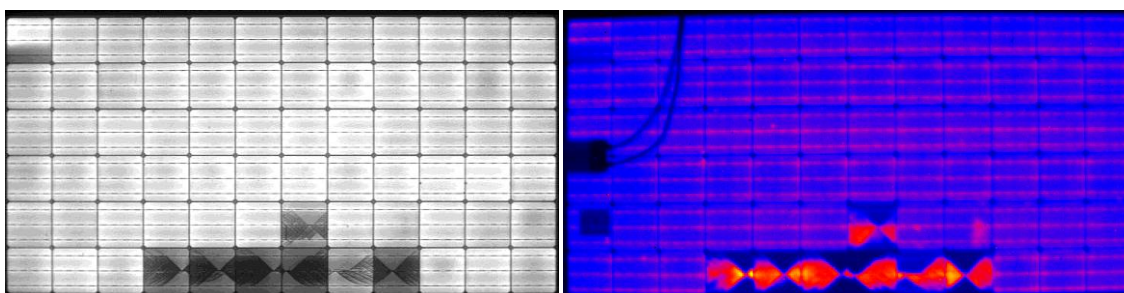


Figura 24: Ejemplo de electroluminiscencia y termografía (*lock-in*) de un módulo con grietas

Por último, una curva IV escalonada tanto de iluminación como de oscuridad puede ser un identificador de grietas en un módulo. Sin embargo, no se puede obtener información sobre el tamaño o la ubicación espacial de éstas.

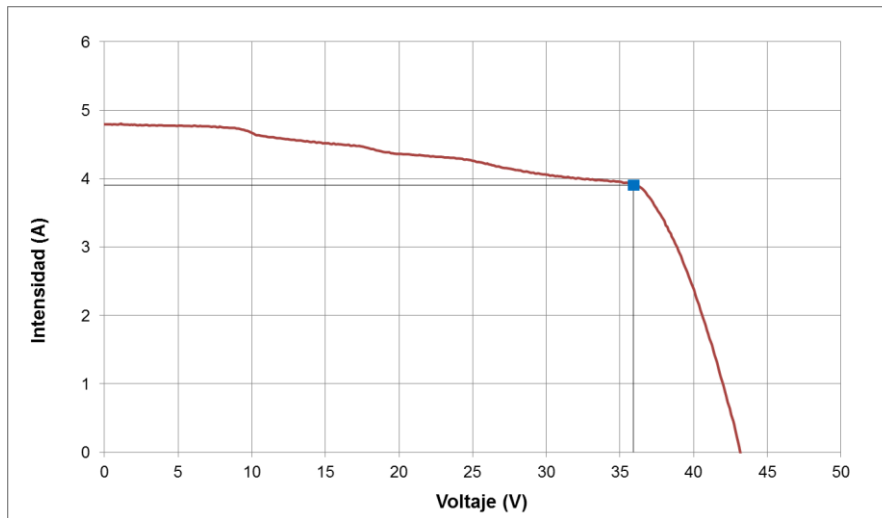


Figura 25: Ejemplo de la curva IV de un módulo con grietas

3.4.2. Identificación de PID

Un módulo afectado por Degradación Inducida por Potencial (PID) se puede identificar por la presencia de *shunts* en las células. Estos *shunts* afectan principalmente a la resistencia paralelo y al factor de forma, por lo que pueden identificarse en la curva IV si se compara con la curva correspondiente a los datos de la etiqueta.

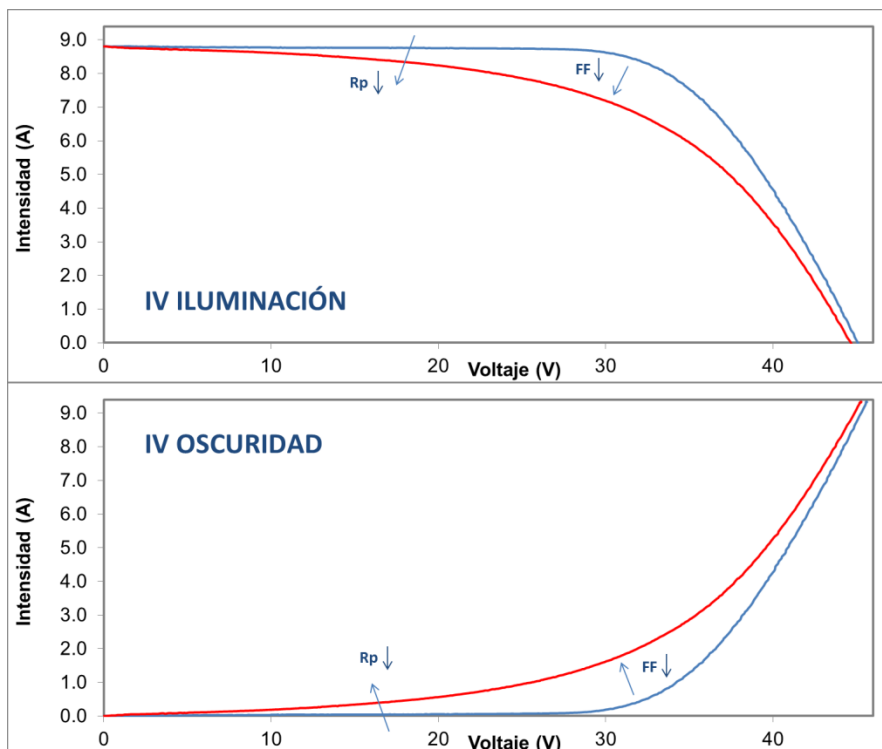


Figura 26: Comparación de la curva IV de iluminación (superior) y de oscuridad (inferior) de un módulo antes de la aparición de PID (azul) y después (rojo)

En un ensayo de electroluminiscencia se impone una corriente que circula por todas las células del módulo, por tanto, la presencia de *shunts* hará trabajar a las células afectadas a tensiones distintas. Las células que no tienen *shunts* tendrán mayor tensión y emitirán con mayor intensidad, pudiendo identificar las células oscuras como las más dañadas del módulo. Además, debido al aumento de la pendiente inicial del módulo como consecuencia de la reducción de la resistencia paralelo, las diferencias relativas de tensión para niveles bajos de corriente de polarización serán mayores. Por lo tanto, el módulo afectado por PID mostrará siempre mayor número de células oscuras en la electroluminiscencia de baja polaridad.

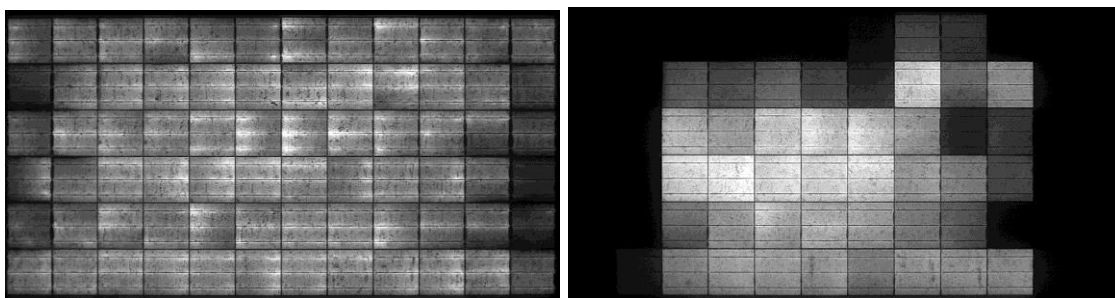


Figura 27: Imágenes de electroluminiscencia (alta polaridad a la izquierda y baja polaridad a la derecha) de un módulo con PID

Además, es típico que un módulo afectado por PID tenga mayor presencia de *shunts* en los laterales, ya que la corriente de fugas suele ser mayor en estas zonas por la menor distancia al marco. Además, en función de la configuración de los módulos en las instalaciones, la concentración de humedad puede ser mayor en uno de los laterales.

La termografía *Lock-in* también es una herramienta útil para identificar *shunts*, puesto que se calentarán notablemente debido al paso de grandes densidades de corriente. Por lo tanto, resulta una herramienta muy útil para identificar módulos afectados por PID.

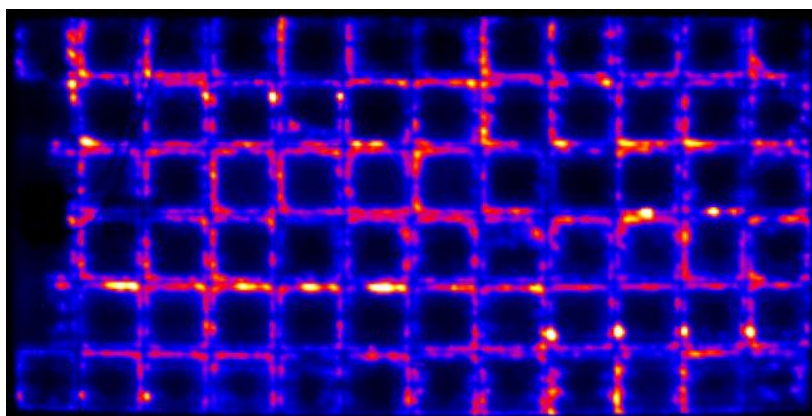


Figura 28: Termografía *Lock-in* de un módulo con gran presencia de *shunts* como consecuencia del PID

3.4.3. Identificación de cortocircuitos y desconexiones

La pérdida de una célula o rama en un módulo como consecuencia de un cortocircuito o pérdida de continuidad de una de las células respectivamente, es fácilmente identificable mediante electroluminiscencia.

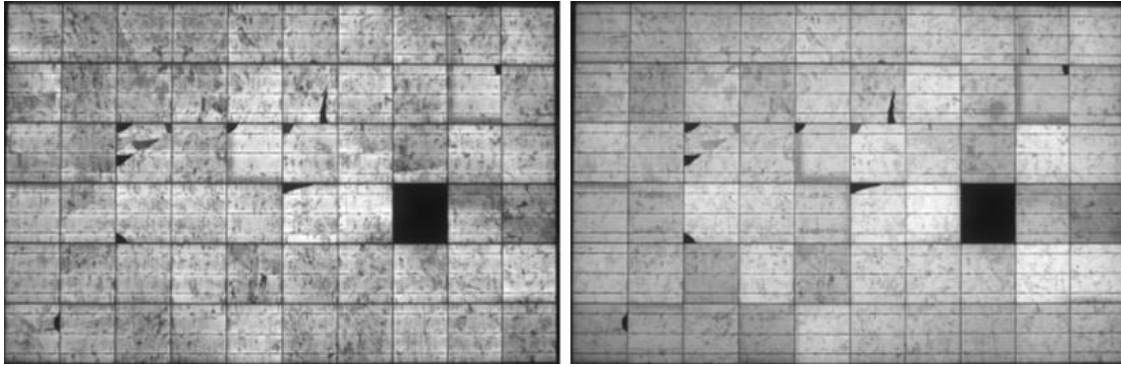


Figura 29: Ejemplo de un módulo con una célula cortocircuitada visualizado mediante electroluminiscencia [12]

Al no circular corriente por la célula cortocircuitada, ésta no emitirá radiación en la electroluminiscencia ni se calentará en la termografía, por lo que en ambas se verá totalmente negra. En el caso de la desconexión de una rama, se tendrá el mismo efecto con todas las células de la rama. Además, resulta sencillo el reconocimiento de este caso en la curva IV, puesto que se tiene una reducción de un tercio de la tensión del módulo.

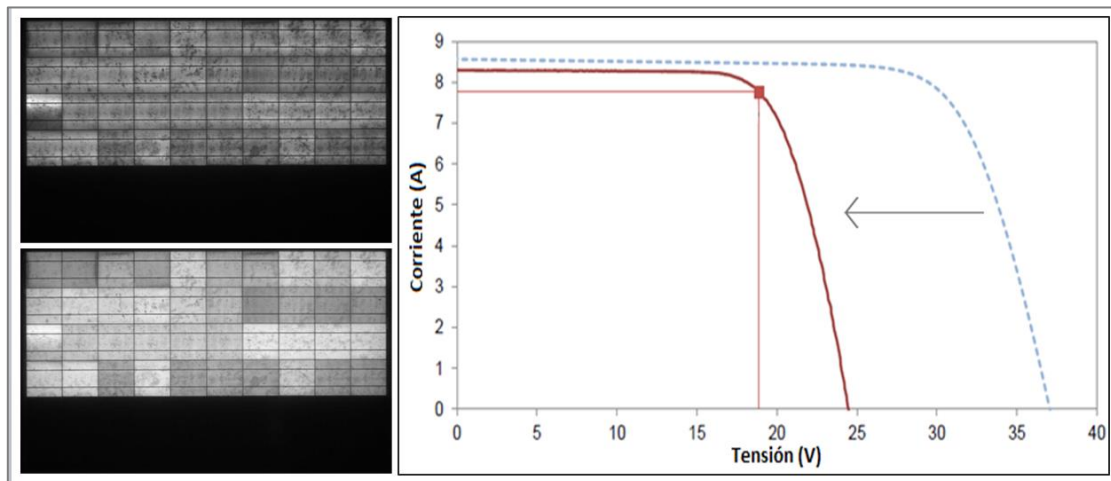


Figura 30: Ejemplo de un módulo con una rama desconectada visualizado mediante electroluminiscencia [13]

4. SIMULADOR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

4.1. INTRODUCCIÓN

Se desea crear un modelo válido de simulación con el objetivo de poder estudiar el funcionamiento de un módulo o una instalación fotovoltaica. De esta manera se podrá estudiar cómo afecta cada tipo de defecto tanto a los parámetros del módulo como a su funcionamiento.

Se comenzará modelando una célula a partir de su circuito eléctrico, pasando por la modelación de un módulo y llegando hasta un *string* de módulos de una instalación.

El análisis de los defectos se centrará en los fallos que afectan directamente al funcionamiento eléctrico, evitando aquellos que se derivan de la degradación de los materiales del módulo.

4.2. CREACIÓN DEL MODELO EN *PSIM*

Con el fin de obtener un simulador que permita la interconexión de células y módulos de una forma dinámica, se ha optado por trabajar con el software *PSIM*. Se trata de una herramienta de simulación de circuitos eléctricos cuya finalidad no está directamente relacionada con la aplicación deseada, pero que se ha adaptado para modelar el comportamiento de una célula y/o un módulo fotovoltaico.

Se empezará modelando una célula fotovoltaica a partir del circuito de dos diodos mostrado en la figura 6. Dicho modelo llevado a *PSIM* tendrá la siguiente apariencia.

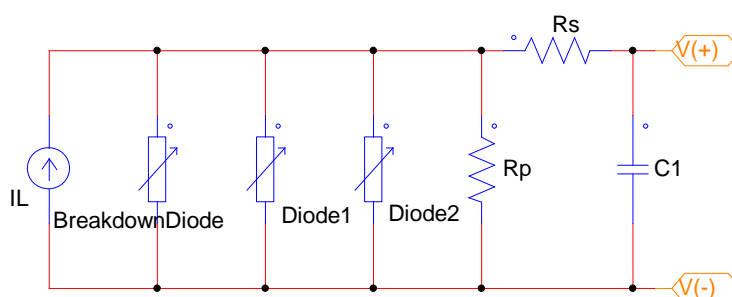


Figura 31: Modelo de una célula fotovoltaica en *PSIM*

Como el modelo de diodo que incorpora *PSIM* es el modelo compuesto por una fuente de tensión y una resistencia en serie, la respuesta no es la deseada y se utilizará en su lugar el bloque *Nonlinear Element i=f(v)*. Este bloque impone a través de sí mismo una corriente en función de la tensión de bornes, por lo que puede representar el comportamiento del diodo si se introduce su ecuación con una variable v que *PSIM* interpreta como dicha tensión en bornes. Para representar el efecto de la polarización en inversa de las células, se añadirá un tercer bloque *Nonlinear Element i=f(v)*, actuando como un diodo de inversa.

Por motivos de convergencia numérica de *PSIM*, se debe colocar un pequeño condensador en paralelo para permitir la conexión en serie dos células con distinta irradiancia [19].

Para que el modelo funcione con las ecuaciones planteadas anteriormente (ecuaciones 2, 3, 4 y 5), las expresiones de los elementos utilizados serán las mostradas en la siguiente tabla.

Campos de los bloques utilizados en el circuito de la célula en PSIM	
Diodo 1	$I_{01} * ((Te+273)/298)^3 * EXP(1.6022e-19 * 1.166 / (n1 * 1.3806e-23) * (1/298 - 1/(Te+273))) * (EXP(v / (n1 * 1.3806e-23 * (Te+273) / 1.6022e-19)) - 1)$
Diodo 2	$I_{02} * ((Te+273)/298)^3 * EXP(1.6022e-19 * 1.166 / (n2 * 1.3806e-23) * (1/298 - 1/(Te+273))) * (EXP(v / (n2 * 1.3806e-23 * (Te+273) / 1.6022e-19)) - 1)$
Diodo inversa	$a * v * (1 - v/V_{br})^{-m}$
Fuente de corriente, IL	$IL * G / 1000 * (1 + \alpha * (Te - 25) / 100)$
Resistencia en paralelo, Rp	Rp
Resistencia en serie, Rs	Rs
Condensador, C	C

Tabla 1: Ecuaciones a introducir en el modelo de PSIM

El circuito planteado, que modela el funcionamiento de una célula fotovoltaica, se guardará como un *subcircuito*. Al cargar el *subcircuito* en otra simulación será cuando se definan los valores de cada una de las variables introducidas en las ecuaciones.

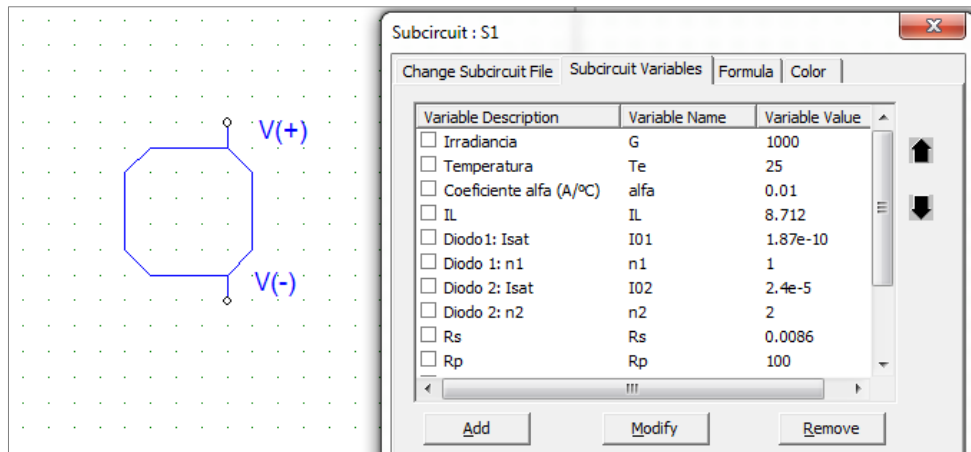


Figura 32: Subcircuito de una célula FV y tabla de definición de las variables

Mediante la conexión en serie de subcircuitos de células y diodos de paso, se puede trazar el esquema de un módulo fotovoltaico. Para trabajar con módulos de una forma más cómoda y eficiente, se puede crear un subcircuito con la configuración dibujada.

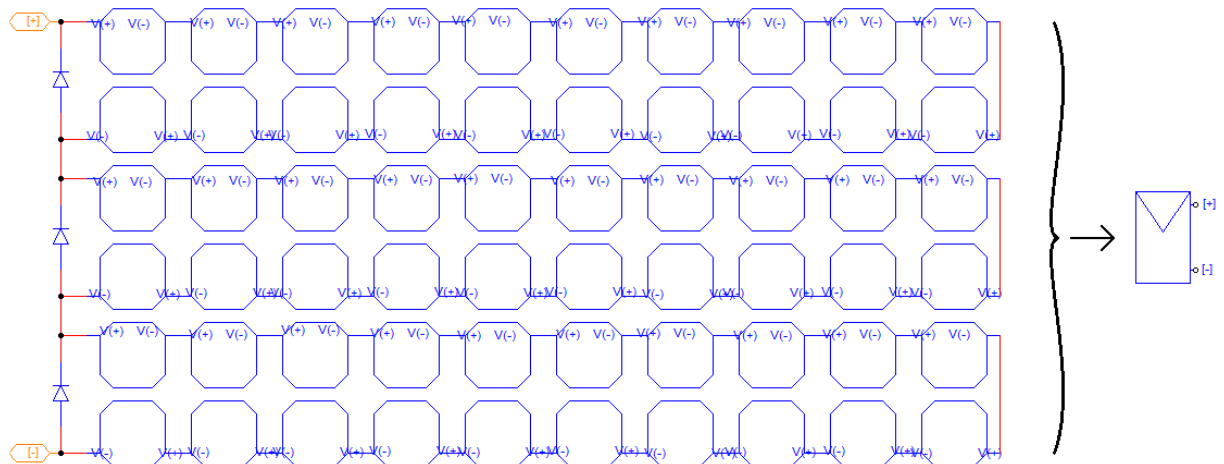


Figura 33: Subcircuito de un módulo FV en PSIM

Siguiendo la misma metodología, se pueden simular generadores fotovoltaicos completos bajo distintas condiciones.

4.3. EXTRACCIÓN DE LOS PARÁMETROS NECESARIOS PARA EL SIMULADOR

Para obtener los parámetros de un módulo específico y poder simularlo con el simulador de *PSIM*, en primer lugar se debe realizar un ensayo que permita conocer la curva IV en condiciones estándares de medición (STC). Como se quiere trabajar a nivel de célula, se suponen todas las células iguales y se dividen las tensiones medidas entre el número de células que tiene el módulo. Así, se consigue la curva IV supuesta de la célula “tipo”.

Una vez que se dispone de dicha curva se utilizará el software *IV-FIT*, desarrollado por el Centro de investigación de Energía de los Países Bajos (ECN) [20]. Dicho programa calcula, a partir de una curva IV a 25°C y 1000W/m², los parámetros para distintos circuitos equivalentes entre los que se encuentra el modelo de dos diodos. Seleccionando esta opción se conseguirán los valores correspondientes a los parámetros I_L , I_{01} , I_{02} , n_1 , n_2 , R_s y R_p .

Para simular la curva del módulo en inversa, el parámetro V_{br} determina la tensión de ruptura y las variables m y a fijan la forma de la curva de ruptura. Para simular una curva similar a la del módulo, se recomienda realizar el ensayo detallado en el ANEXO II para el cálculo de las curvas de inversa y utilizar la herramienta *Solver* de *Excel* para aproximar las variables de la ecuación de inversa a la curva de inversa.

Por último, el parámetro *alfa* se obtiene a partir del coeficiente de temperatura de I_{sc} $\alpha(A/^{\circ}C)$, parámetro que se puede extraer del ensayo de la curva IV o de la propia etiqueta, y la corriente de cortocircuito $I_{sc}(A)$ tal y como se muestra en la ecuación 10.

$$alfa (\%/^{\circ}C) = \frac{\alpha (A/^{\circ}C)}{I_{sc} (A)} \cdot 100 \quad (10)$$

4.4. VALIDACIÓN DEL SIMULADOR FOTOVOLTAICO

Antes de comenzar a trabajar con el simulador fotovoltaico se debe validar que su funcionamiento se adapta al de un módulo fotovoltaico real. Para poder realizar la validación se compararán las curvas IV de módulos reales medidos utilizando un simulador solar con las curvas IV obtenidas como resultado de las simulaciones de esos módulos.

Para validar el funcionamiento bajo cualquier condición, se realizan una serie de simulaciones combinando distintas irradiancias y temperaturas para distintos módulos. Una vez simulados los mismos casos, se comparan los resultados.

4.4.1. Módulo 08.0307.0-003

El módulo asignado como 08.0307.0-003 corresponde al modelo TSM-235PC05 V00-235W del fabricante Trina Solar. Se trata de un módulo de 60 células de silicio policristalino, cuyas dimensiones son 156cm²x156cm². Este módulo posee las siguientes características eléctricas.

Potencia pico - Pmax (Wp):	235
Tensión de potencia máxima - Vmp (V):	30.1
Corriente de potencia máxima - Imp (A):	7.81
Tensión de circuito abierto - Voc (V):	37.1
Corriente de cortocircuito - Isc (A):	8.31
Coef. Temp. para Isc - α (mA/°C):	4.16
Coef. Temp. para Voc - β (mV/°C):	-129.9

Tabla 2: Características eléctricas del módulo 21.3155.0-003

Los resultados de los valores simulados, medidos y el error entre ambos se resumen en la siguiente tabla.

G (W)	T (°C)	SIMULADO						MEDIDO						ERROR (Simulado - Medido)					
		Voc (V)	Isc (A)	Pmax (W)	Vmax (V)	Imax (A)	FF (%)	Voc (V)	Isc (A)	Pmax (W)	Vmax (V)	Imax (A)	FF (%)	Voc (V)	Isc (A)	Pmax (W)	Vmax (V)	Imax (A)	FF (%)
200	25	34.6	1.70	45.4	29.2	1.55	77.1%	34.2	1.74	46.4	29.0	1.60	77.9%	1.15%	-2.21%	-2.12%	0.70%	-2.79%	-1.03%
400	25	35.8	3.40	94.6	29.9	3.16	77.6%	35.6	3.46	95.6	29.5	3.24	77.6%	0.52%	-1.60%	-1.05%	1.55%	-2.55%	0.04%
600	25	36.4	5.11	143.4	30.1	4.77	77.1%	36.3	5.12	142.9	29.8	4.80	76.9%	0.32%	-0.20%	0.35%	0.96%	-0.60%	0.22%
800	25	36.9	6.81	191.4	30.0	6.37	76.2%	36.8	6.82	191.1	29.8	6.41	76.1%	0.22%	-0.16%	0.17%	0.73%	-0.56%	0.11%
1000	25	37.3	8.51	238.3	29.9	7.96	75.2%	37.2	8.52	238.0	30.0	7.92	75.1%	0.14%	-0.09%	0.12%	-0.39%	0.51%	0.07%
200	30	34.0	1.70	44.3	28.6	1.55	76.6%	33.6	1.74	45.2	28.1	1.61	77.4%	1.10%	-2.10%	-1.99%	1.69%	-3.63%	-0.98%
400	30	35.1	3.41	92.3	29.3	3.16	77.1%	35.0	3.47	93.4	29.3	3.19	77.0%	0.44%	-1.75%	-1.14%	0.03%	-1.18%	0.17%
600	30	35.8	5.11	140.1	29.4	4.76	76.6%	35.7	5.13	139.9	29.3	4.78	76.4%	0.27%	-0.34%	0.13%	0.56%	-0.43%	0.21%
800	30	36.3	6.81	187.0	29.4	6.36	75.7%	36.2	6.82	186.5	29.4	6.35	75.5%	0.13%	-0.11%	0.26%	0.14%	0.12%	0.24%
1000	30	36.6	8.52	232.9	29.3	7.96	74.6%	36.6	8.54	232.4	29.4	7.92	74.4%	0.04%	-0.22%	0.20%	-0.32%	0.52%	0.37%
200	35	33.3	1.71	43.2	27.9	1.55	76.1%	33.0	1.75	44.3	27.3	1.62	76.9%	1.02%	-2.42%	-2.41%	1.95%	-4.27%	-0.99%
400	35	34.5	3.41	90.1	28.6	3.15	76.6%	34.3	3.47	91.2	28.0	3.25	76.6%	0.51%	-1.74%	-1.18%	2.06%	-3.18%	0.05%
600	35	35.2	5.12	136.8	28.8	4.76	76.0%	35.1	5.13	136.6	28.6	4.78	75.9%	0.20%	-0.30%	0.16%	0.60%	-0.44%	0.26%
800	35	35.6	6.82	182.7	28.8	6.35	75.1%	35.6	6.83	182.2	28.5	6.40	74.9%	0.07%	-0.15%	0.25%	1.04%	-0.78%	0.33%
1000	35	36.0	8.53	227.5	28.6	7.94	74.1%	36.0	8.54	226.5	28.4	7.96	73.7%	0.01%	-0.13%	0.43%	0.67%	-0.24%	0.54%
200	45	31.9	1.71	41.0	26.5	1.55	75.1%	31.6	1.75	41.9	26.0	1.61	75.6%	0.97%	-2.41%	-2.19%	1.89%	-4.01%	-0.74%
400	45	33.2	3.42	85.7	27.2	3.15	75.6%	33.0	3.47	86.6	26.9	3.21	75.5%	0.46%	-1.56%	-1.01%	1.12%	-2.11%	0.10%
600	45	33.9	5.13	130.2	27.5	4.74	75.0%	33.8	5.12	129.0	27.2	4.74	74.6%	0.35%	0.05%	0.91%	0.99%	-0.08%	0.50%
800	45	34.4	6.84	173.9	27.5	6.33	74.1%	34.4	6.86	173.8	27.2	6.38	73.6%	-0.17%	-0.36%	0.08%	0.91%	-0.82%	0.61%
1000	45	34.7	8.54	216.7	27.4	7.92	73.0%	34.8	8.57	215.5	27.0	7.99	72.3%	-0.06%	-0.28%	0.54%	1.36%	-0.80%	0.89%
200	55	30.6	1.71	38.8	25.1	1.54	74.0%	30.2	1.75	39.3	24.5	1.60	74.4%	1.29%	-2.19%	-1.46%	2.41%	-3.78%	-0.53%
400	55	31.9	3.42	81.2	25.9	3.14	74.5%	31.7	3.45	81.4	25.6	3.18	74.5%	0.55%	-0.75%	-0.19%	1.35%	-1.51%	0.01%
600	55	32.6	5.14	123.6	26.1	4.73	73.9%	32.6	5.16	123.0	25.9	4.75	73.2%	0.06%	-0.44%	0.46%	0.90%	-0.44%	0.84%
800	55	33.1	6.85	165.2	26.2	6.31	72.9%	33.1	6.85	164.1	26.0	6.31	72.3%	-0.09%	-0.05%	0.69%	0.66%	0.03%	0.83%
1000	55	33.5	8.56	205.9	26.1	7.89	71.8%	33.5	8.57	203.8	25.9	7.86	71.0%	-0.06%	-0.09%	1.03%	0.67%	0.36%	1.18%
200	65	29.2	1.72	36.5	23.8	1.54	72.8%	28.9	1.75	37.1	23.3	1.59	73.2%	0.96%	-2.06%	-1.57%	1.86%	-3.36%	-0.45%
400	65	30.5	3.43	76.8	24.6	3.12	73.3%	30.4	3.46	77.0	24.8	3.10	73.1%	0.35%	-0.77%	-0.20%	-0.89%	0.69%	0.22%
600	65	31.3	5.15	117.0	24.9	4.71	72.7%	31.4	5.20	117.9	24.6	4.79	72.2%	-0.33%	-1.05%	-0.77%	0.96%	-1.71%	0.61%
800	65	31.8	6.86	156.5	24.9	6.29	71.7%	31.9	6.87	155.2	24.7	6.28	70.9%	-0.21%	-0.16%	0.83%	0.78%	0.05%	1.21%
1000	65	32.2	8.58	195.1	24.9	7.85	70.6%	32.3	8.63	194.0	24.5	7.93	69.6%	-0.23%	-0.58%	0.57%	1.66%	-1.07%	1.39%

Tabla 3: Comparación de los valores simulados y medidos del módulo 08.0307.0-003

4.4.2. Módulo 21.3155.0-003

El módulo asignado como 21.3155.0-003 corresponde al modelo TSM-PC14 V00-305W del fabricante Trina Solar. Se trata de un módulo de silicio policristalino de 72 células de 156cm²x156cm². Sus características eléctricas son las mostradas a continuación.

Potencia pico - Pmax (Wp):	305
Tensión de potencia máxima - Vmp (V):	36.6
Corriente de potencia máxima - Imp (A):	8.33
Tensión de circuito abierto - Voc (V):	45.5
Corriente de cortocircuito - Isc (A):	8.81
Coef. Temp. para Isc - α (mA/°C):	4.41
Coef. Temp. para Voc - β (mV/°C):	-145.6

Tabla 4: Características eléctricas del módulo 21.3155.0-003

De la misma forma, a continuación se muestra la tabla que resume los resultados del ensayo de validación.

G (W)	T (°C)	SIMULADO						MEDIDO						ERROR (Simulado - Medido)					
		Voc (V)	Isc (A)	Pmax (W)	Vmax (V)	Imax (A)	FF (%)	Voc (V)	Isc (A)	Pmax (W)	Vmax (V)	Imax (A)	FF (%)	Voc (V)	Isc (A)	Pmax (W)	Vmax (V)	Imax (A)	FF (%)
200	10	44.8	1.77	63.7	38.5	1.66	80.4%	45.1	1.80	65.8	38.4	1.71	81.3%	-0.45%	-1.75%	-3.22%	0.18%	-3.40%	-1.05%
400	10	46.1	3.53	131.0	39.3	3.34	80.4%	46.0	3.58	133.3	39.0	3.42	80.8%	0.22%	-1.45%	-1.70%	0.81%	-2.49%	-0.47%
600	10	46.9	5.30	198.0	39.5	5.02	79.7%	47.1	5.32	200.3	39.5	5.07	80.0%	-0.40%	-0.35%	-1.13%	-0.10%	-1.03%	-0.39%
800	10	47.4	7.06	264.1	39.5	6.69	78.9%	47.5	7.07	266.6	39.5	6.75	79.3%	-0.26%	-0.10%	-0.93%	-0.16%	-0.77%	-0.57%
1000	10	47.8	8.83	329.0	39.3	8.37	77.9%	47.8	8.84	330.5	39.3	8.41	78.2%	-0.01%	-0.13%	-0.45%	0.06%	-0.51%	-0.31%
1200	10	48.1	10.60	392.5	39.1	10.04	77.0%	48.0	10.72	399.5	39.2	10.19	77.7%	0.35%	-1.18%	-1.75%	-0.23%	-1.52%	-0.93%
200	25	42.7	1.78	59.9	36.2	1.65	79.1%	42.8	1.82	62.0	36.1	1.72	79.8%	-0.24%	-2.32%	-3.41%	0.37%	-3.77%	-0.89%
400	25	44.0	3.55	123.5	37.1	3.33	79.0%	43.7	3.62	125.3	36.6	3.43	79.2%	0.62%	-1.87%	-1.40%	1.37%	-2.74%	-0.13%
600	25	44.8	5.33	187.0	37.3	5.01	78.4%	44.7	5.35	187.7	37.0	5.07	78.5%	0.15%	-0.36%	-0.38%	0.72%	-1.09%	-0.17%
800	25	45.3	7.10	249.6	37.3	6.69	77.5%	45.2	7.12	249.3	37.0	6.74	77.4%	0.29%	-0.26%	0.14%	0.88%	-0.74%	0.11%
1000	25	45.8	8.88	311.1	37.2	8.36	76.6%	45.7	8.89	310.8	37.0	8.40	76.6%	0.24%	-0.13%	0.09%	0.59%	-0.50%	-0.01%
1200	25	46.1	10.65	371.2	37.0	10.03	75.6%	45.8	10.79	375.6	36.9	10.19	76.0%	0.72%	-1.29%	-1.18%	0.36%	-1.54%	-0.61%
200	30	41.9	1.78	58.6	35.5	1.65	78.6%	42.0	1.84	60.7	35.3	1.72	78.5%	-0.28%	-3.26%	-3.44%	0.34%	-3.77%	0.09%
400	30	43.3	3.56	121.0	36.3	3.33	78.6%	43.0	3.62	122.6	35.8	3.43	78.7%	0.67%	-1.82%	-1.29%	1.46%	-2.71%	-0.13%
600	30	44.1	5.34	183.3	36.6	5.01	77.9%	44.0	5.33	182.9	36.2	5.05	78.0%	0.27%	0.02%	0.21%	1.01%	-0.80%	-0.08%
800	30	44.7	7.11	244.8	36.6	6.69	77.0%	44.5	7.14	244.0	36.2	6.74	76.8%	0.40%	-0.33%	0.32%	1.03%	-0.71%	0.25%
1000	30	45.1	8.89	305.1	36.5	8.36	76.1%	45.0	8.90	303.9	36.2	8.39	75.9%	0.24%	-0.08%	0.37%	0.71%	-0.33%	0.22%
1200	30	45.4	10.67	364.1	36.3	10.03	75.1%	45.1	10.81	366.9	36.1	10.16	75.2%	0.70%	-1.27%	-0.78%	0.58%	-1.35%	-0.20%
200	45	39.7	1.79	54.8	33.2	1.65	77.1%	39.8	1.83	56.5	33.0	1.71	77.6%	-0.25%	-2.17%	-3.00%	0.68%	-3.65%	-0.60%
400	45	41.2	3.58	113.5	34.1	3.33	77.1%	40.8	3.63	114.2	33.5	3.40	77.0%	0.81%	-1.54%	-0.60%	1.70%	-2.26%	0.15%
600	45	42.0	5.36	172.2	34.4	5.00	76.4%	41.9	5.39	172.1	34.0	5.06	76.2%	0.22%	-0.42%	0.06%	1.14%	-1.06%	0.26%
800	45	42.6	7.15	230.1	34.5	6.68	75.5%	42.4	7.15	227.7	34.0	6.70	75.1%	0.51%	-0.03%	1.09%	1.44%	-0.34%	0.60%
1000	45	43.0	8.94	287.0	34.4	8.34	74.6%	42.9	8.96	284.6	34.0	8.38	74.1%	0.42%	-0.21%	0.84%	1.21%	-0.37%	0.62%
1200	45	43.4	10.73	342.6	34.2	10.01	73.5%	43.1	10.83	342.5	33.9	10.10	73.3%	0.68%	-0.95%	0.01%	0.91%	-0.89%	0.29%
200	60	37.5	1.80	50.9	30.9	1.65	75.5%	37.3	1.83	51.7	30.4	1.70	75.5%	0.52%	-1.96%	-1.49%	1.75%	-3.18%	-0.03%
400	60	39.0	3.59	106.0	31.9	3.32	75.5%	38.7	3.68	107.2	31.2	3.43	75.2%	0.91%	-2.45%	-1.13%	2.14%	-3.21%	0.44%
600	60	39.9	5.39	161.1	32.3	4.99	74.9%	39.7	5.40	159.8	31.8	5.03	74.6%	0.44%	-0.06%	0.76%	1.57%	-0.80%	0.38%
800	60	40.5	7.19	215.5	32.3	6.66	74.0%	40.2	7.20	212.3	31.7	6.69	73.3%	0.75%	-0.19%	1.51%	1.91%	-0.40%	0.95%
1000	60	41.0	8.99	268.8	32.3	8.32	73.0%	40.7	9.00	264.4	31.8	8.33	72.1%	0.62%	-0.14%	1.69%	1.73%	-0.04%	1.21%
1200	60	41.4	10.78	321.0	32.2	9.98	71.9%	41.0	10.96	319.5	31.6	10.10	71.2%	0.99%	-1.57%	0.46%	1.63%	-1.15%	1.06%

Tabla 5: Comparación de los valores simulados y medidos del módulo 21.3155.0-003

4.4.3. Conclusiones de la validación

Al analizar los resultados, se observa un desvío mayor para bajas irradiancias. Se comete un error de subestimación en la corriente de cortocircuito y para la corriente máxima. Sin embargo, la corriente de cortocircuito de las curvas medidas en el laboratorio no mantiene la linealidad con la irradiancia cuando ésta toma los valores bajos, obteniendo corrientes

ligeramente superiores a las teóricas. Debido a este comportamiento, cabe pensar en la posibilidad de que se cometa un pequeño error de medición. En cualquier caso, se debe tener en cuenta que se trata de un error relativo, y por lo tanto se puede considerar un error aceptable.

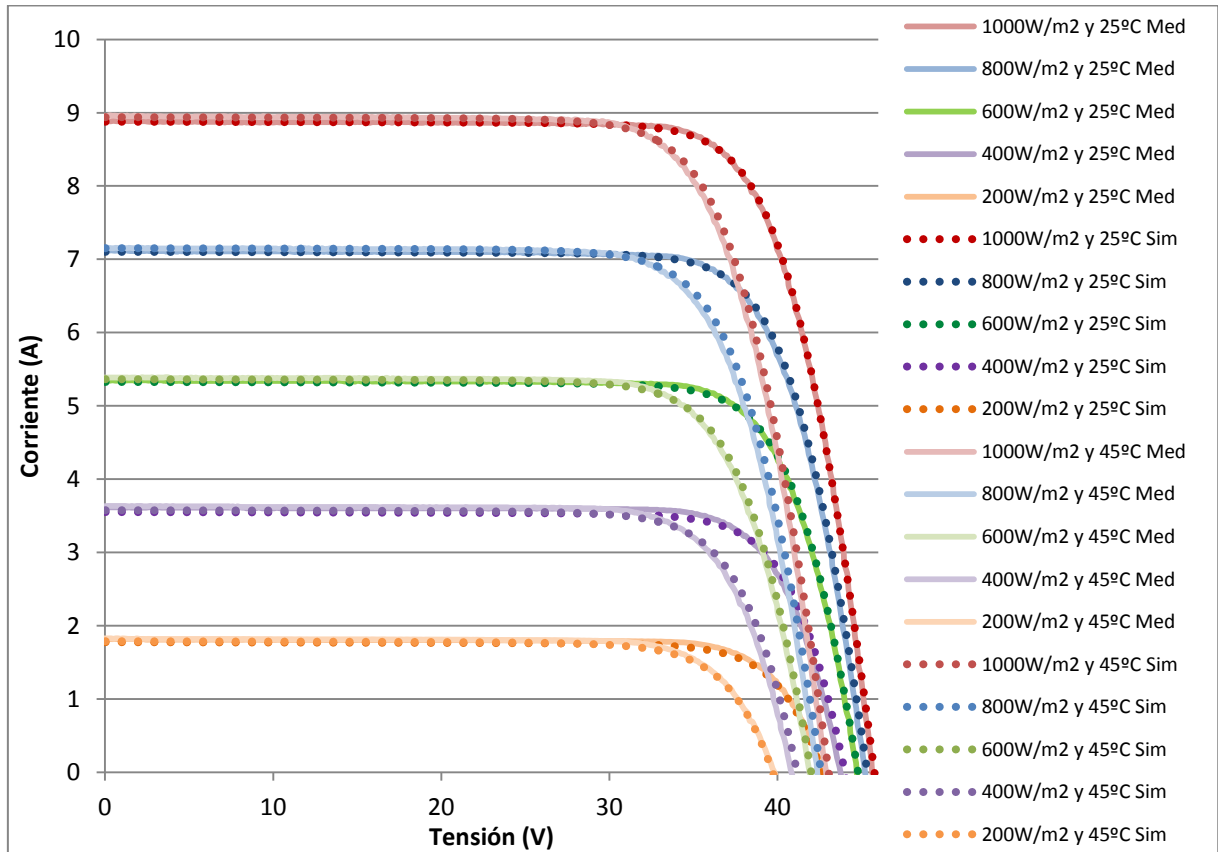


Figura 34: Curvas IV del módulo 21.3155.0-003 medidas en el simulador solar y simuladas con PSIM para distintas irradiancias y temperaturas

Por otro lado, el error en la tensión de circuito abierto es inferior al 1% en la mayoría de los casos, por lo tanto, se considera que se tiene un buen comportamiento en función de la temperatura.

Por último, el factor de forma apenas supera el 1% de error, por lo que su comportamiento parece adecuado.

Se concluye, por lo tanto, que el modelo creado funciona correctamente y se acepta su utilización para el estudio planteado.

4.5. MODELACIÓN DE LOS FALLOS EN PSIM

Una vez que se dispone de un modelo de simulador fotovoltaico validado, se procede al estudio de la influencia de cada tipo de fallo en el módulo. El estudio se centra en los defectos en los que la pérdida de potencia no es consecuencia de la degradación de los materiales. Concretamente, se analizará la influencia de grietas, degradación inducida por potencial (PID) y desconexión de una rama como consecuencia de un cortocircuito en el diodo de paso o de la pérdida de continuidad en una célula.

4.5.1. Simulación de grietas

Las grietas están presentes en los módulos fotovoltaicos de forma múltiple y aleatoria. Ante la complejidad que supone representar cada una de las grietas presentes en un módulo, interesa encontrar simplificaciones que permitan simular el efecto de las grietas de forma sencilla.

Tal y como se ha visto previamente, se diferencian tres tipos de grietas. Las grietas de tipo C tienen una influencia notablemente mayor que las grietas de tipo A o B. Como primera simplificación, sólo se tendrán en cuenta este tipo de grietas para realizar la simulación.

Las células de tipo C reducen el área activa de una célula, bajando su capacidad de generación corriente. Esto se puede representar en PSIM reduciendo el valor de corriente fotogenerada (I_L) de forma proporcional al porcentaje de área inactiva de la célula (A_{in}).

Modificaciones en el circuito de la célula con grietas en PSIM

Fuente de corriente, I_L $I_L * G / 1000 * (1 + \alpha_f * (T_e - 25) / 100) * (1 - A_{in} / 100)$

Tabla 6: Introducción de la variable área inactiva, A_{in} (%), en la ecuación de la corriente fotogenerada

A medida que el porcentaje de área inactiva de una célula aumenta, la pérdida de potencia es mayor y la corriente de operación disminuye. A partir de cierto de área inactiva el diodo de paso entra a funcionar, limitando la pérdida de potencia a un tercio de la potencia del módulo en el caso más habitual de módulos con 3 diodos de paso. Cuando se tiene más de una célula con grietas, es la célula con mayor área inactiva la que limita en mayor medida la pérdida de potencia del módulo.

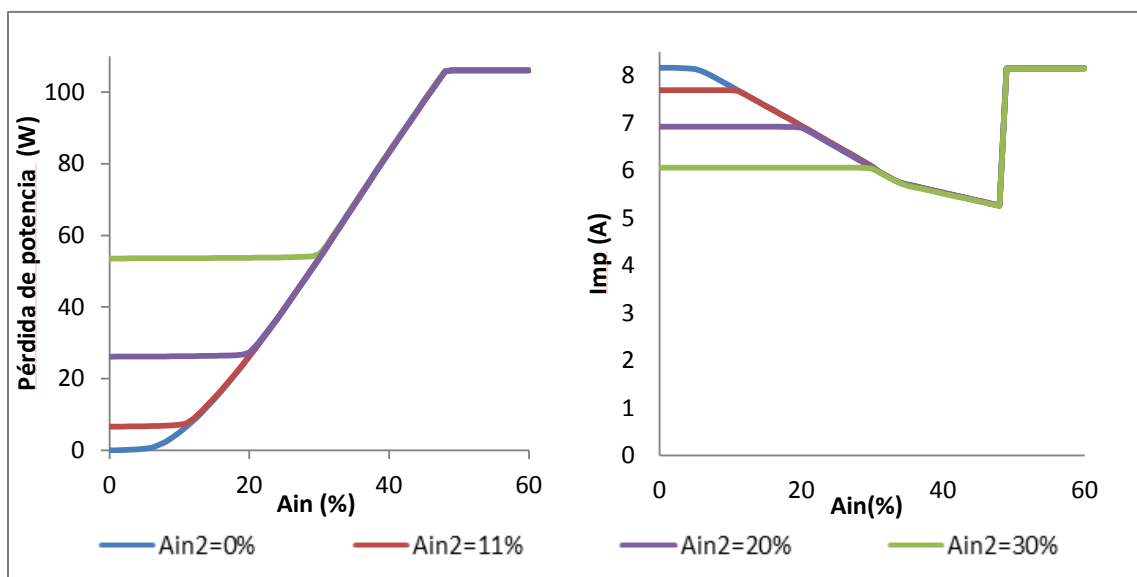


Figura 35: Pérdida de potencia (W) y corriente de operación (A) de un módulo (41.0001.0-001) con dos células con distintas áreas inactivas

En la figura 28 se tiene el resultado obtenido mediante simulación de un módulo con dos células con grietas de tipo C. Se ha hecho un barrido del área inactiva de una de las células (A_{in}) para distintos valores del área inactiva de la segunda célula (A_{in2}). Se observa que en todo momento el punto de operación viene fijado por la mayor área inactiva.

Si se tuviese más de una célula con un área inactiva del mismo valor, la pérdida de potencia sí que aumentaría en función del número de células afectadas. Sin embargo, el aumento de la pérdida de potencia es relativamente bajo una vez que ya se tiene una célula afectada.

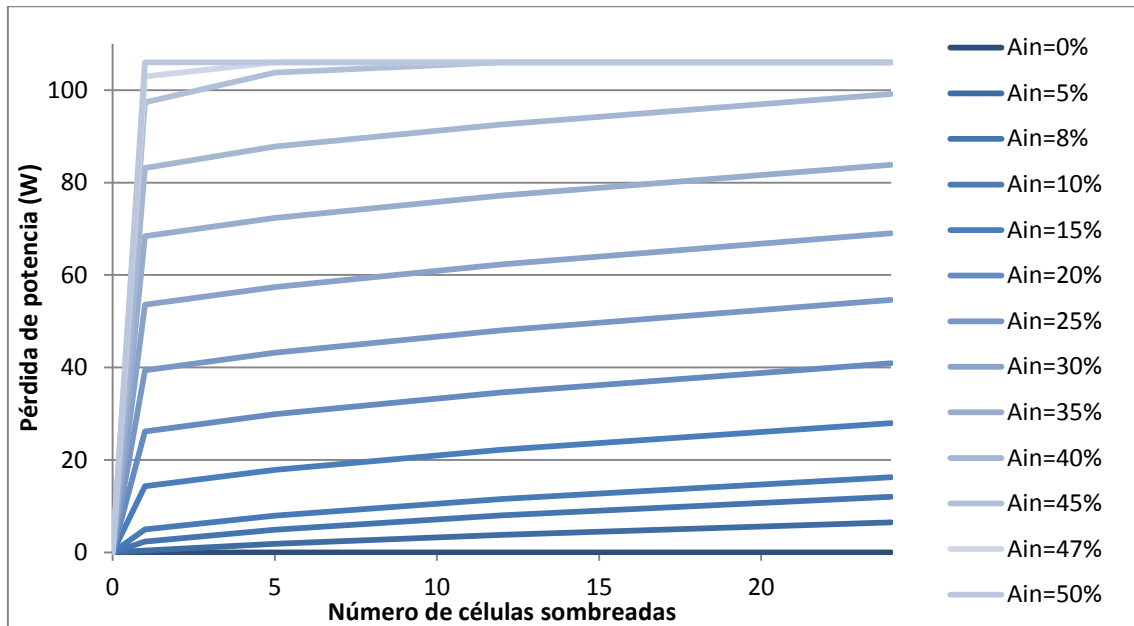


Figura 36: Pérdida de potencia de un módulo (41.0001.0-001) en función del número de células y del área inactiva

Además, es poco probable que existan varias células con exactamente la misma área inactiva dentro de una misma rama, y en caso de que una sea ligeramente superior la pérdida de potencia quedará impuesta por esa grieta.

Por último, es importante añadir que para conseguir una simulación válida de módulos con grietas, la curva de inversa de las células debe estar bien aproximada. Esto se debe a que es esa curva la que determina cuando entra a funcionar el diodo de paso, puesto que es en esa zona donde trabajará la célula con grietas.

En conclusión, se puede simplificar la simulación de las grietas de una rama introduciendo únicamente el área inactiva (A_{in}) de la célula con área inactiva mayor, siempre y cuando su funcionamiento en inversa esté bien representado.

4.5.2. Simulación de PID

Tal y como se ha visto, la aparición de PID afecta principalmente a la resistencia paralelo de las células, por lo que la modificación de este parámetro es una forma de simular el PID un módulo. Se debe tener en cuenta que no todas las células tienen el mismo grado de afectación, así que el valor de resistencia paralelo debe ser modificado de distinta forma en unas células y otras.

Para simular el PID se debe partir del modelo del módulo antes de ser degradado. Una vez que se obtiene la simulación de este caso, se deben clasificar las células del módulo en función de la degradación de cada una de ellas. Utilizar las imágenes de electroluminiscencia puede ser un buen método para estimar que células pueden pertenecer a cada grupo.

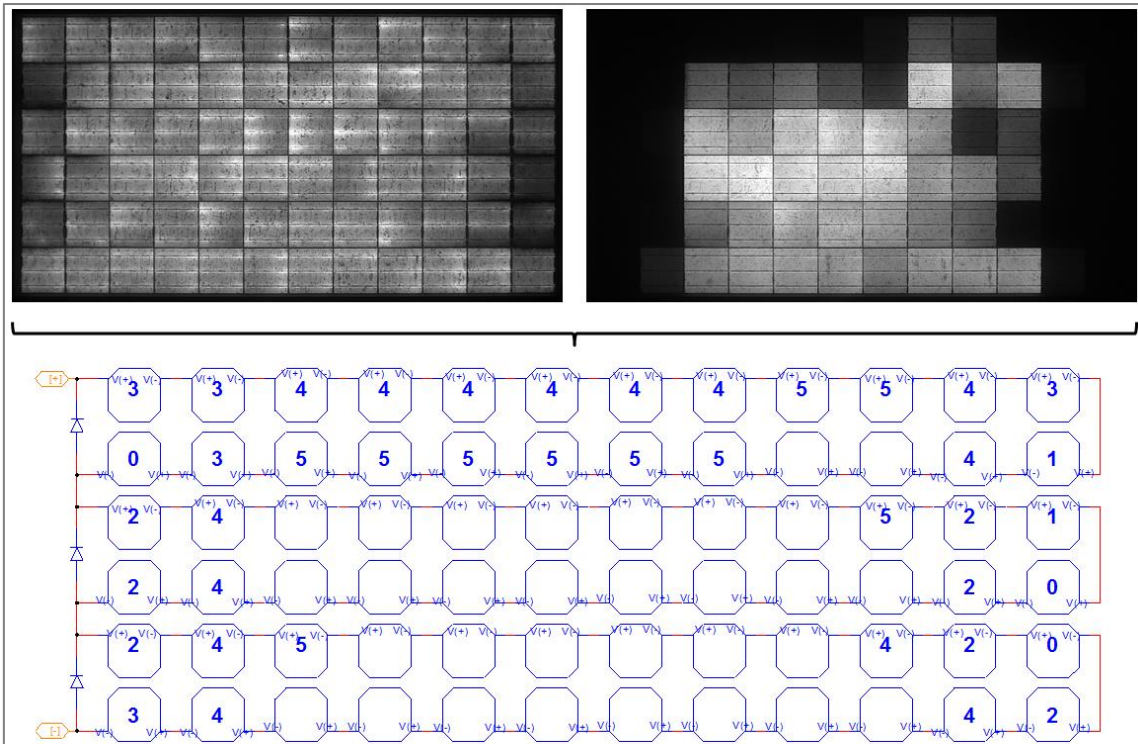


Figura 37: Agrupación de células en función de su degradación por PID estudiada mediante electroluminiscencia

Una vez que se tienen los distintos grupos de células, se utilizarán las curvas IV para simular el PID correctamente. Para eso, en primer lugar se deben medir con el simulador solar las curvas IV del módulo con PID a 1000W/m^2 y 200W/m^2 (a 25°C y espectro AG 1.5). Por último, se asignan a cada grupo de células los valores de R_p que más aproximen las curvas IV simuladas a 1000W/m^2 y a 200W/m^2 a las medidas con el simulador para las mismas irradiancias.

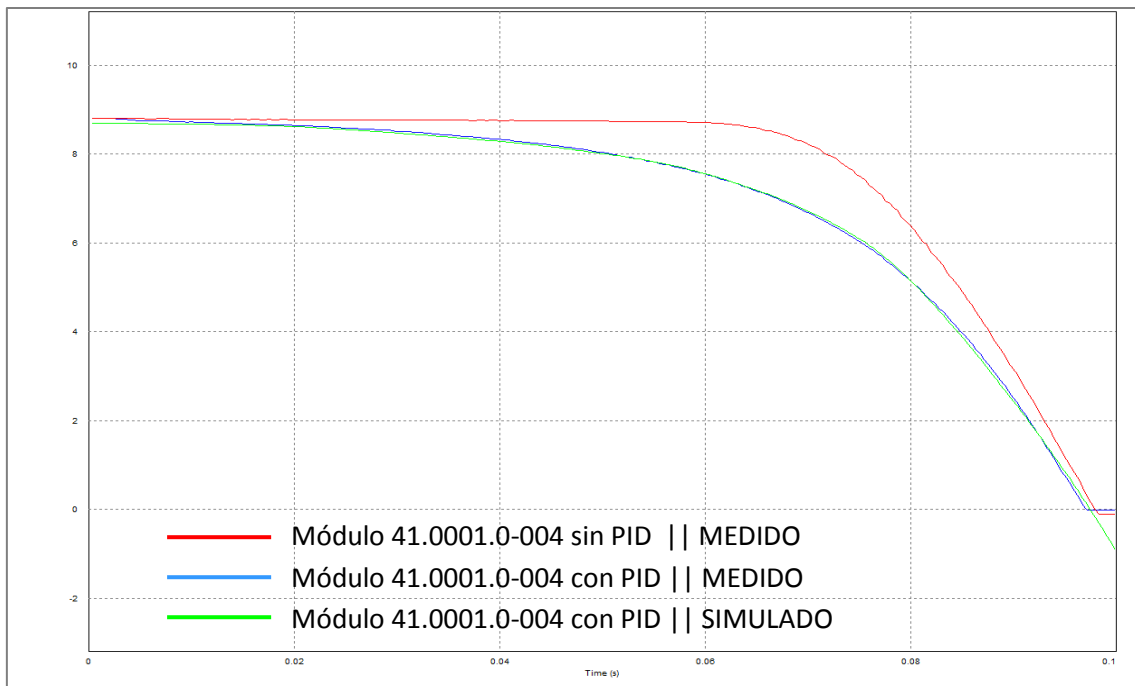


Figura 38: Ejemplo de simulación de PID del módulo 41.0001.0-004

4.5.3. Desconexión de una rama

El método más sencillo para simular la desconexión de la rama es eliminarla directamente del modelo de PSIM. Para simular la caída de tensión en el diodo de puede poner una fuente de tensión del valor de dicha diferencia de potencial.

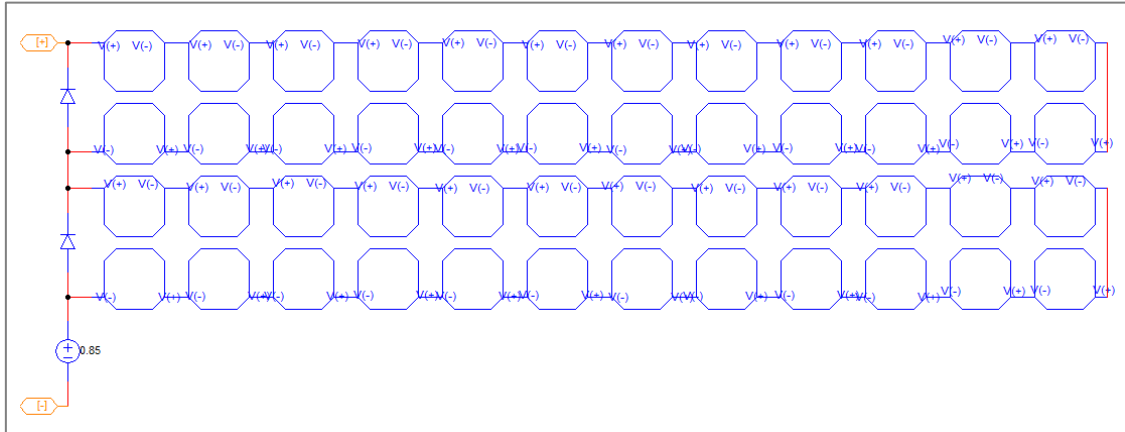


Figura 39: Modelo de un módulo con una rama desconectada

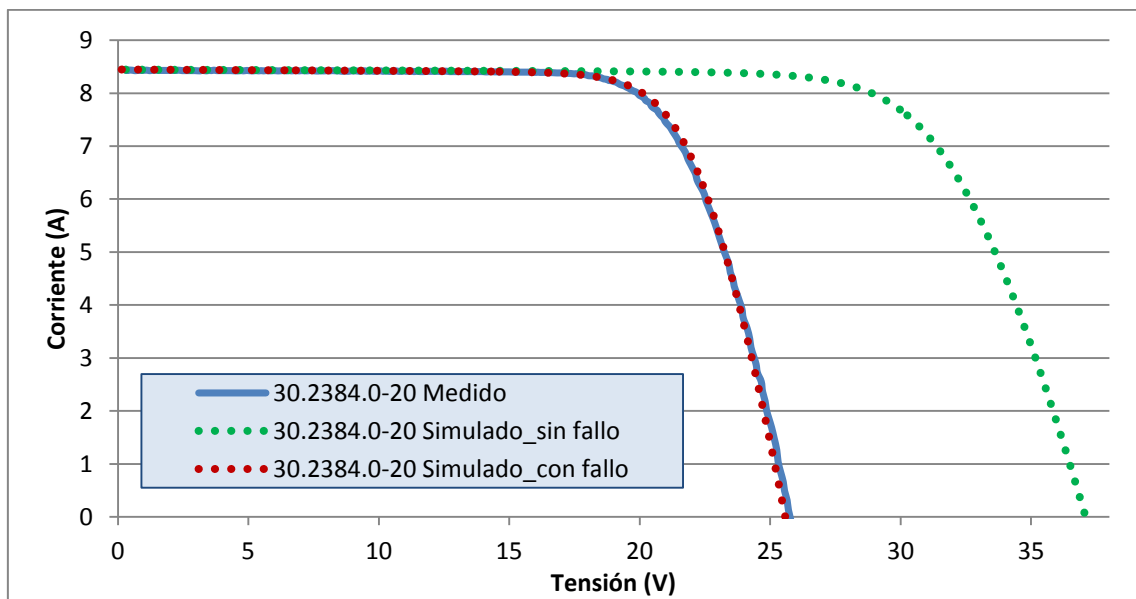


Figura 40: Ejemplo de simulación de desconexión de un string del módulo 30.2384.-20

5. DETECCIÓN DE FALLOS EN UNA INSTALACIÓN

5.1. INTRODUCCIÓN Y ESCENARIO PLANTEADO

Actualmente, para detectar la existencia de módulos defectuosos en una instalación se deben realizar inspecciones módulo a módulo. Una vez detectada la existencia de módulos con fallos, éstos deben transportarse a laboratorios para ser analizados, suponiendo una pérdida de generación de energía y un potencial de riesgo para los módulos en el transporte y manipulación. Como alternativa, se propone una metodología para tratar de detectar defectos en una instalación de forma más eficiente y barata.

Este apartado plantea el estudio de la generación de una instalación afectada por distintos tipos de fallos con el fin de detectar comportamientos anómalos que permitan identificar la presencia de dichos problemas. Además, se plantean herramientas para poder identificar los defectos a nivel de campo, permitiendo así el estudio de los módulos sin necesidad de desmontarlos.

El escenario contemplado para estudio está configurado por ramas (*strings*) de 10 y 20 módulos en serie, monitorizando la tensión total y la corriente de operación de la rama, además de la irradiancia y temperatura de los módulos. También se supone que el seguidor del punto de máxima potencia hace funcionar siempre a la rama en el punto de mayor generación de potencia.

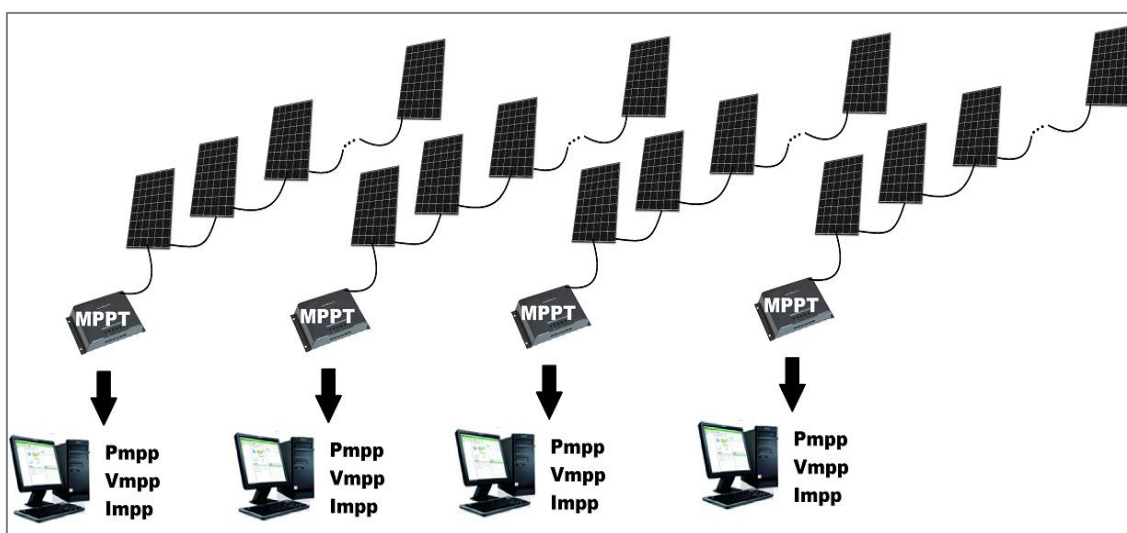


Figura 41: Configuración del escenario planteado

5.2. ETAPA DE SIMULACIÓN

En primer lugar, se debe crear el modelo de un *string* de la instalación. Para eso se modelarán los módulos de la instalación extrayendo los parámetros con *IV-FIT* y aproximando la curva de inversa con la herramienta *Solver* de *Excel*, siguiendo el procedimiento explicado en el apartado 4.3. Así, se obtendrá un modelo de una rama de módulos cuyas variables de entrada

son la irradiancia (W) y la temperatura de operación del módulo (°C), es decir, las condiciones de trabajo de la instalación.

Para realizar un primer análisis, se utilizan dos módulos distintos disponibles en CENER; los módulos 41.0001.0-001 y 30.2384.0-019.

El módulo 41.0001.0-001 es un módulo del fabricante *Jinko Solar* compuesto por 72 células de silicio policristalino y tres diodos de paso. La potencia máxima que presenta el módulo es 297Wp.

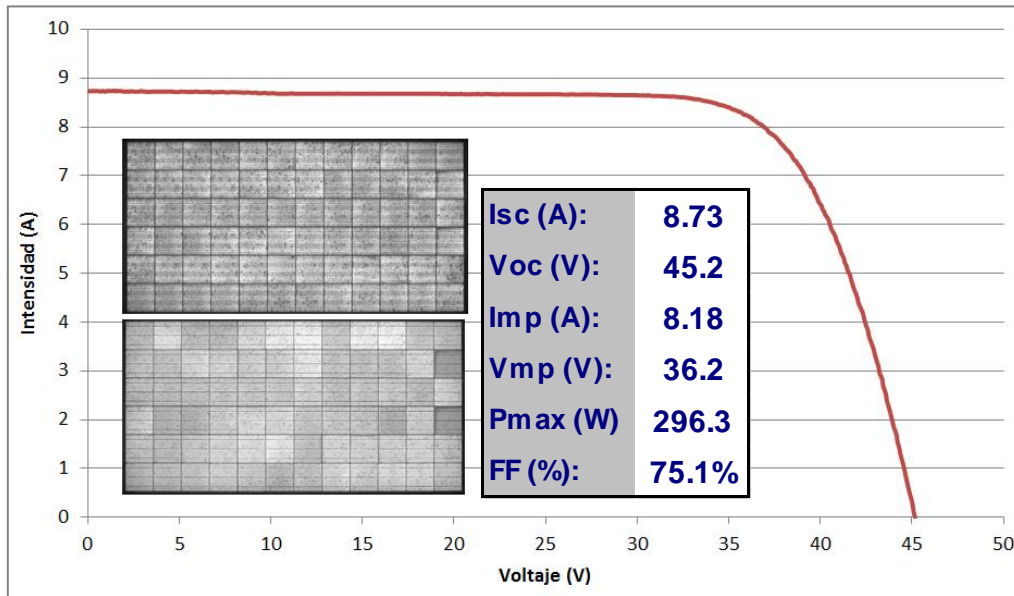


Figura 42: Curva IV, parámetros y electroluminiscencias del módulo 41.0001.0-001

Por otro lado, el módulo 30.2384.0-019 es un módulo del fabricante *Oditec* con 60 células de silicio policristalino en serie, divididas en tres ramas de 20 módulos con un diodo de paso cada una. La potencia máxima del módulo es de 228Wp.

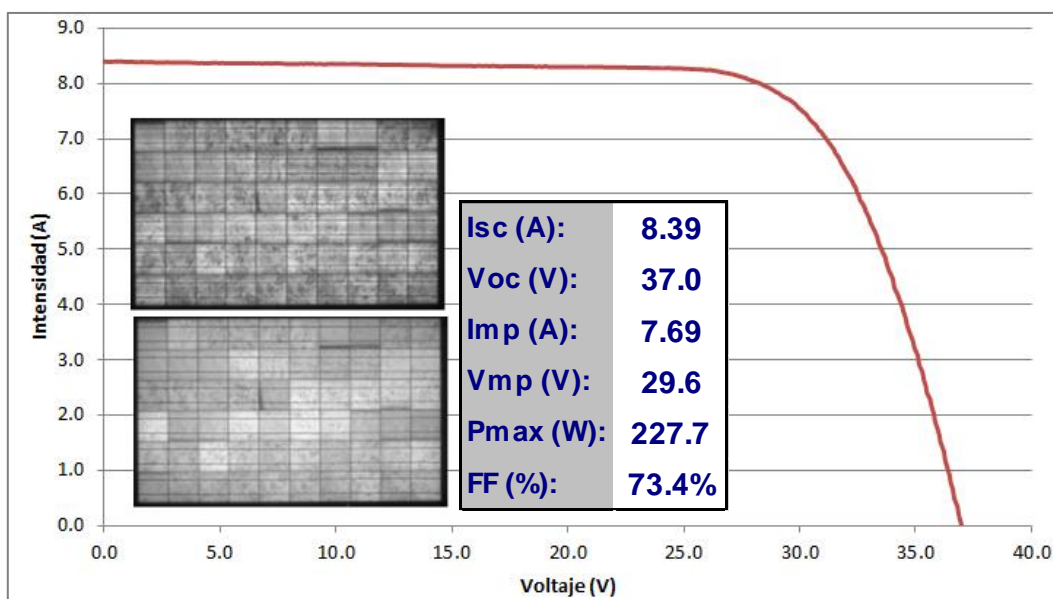


Figura 43: Curva IV y electroluminiscencias del módulo 30.2384.0-019

Para cada módulo se realizará el estudio de detección de grietas, PID y desconexión de una rama. Además, cada estudio se hará para la configuración de un solo módulo, 10 módulos en serie y 20 módulos en serie.

5.2.1. Corrección en temperatura del comportamiento de la instalación

En la práctica, interesará poder comparar el funcionamiento de las distintas ramas entre sí y su evolución a lo largo de la vida útil de los módulos. Sin embargo, resulta difícil encontrar dos situaciones en las que las condiciones de irradiancia y temperatura coincidan para poder realizar comparaciones. Es por eso que se necesita normalizar, en cierto modo, el comportamiento de los módulos para independizar los resultados de alguna de las variables de entrada.

Dado que la irradiancia tiene un patrón más repetitivo a lo largo de los diferentes días, se opta por corregir el comportamiento de los módulos fotovoltaicos en temperatura. Así, se podría comparar el comportamiento de un mismo módulo o grupo de módulos para dos días claros distintos independientemente de la temperatura.

Para estudiar la corrección de temperatura de los resultados, se realizan una serie de simulaciones a distintas irradiancias y temperaturas.

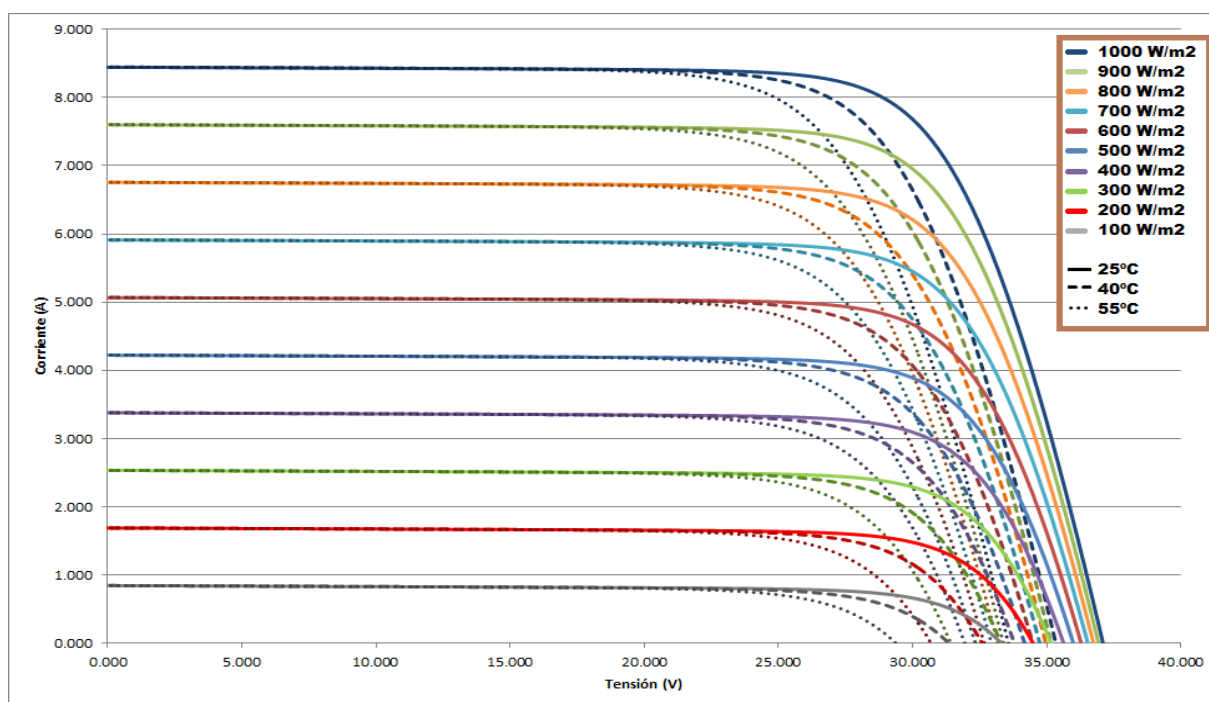


Figura 44: Curvas IV de las simulaciones a distintas irradiancias y temperaturas del caso de un módulo modelo 30.2384.0-019

Para cada valor de irradiancia, se puede estimar qué variación tienen la tensión de circuito abierto (V_{oc}), la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión del punto de máxima potencia (V_{mp}) y la corriente del punto de máxima potencia (I_{mp}) con la temperatura. De esta forma, para cada valor de irradiancia se obtienen los coeficientes de variación de cada parámetro con la temperatura (β_{oc} , α_{sc} , β_{mp} y α_{mp} respectivamente). Una vez calculados estos coeficientes, su variación en función de la irradiancia se puede ajustar con funciones polinómicas.

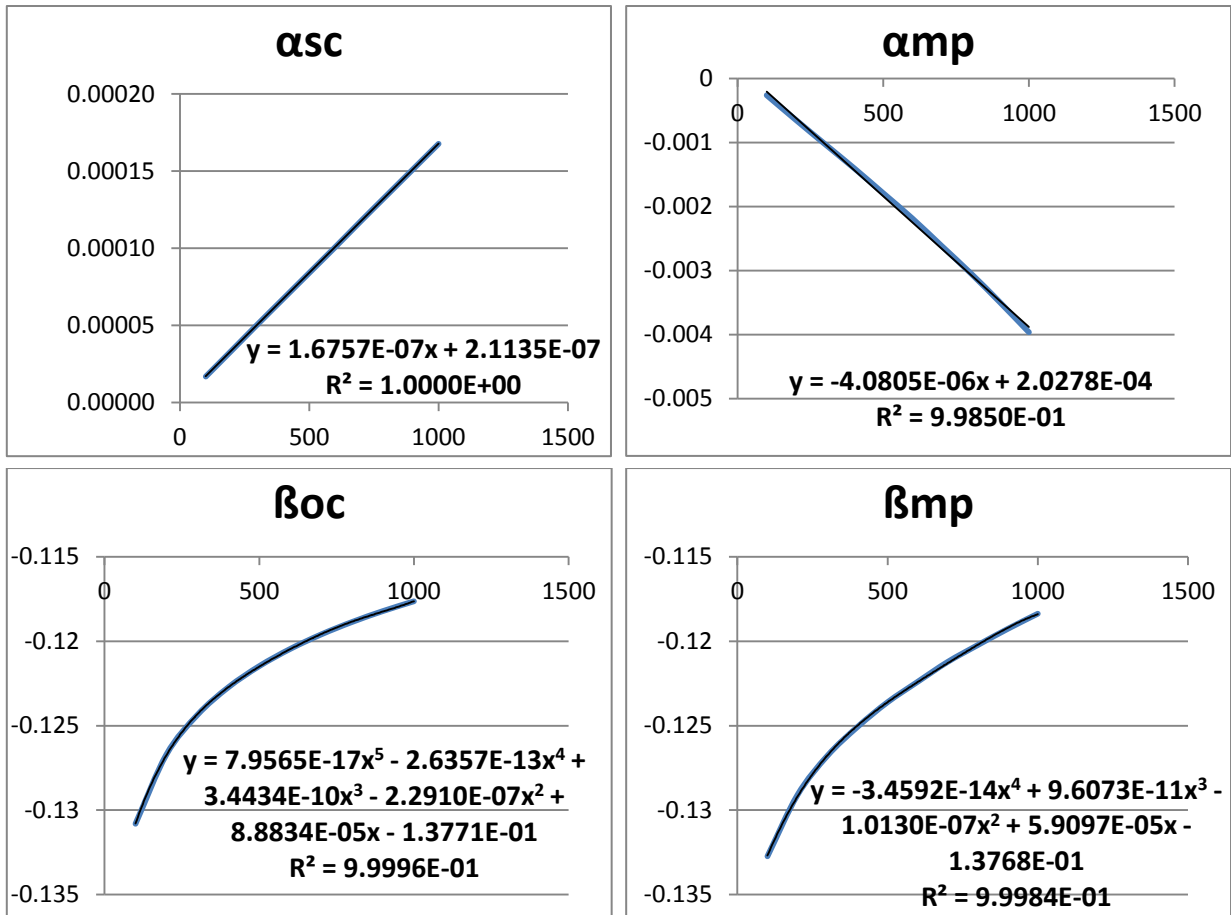


Figura 45: Variación de β_{oc} , α_{sc} , β_{mp} y α_{mp} con la irradiancia en un módulo del tipo 30.2384.0-001

Una vez conocidas estas funciones, ya se podrán corregir las medidas en temperatura utilizando las siguientes ecuaciones.

$$I_{sc}^{Tref} = I_{sc}^T + \alpha_{sc}(G) \cdot (Tref - T) \quad (11)$$

$$V_{oc}^{Tref} = V_{oc}^T + \beta_{oc}(G) \cdot (Tref - T) \quad (12)$$

$$I_{mp}^{Tref} = I_{mp}^T + \alpha_{mp}(G) \cdot (Tref - T) \quad (13)$$

$$V_{mp}^{Tref} = V_{mp}^T + \beta_{mp}(G) \cdot (Tref - T) \quad (14)$$

De esta forma, los valores obtenidos de tensión y corriente quedarán corregidos a la temperatura de referencia que se desee (Tref) y únicamente se tendrán variaciones con la irradiancia.

5.2.2. Estudio de curvas de mérito en función de G

Mediante la relación de las distintas variables monitorizadas se pueden obtener algunas curvas de mérito en función de la irradiancia. Estas curvas de mérito pueden indicar si el módulo o conjunto de módulos se encuentra en buenas condiciones o no, y además, detectar qué tipo de fallo presenta.

La corrección de los datos está planteada para la situación en la que los módulos no tienen defectos. En el momento en el que la curva de algún módulo se vea alterada por la presencia

de defectos, las ecuaciones de corrección que se están utilizando ya no funcionarán correctamente. Cuando esto suceda, dos puntos con la misma irradiancia y distinta temperatura no se corregirán al mismo valor, derivando en una mayor variedad de valores para las medidas con la misma irradiancia. Así, este enmascaramiento de los resultados por la temperatura puede ser un indicador de la existencia de fallos.

Teniendo en cuenta que únicamente se monitorizan la tensión y corriente del punto de operación, y suponiendo que el punto de operación es siempre el punto de máxima potencia, las curvas de mérito propuestas serán las siguientes.

- $V_{max}(\%)$: Tensión de trabajo, es decir, tensión del punto de máxima potencia, reescalada al valor de tensión cuando la irradiancia toma su valor nominal en condiciones estándar de medida STC ($G=1000W/m^2$).

$$V_{norm}(\%) = \frac{V_{max}(V)}{V_{max,G=1000}(V)} \cdot 100 \quad (15)$$

- $I_{max}(\%)$: Corriente escalada al valor de corriente cuando la irradiancia toma su valor nominal ($G=1000W/m^2$) de la misma forma que se plantea con la tensión.

$$I_{norm}(\%) = \frac{I_{max}(A) * 1000}{I_{max,G=1000}(A) * G(W)} \cdot 100 \quad (16)$$

Para relacionar cada fallo con las variaciones en las curvas de mérito, se simularán los dos módulos en las distintas condiciones y bajo presencia de los distintos tipos de defectos. Los resultados de las curvas de mérito se analizarán en busca de patrones que se repitan para cada tipo de fallo.

En los siguientes apartados se muestran las curvas obtenidas mediante simulación antes y después de la introducción de cada tipo de defecto, tanto para el caso de un solo módulo FV aislado, como para el de un string de módulos en el que uno de ellos presente el defecto bajo estudio. En cada figura se muestran las curvas IV simuladas a 3 temperaturas distintas (25°C, 40°C y 55°C), tanto para el caso de módulos sin fallo (color azul) como para módulos con presencia de cada uno de los defectos analizados (color rojo).

5.2.2.1. Identificación de desconexiones con las curvas de mérito

Se comienza por la identificación de desconexiones parciales que, aparentemente, son las más sencillas de identificar.

A) Un módulo aislado

Para el caso de un módulo aislado, la presencia de este tipo de defecto se identifica con una reducción notable en la tensión de operación, mientras que la corriente de operación se mantiene inalterada. Esta reducción de tensión, además, está directamente relacionada con el número de diodos de paso que tenga el módulo. Para un módulo con 3 diodos de paso, por ejemplo, la reducción de tensión estará en torno a un tercio ($\approx 34\%$) de la tensión inicial.

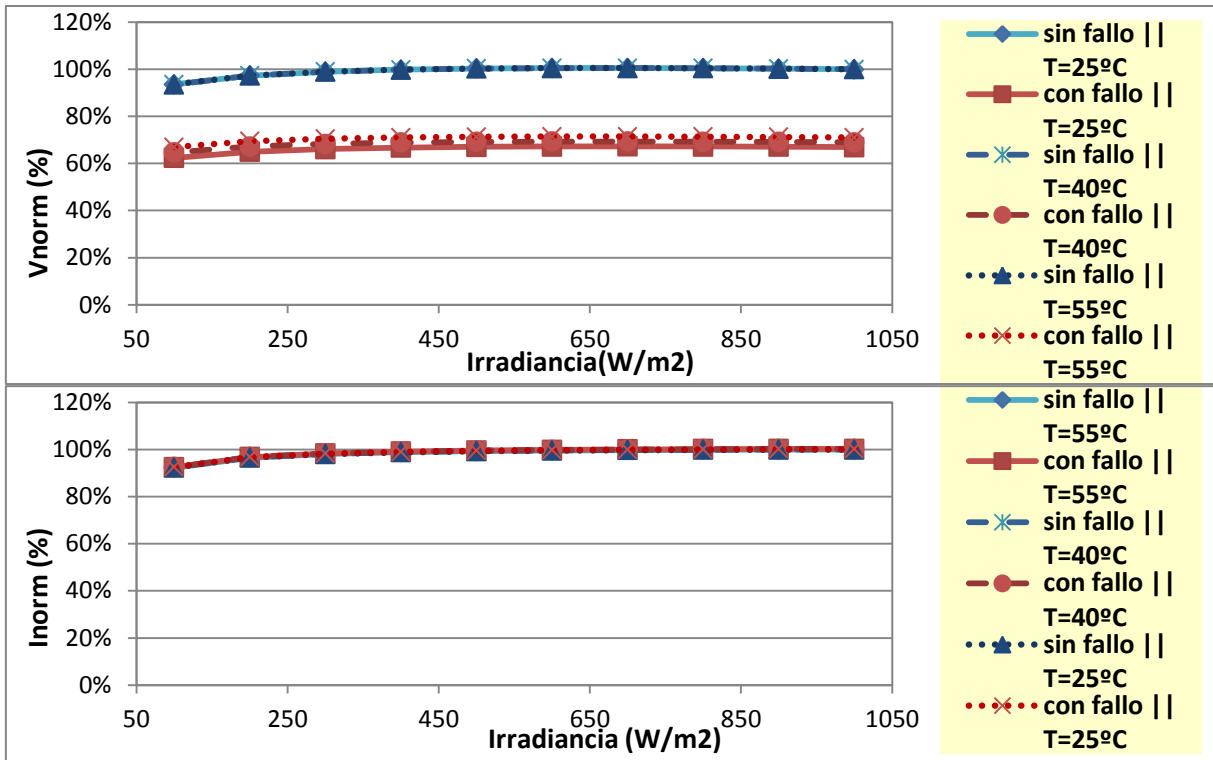


Figura 46: Curvas de mérito de un módulo 41.0001.0-001 con una rama desconectada

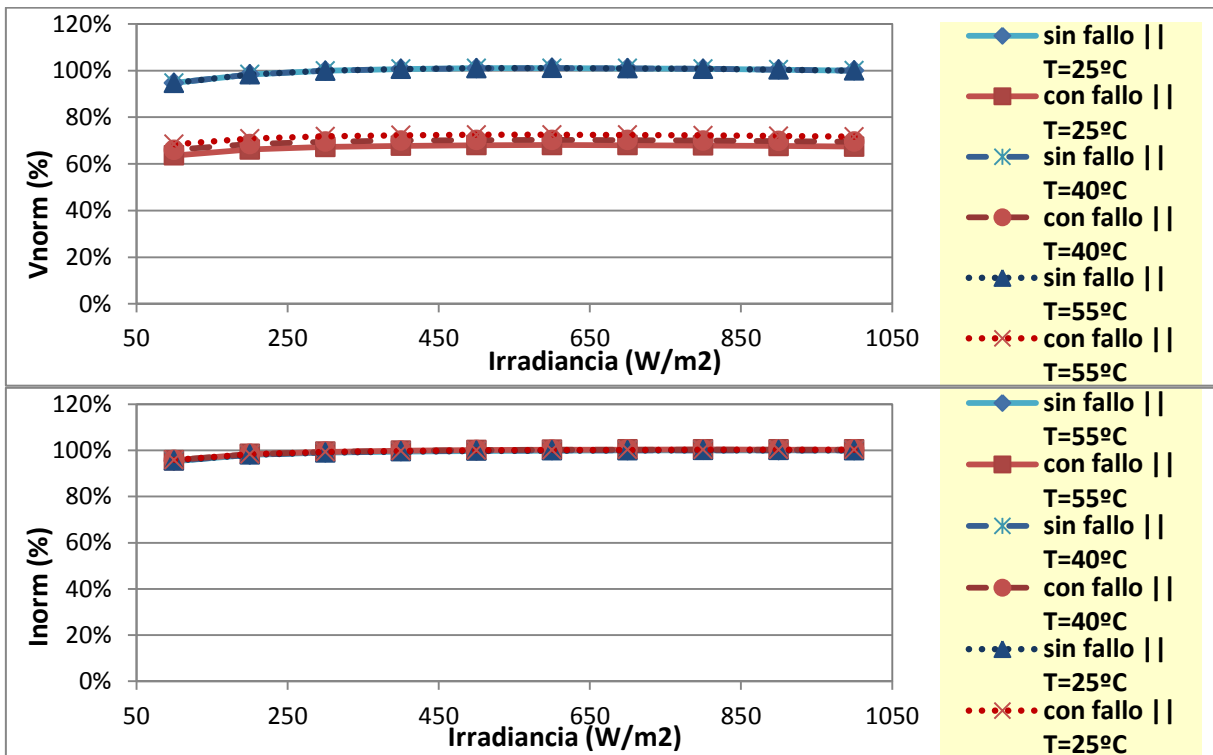


Figura 47: Curvas de mérito de un módulo 30.2384.0-019 con una rama desconectada

B) String de módulos

El patrón para la identificación de este defecto dentro de una rama de módulos es idéntico y se basa en una reducción de la tensión total de funcionamiento de la rama afectada. El porcentaje de disminución en la rama dependerá del número de módulos en serie en la rama y será independiente del número de células que tengan los módulos.

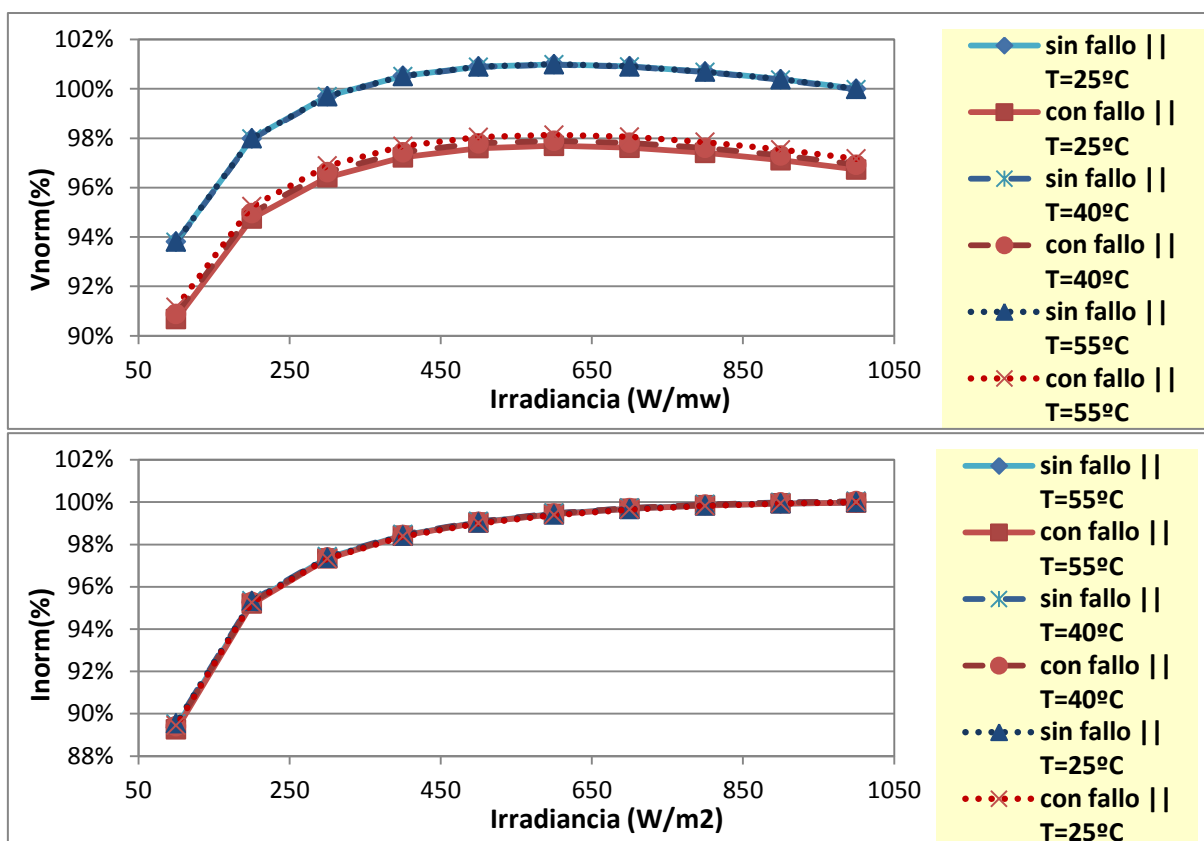


Figura 48: Curvas de mérito de un string de 10 módulos 30.2384.0-019 con un módulo con una rama desconectada

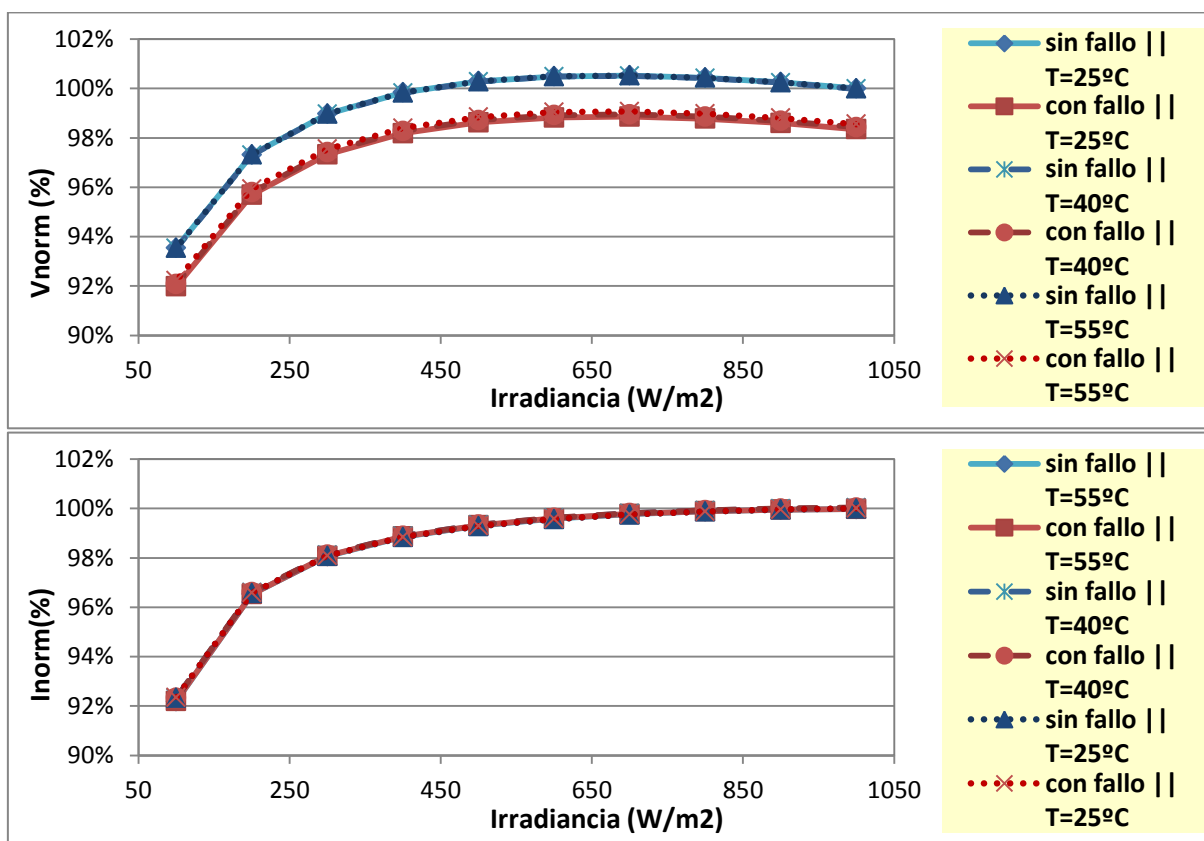


Figura 49: Curvas de mérito de un string de 20 módulos 41.0001.0-001 con un módulo con una rama desconectada

5.2.2.2. Identificación de PID con las curvas de mérito

Uno de los identificadores claros de existencia de PID (“Potential Induced Degradation”) en un módulo es la reducción del factor de forma (FF) a bajas irradiancias, así como la mayor pérdida de potencia relativa en comparación con un módulo sin PID para estos niveles bajos de irradiancia.

Tal y como se ha visto en el capítulo anterior, para la simulación de presencia de PID en los módulos de bajará convenientemente el valor de resistencia paralelo de las curvas afectadas en el modelo de PSIM. Para realizar las simulaciones de PID se tomarán como referencia los niveles de PID de módulos disponibles en CENER. Estos niveles de PID se aplicarán a los módulos seleccionados para realizar los ensayos. Concretamente, al módulo 41.0001.0-001 se le simulará un nivel PID que supone una pérdida de potencia máxima (p.p.m.) del 18.2%, mientras que al módulo 30.2384.0-019 se le simularán dos niveles de PID, con una pérdida de potencia máxima del 6.2% y del 13.4%.

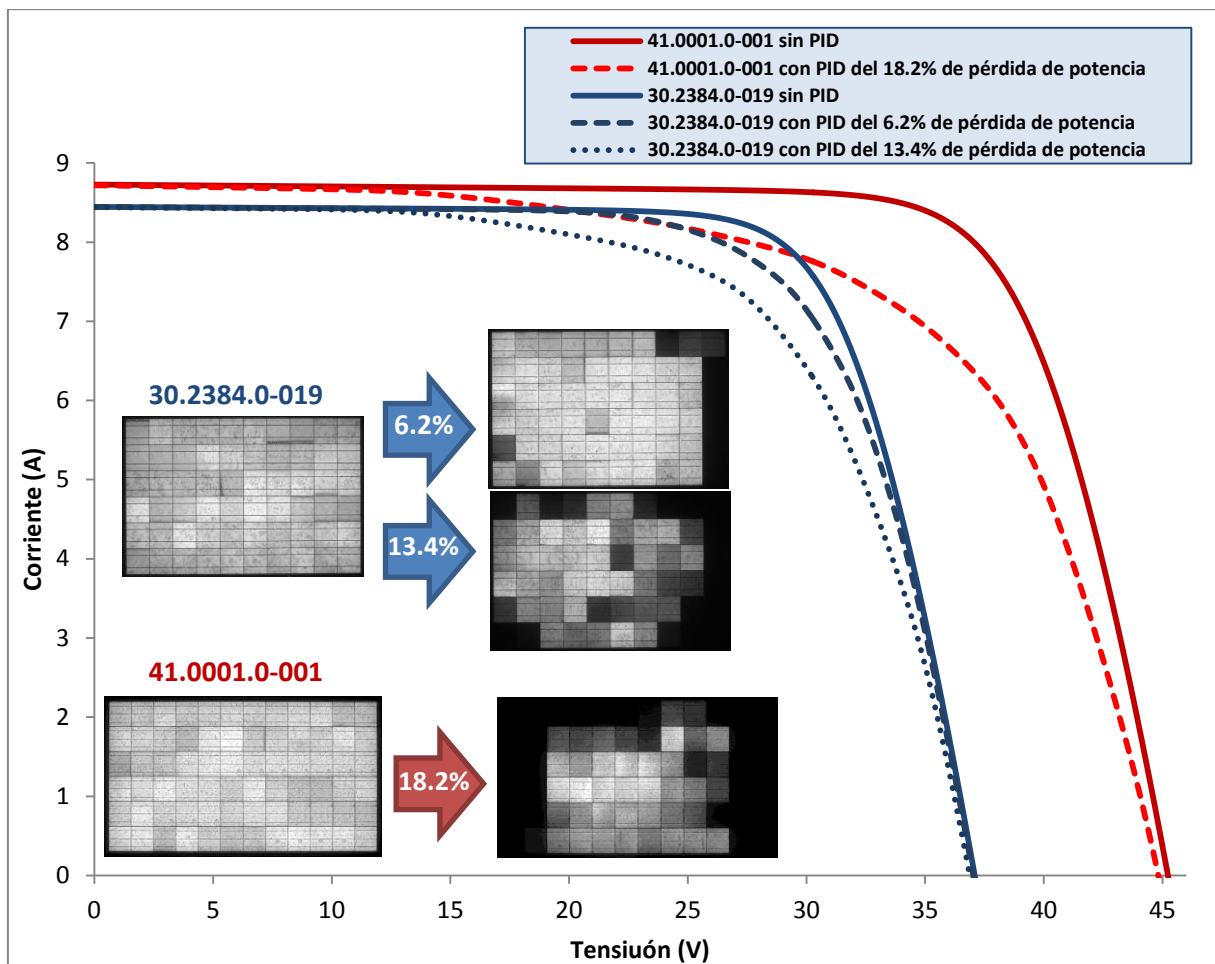


Figura 50: Curvas IV en condiciones STC de los módulos 30.2384.0-019 y 41.0001.0-001 con los distintos niveles de PID simulados

Como se puede ver en la siguiente gráfica, la influencia del PID es mucho mayor a bajos niveles de irradiancia. La reducción de la tensión de operación por debajo de cierto valor podría ser uno de los indicadores de existencia de PID en la instalación. La corriente, aunque en menor medida, también se encuentra siempre por debajo de los valores iniciales.

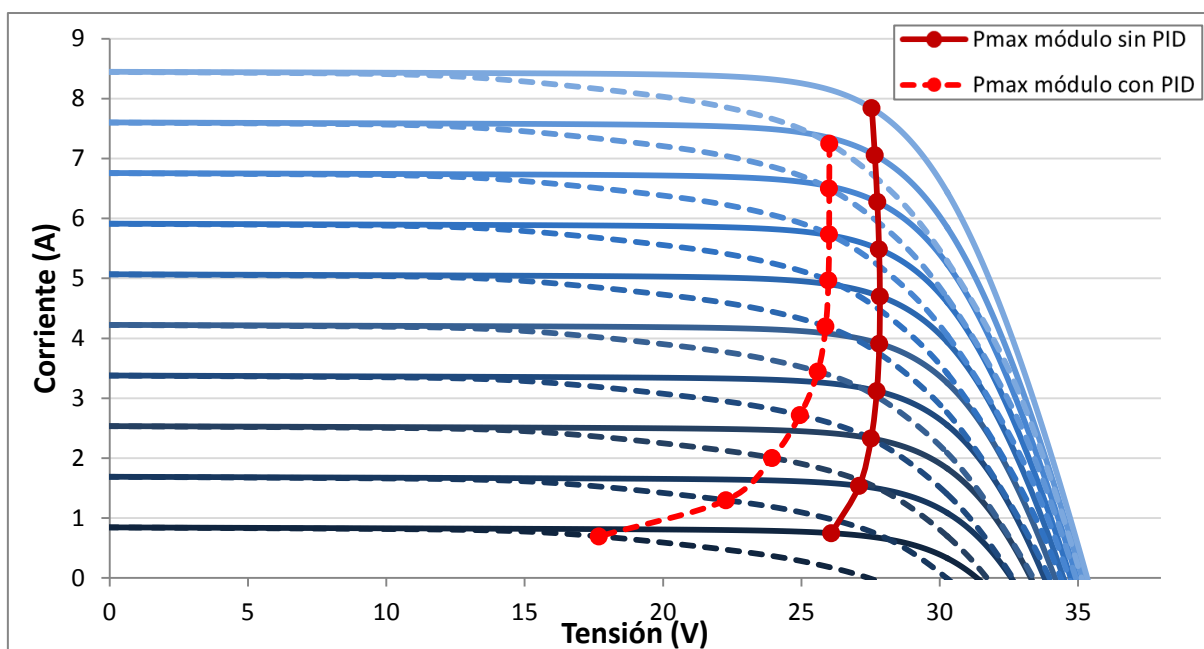


Figura 51: Curvas IV simuladas del módulo 30.2384.0-019 iniciales y con PID del 13.4% de reducción de potencia máxima, a T=40°C y a distintas irradiancias

Al estudiar las curvas de mérito se puede identificar este mismo comportamiento. A bajos niveles de irradiancia se experimenta una reducción tensión de operación, y la corriente toma valores inferiores a los iniciales.

A) Un módulo aislado

El caso de un solo módulo es el más sencillo de identificar, y se puede observar claramente el patrón descrito previamente. Las reducciones en los valores de tensión y corriente de operación, además, se ven fuertemente influenciados por el nivel de PID que tenga el módulo.

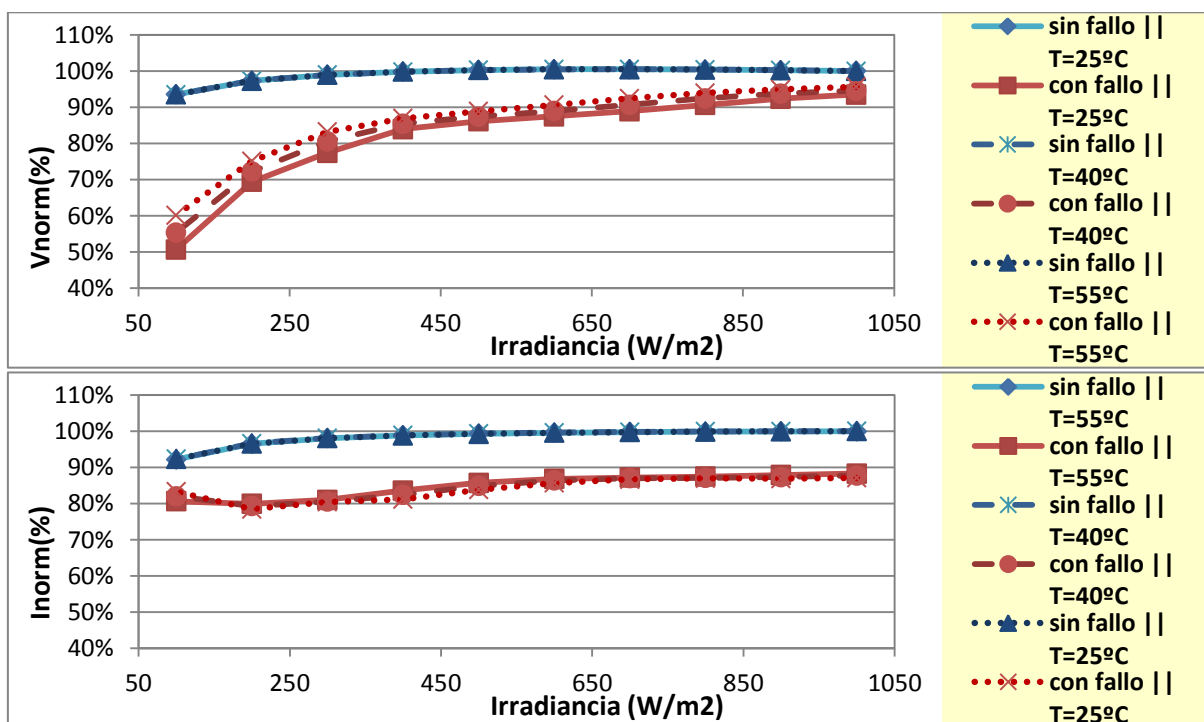


Figura 52: Curvas de mérito del módulo 41.0001.0-001 con PID del 18.2% de p.p.m.

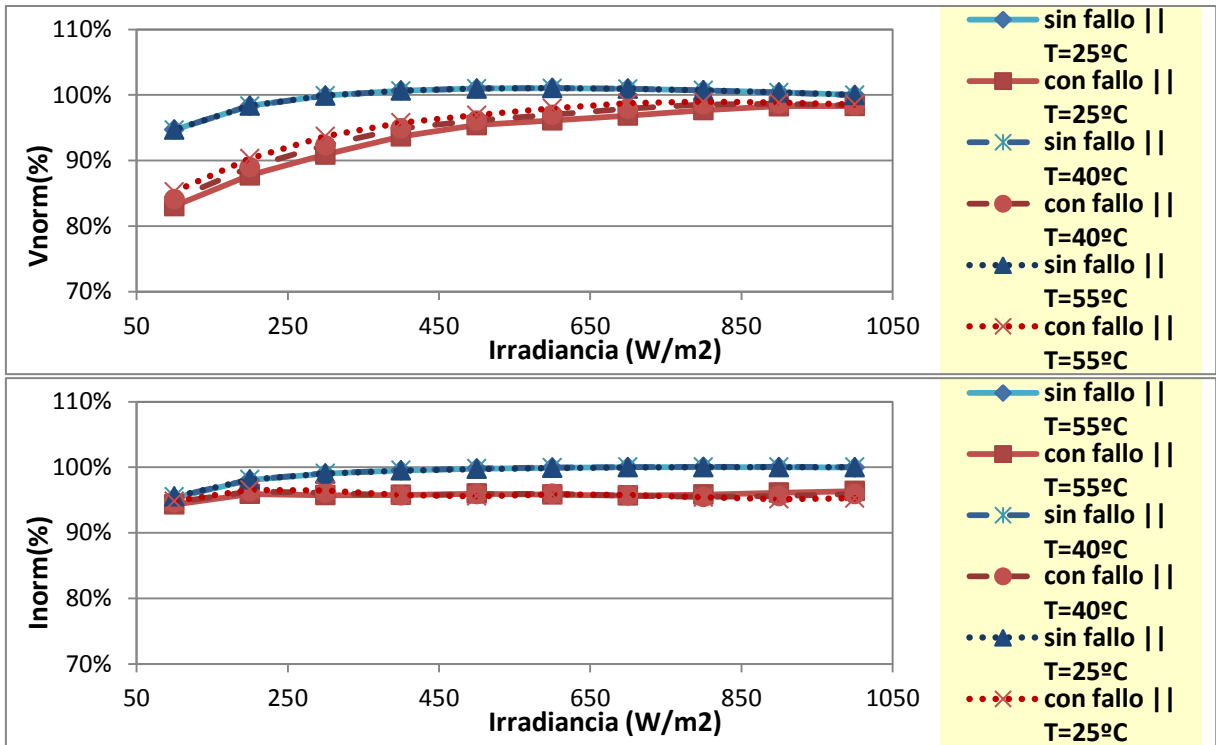


Figura 53: Curvas de mérito del módulo 30.2384.0-019 con PID del 6.2% de p.p.m.

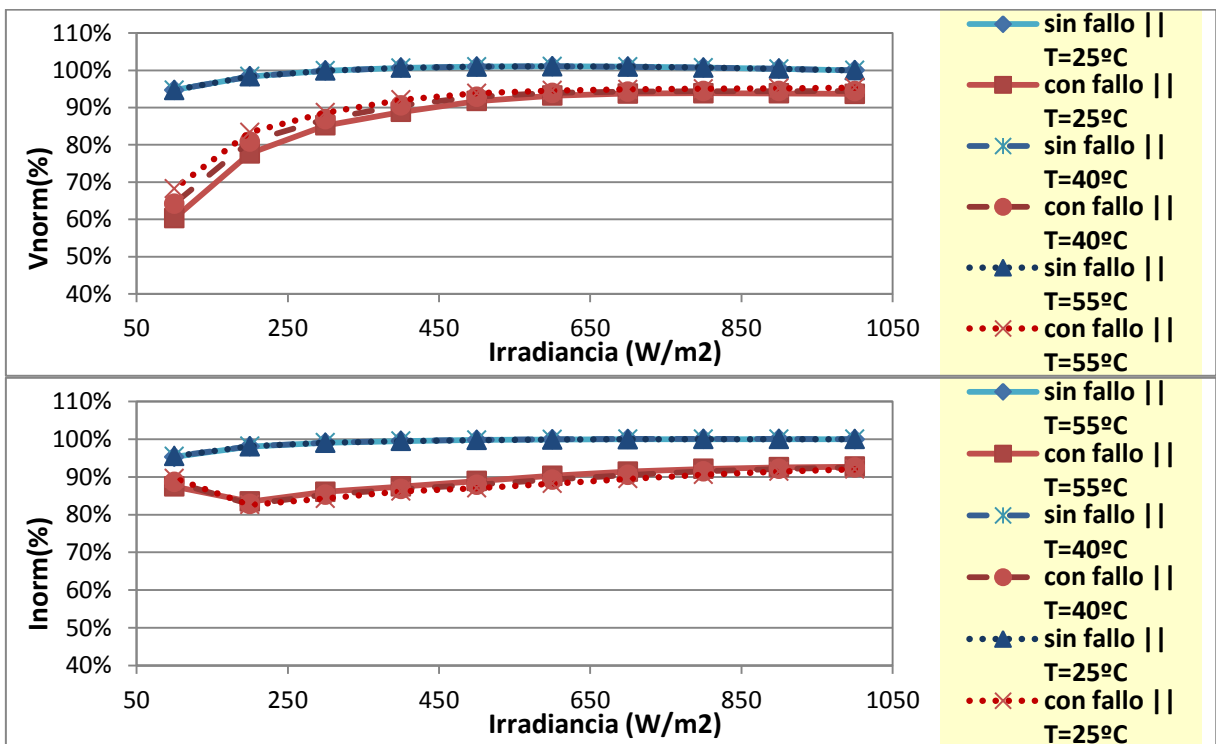


Figura 54: Curvas de mérito del módulo 30.2384.0-019 con PID del 13.4% de p.p.m.

B) String de módulos

Este comportamiento se mantiene al conectar un módulo con PID con otros módulos que funcionan correctamente, aunque en este caso, la influencia del módulo con PID sobre el conjunto es pequeña y las variaciones son mucho menores. A continuación se muestran las curvas de los casos de 10 y 20 módulos en serie cuando un solo módulo está afectado por PID.

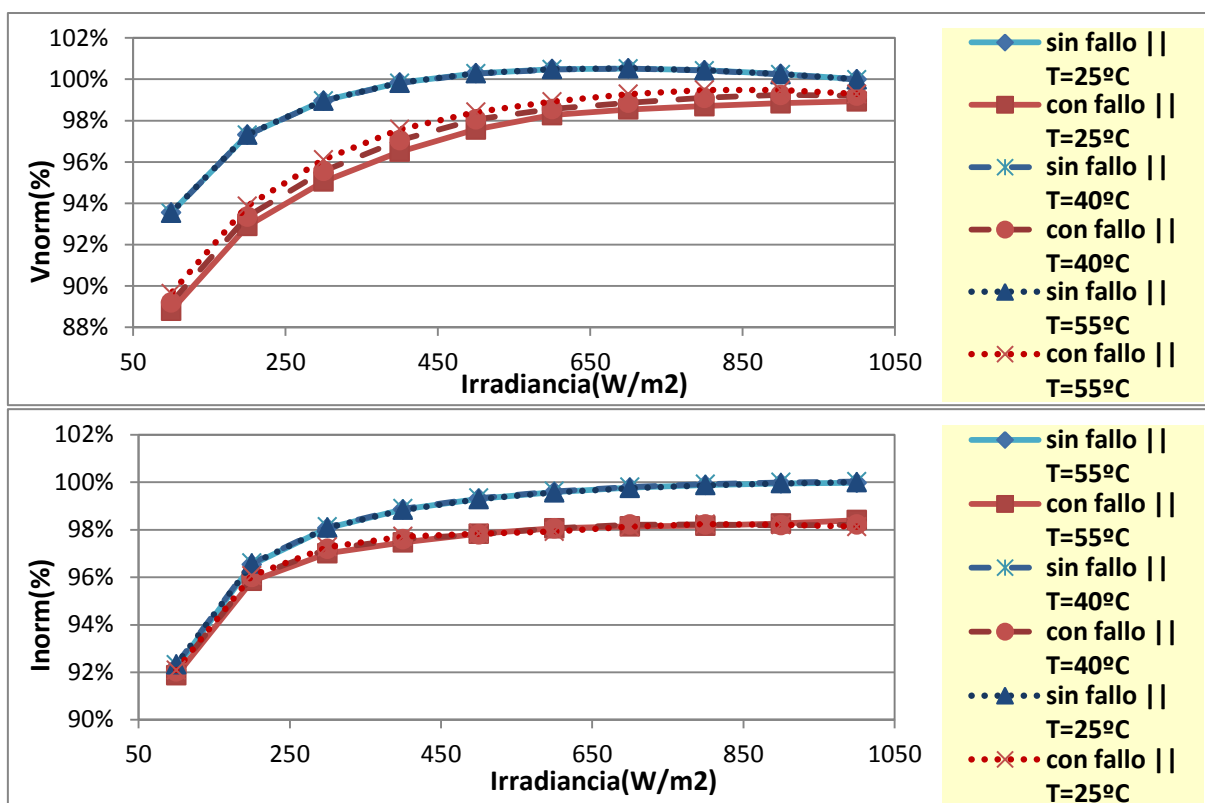


Figura 55: Curvas de mérito de 10 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con PID del 18.2% de p.p.m.

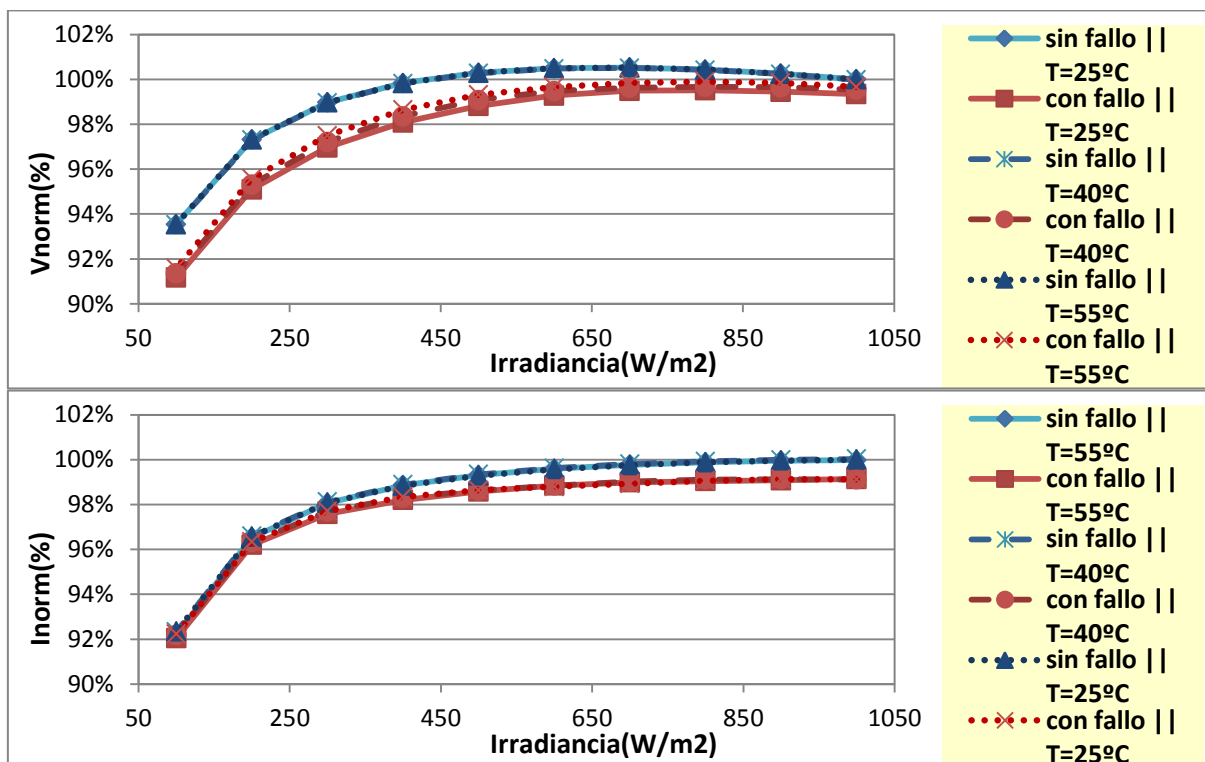


Figura 56: Curvas de mérito de 20 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con PID del 18.2% de p.p.m.

Tal y como se puede observar, aunque las variaciones son menores a medida que se añaden módulos, el comportamiento sigue siendo similar a bajas irradiancias, y la presencia de un módulo afectado por PID dentro de la rama FV se puede detectar mediante una reducción notable de la tensión final relativa a la rama a bajos niveles de irradiancia.

5.2.2.3. Identificación de grietas con las curvas de mérito

El caso de módulos con grietas es el más complejo, ya que el comportamiento depende en gran medida del tamaño del área de célula afectada por la presencia de grietas. Cuando se tiene una grieta con un área inactiva ("Ain") pequeña, la forma de la curva IV no se ve muy modificada, manteniendo un punto de operación cercano al inicial para cualquier irradiancia. A medida que el área aislada es mayor, la curva adquiere una forma *escalonada*. Es entonces cuando el punto de operación puede verse modificado al variar la irradiancia.

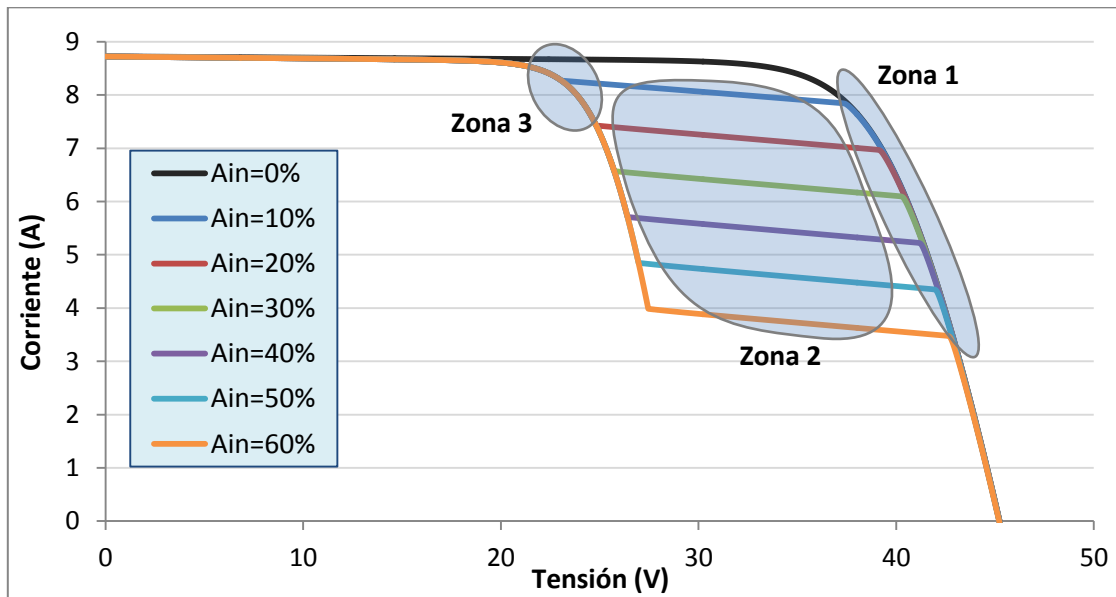


Figura 57: Curva IV del módulo 41.0001.0-001 a 1000W/m² y con distintas áreas inactivas

En función de las condiciones de trabajo que imponga el resto de la rama FV, el punto de máxima potencia podrá encontrarse en las zonas 1, 2 o 3: En la **zona 1** el módulo se encuentra trabajando con un valor de corriente tal que permite trabajar a todas las células con tensiones positivas. En la **zona 2**, la célula agrietada estará trabajando en inversa, y por lo tanto, disipando parte de la potencia que generan sus "compañeras". En la **zona 3**, el diodo de paso de la rama con la célula agrietada entra a funcionar, por lo que se permite trabajar al módulo con corrientes mayores.

A) Un módulo aislado

Las curvas de mérito de los dos módulos simulados presentan comportamientos similares. Estos comportamientos, además, varían en función del área inactiva de la célula de la forma detallada a continuación.

- En torno a valores del 10%-25% de área inactiva, el punto de trabajo del módulo se encuentra en la zona 1 para todos los valores de irradiancia. Por lo tanto, toda la curva de mérito presentará valores de tensión superiores a los iniciales y valores de corriente inferiores a los que se tendrían sin la presencia de defectos. Se debe mencionar, además, que para valores de área inactiva inferiores al 8%-10% prácticamente no existirá variación en las curvas de mérito, puesto que el punto de máxima potencia del módulo no se verá afectado por el escalonamiento producido en la curva IV a consecuencia del área inactiva.

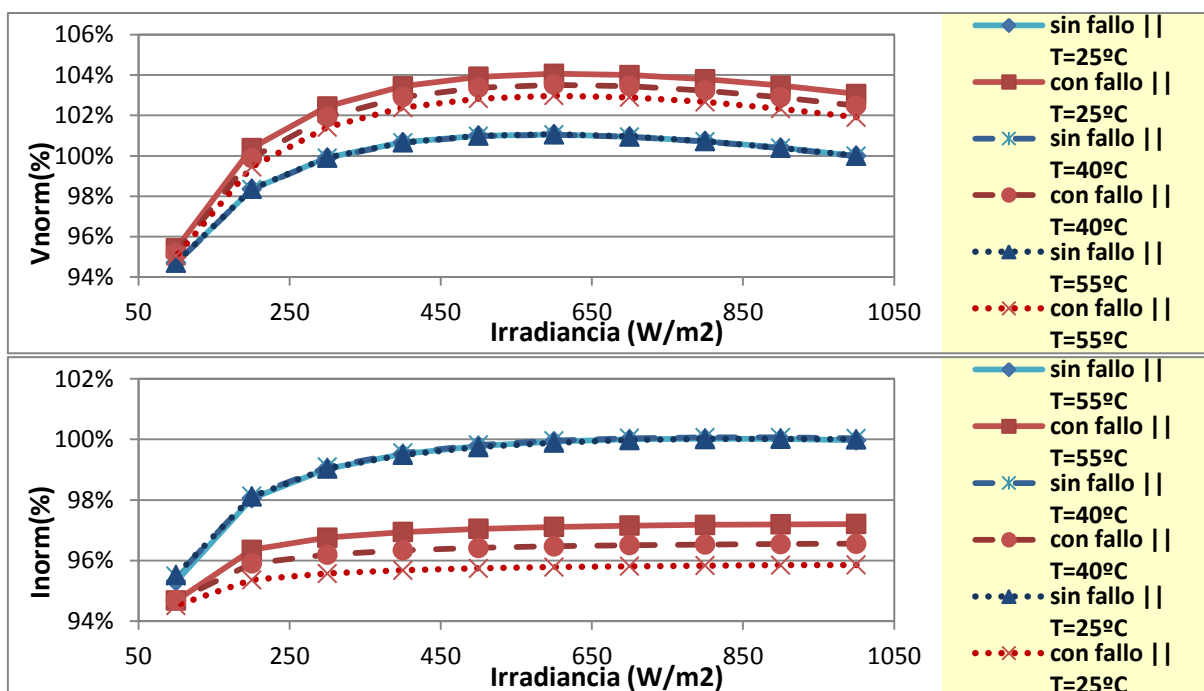


Figura 58: Curvas de mérito del 30.2384.0-019 con un área inactiva del 10% en una célula

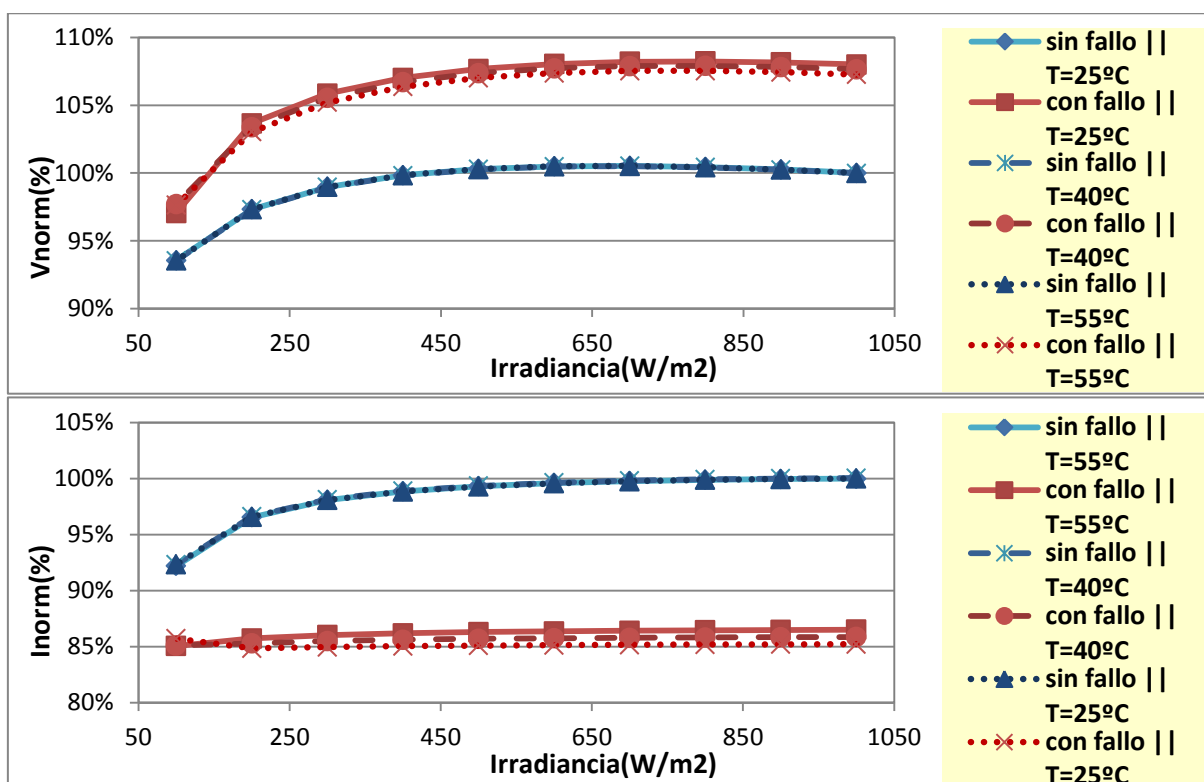


Figura 59: Curvas de mérito del módulo 41.0001.0-001 con un área inactiva del 20% en una célula

→ Para valores de área inactiva de 30%-40%, se comienza a apreciar un cambio en el comportamiento del módulo con valores bajos de irradiancia. Mientras se tengan valores medios y altos de irradiancia el módulo seguirá trabajando en la zona 1. Sin embargo, cuando se tengan valores bajos de irradiancia el módulo pasará a trabajar a la zona 2. En esta zona la célula con parte del área inactiva estará trabajando en inversa, y en las curvas de mérito se puede reconocer porque tanto la tensión como la corriente de operación tomarán valores inferiores a los iniciales.

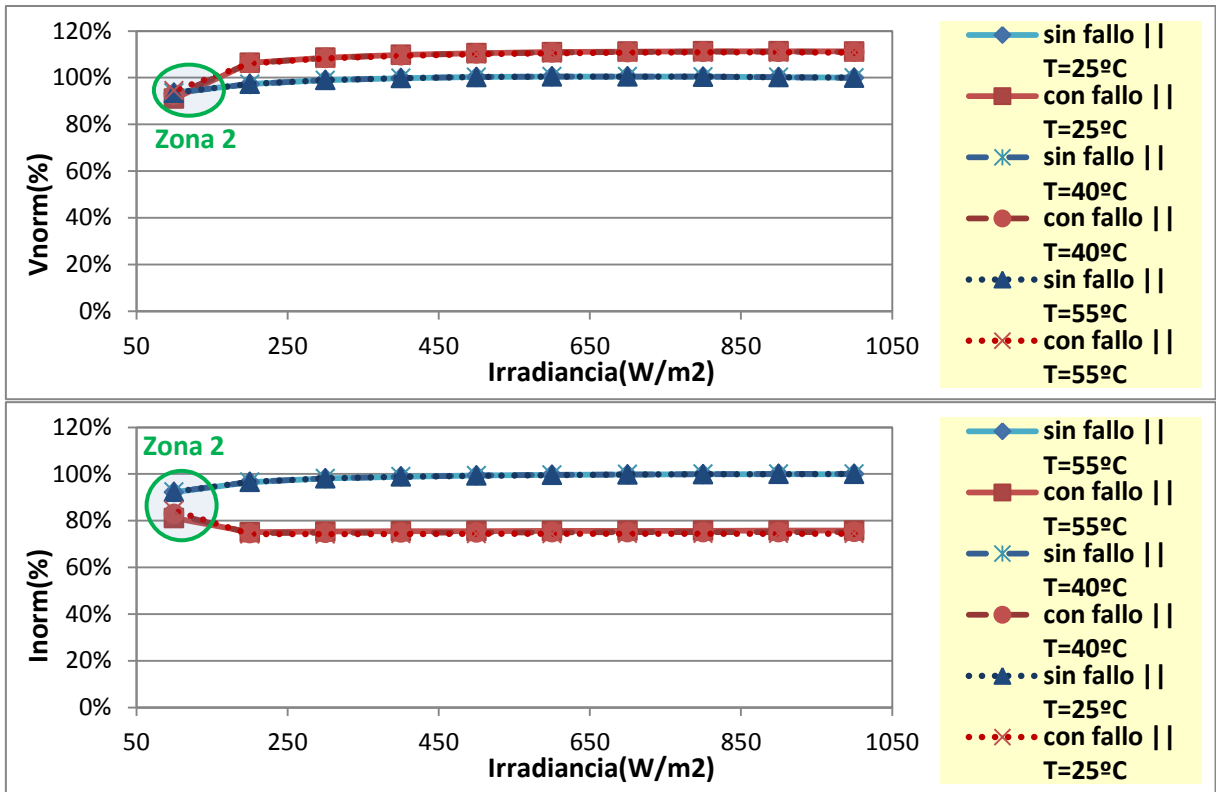


Figura 60: Curvas de mérito del 41.0001.0-001 con un área inactiva del 30% en una célula

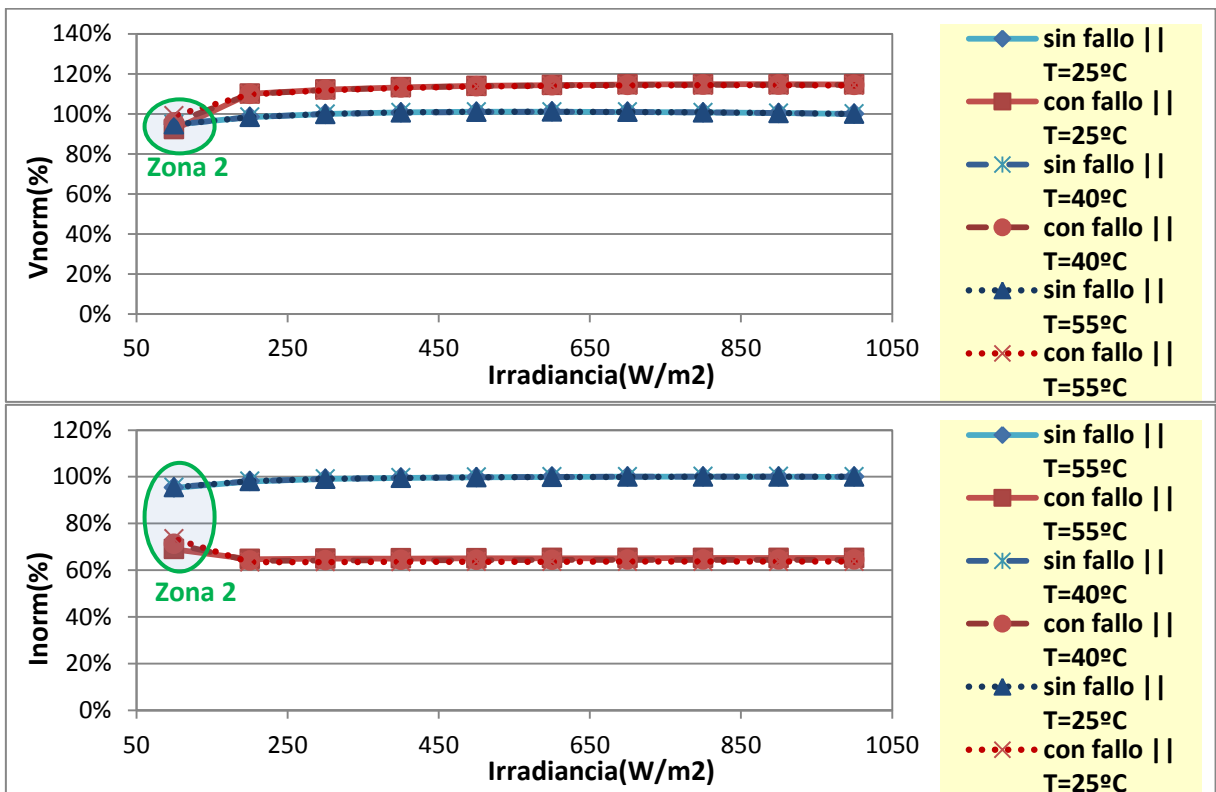


Figura 61: Curvas de mérito del 30.2384.0-019 con un área inactiva del 40% en una célula

→ Cuando el área inactiva de la célula toma valores superiores al 50%, el punto de máxima potencia deja de encontrarse en la zona 1 y pasa a funcionar en la zona 3, es decir, el módulo operará con el diodo de paso activo.

Si el porcentaje de área inactiva está en torno al 50%, el punto de trabajo del módulo se encontrará en la zona 2 cuando los valores de irradiancia sean pequeños y a medida que éstos aumenten pasará a funcionar a la zona 3. Cuando el porcentaje de área inactiva supera el 60% aproximadamente, el módulo operará en la zona 3 para todos los valores de irradiancia.

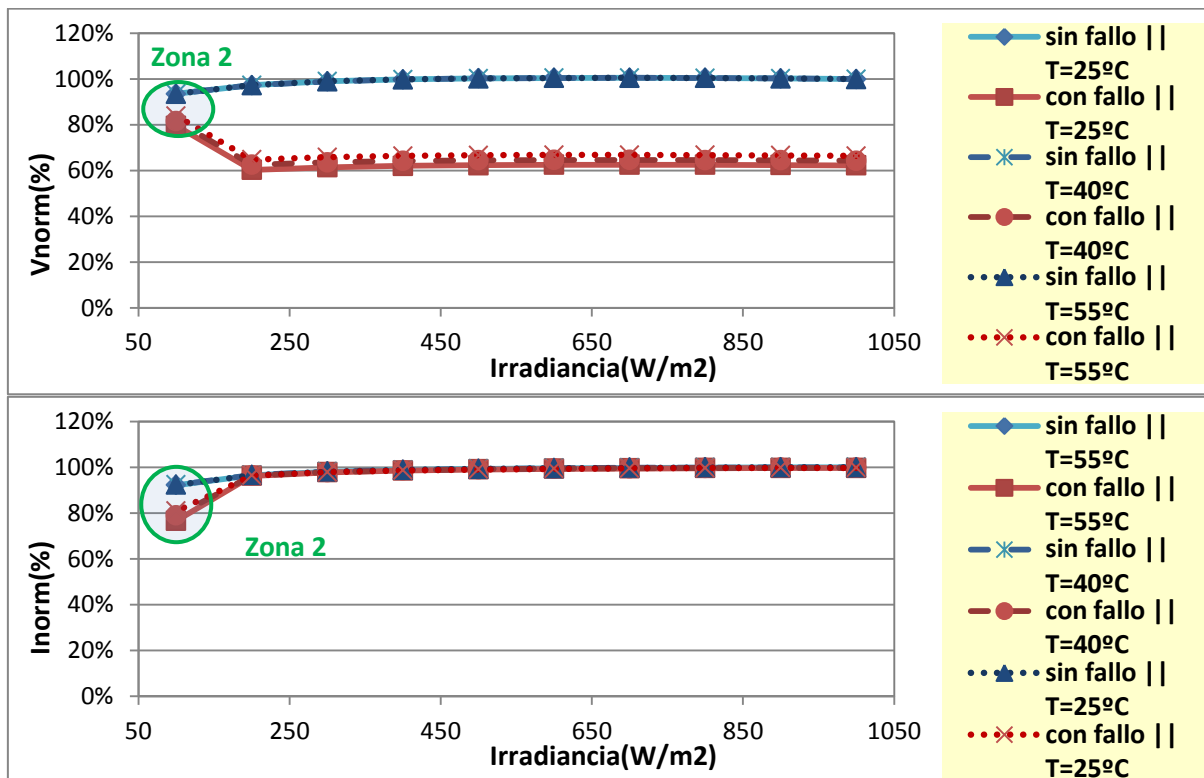


Figura 62: Curvas de mérito del 41.0001.0-001 con un área inactiva del 50% en una célula

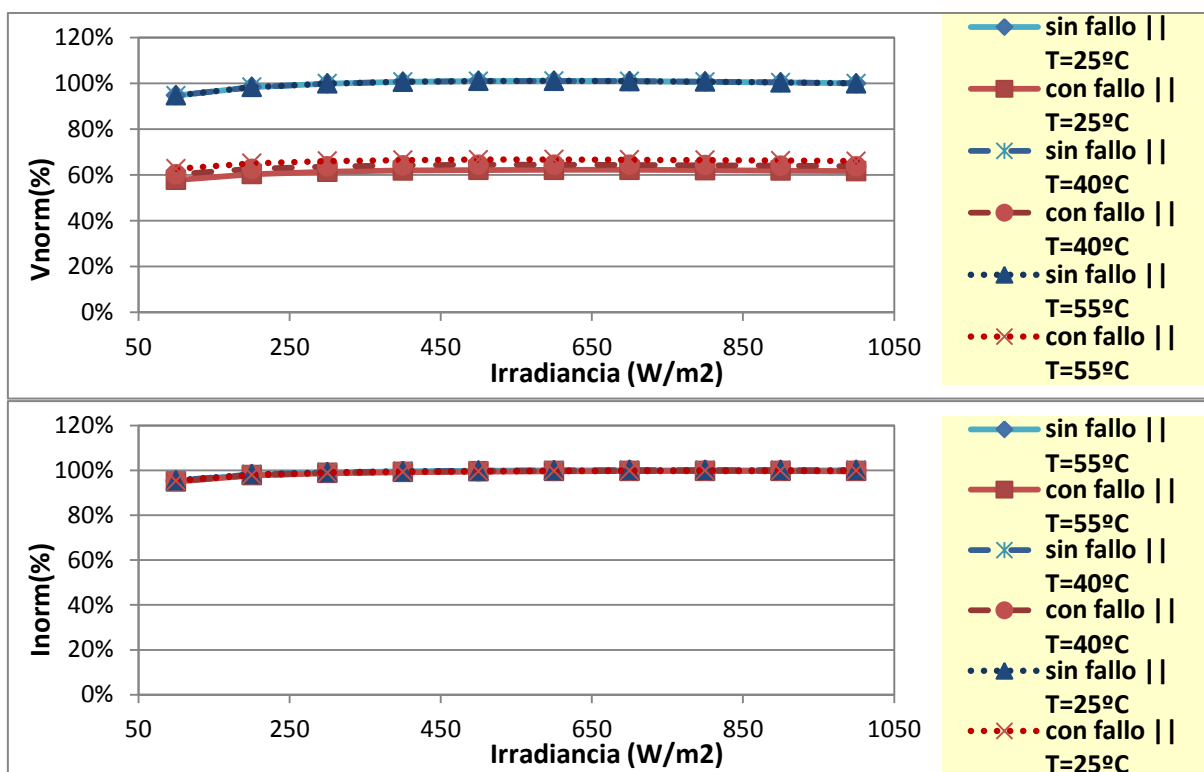


Figura 63: Curvas de mérito del 30.2384.0-019 con un área inactiva del 60% en una célula

B) String de módulos

El funcionamiento del módulo con área inactiva en una célula es distinto cuando éste se encuentra conectado en serie con otros módulos. En los ensayos realizados con 10 y 20 módulos en serie se han identificado los mismos comportamientos en el módulo defectuoso. Obviamente, las desviaciones en los valores de tensión y corriente con respecto al funcionamiento inicial son menores conforme aumenta el número de módulos en serie.

→ Con valores pequeños de área inactiva (en torno al 10%) la tensión de operación del módulo es ligeramente superior a la inicial, mientras que la corriente de operación es algo inferior. El módulo con área inactiva, por lo tanto, trabajará en la zona 1.

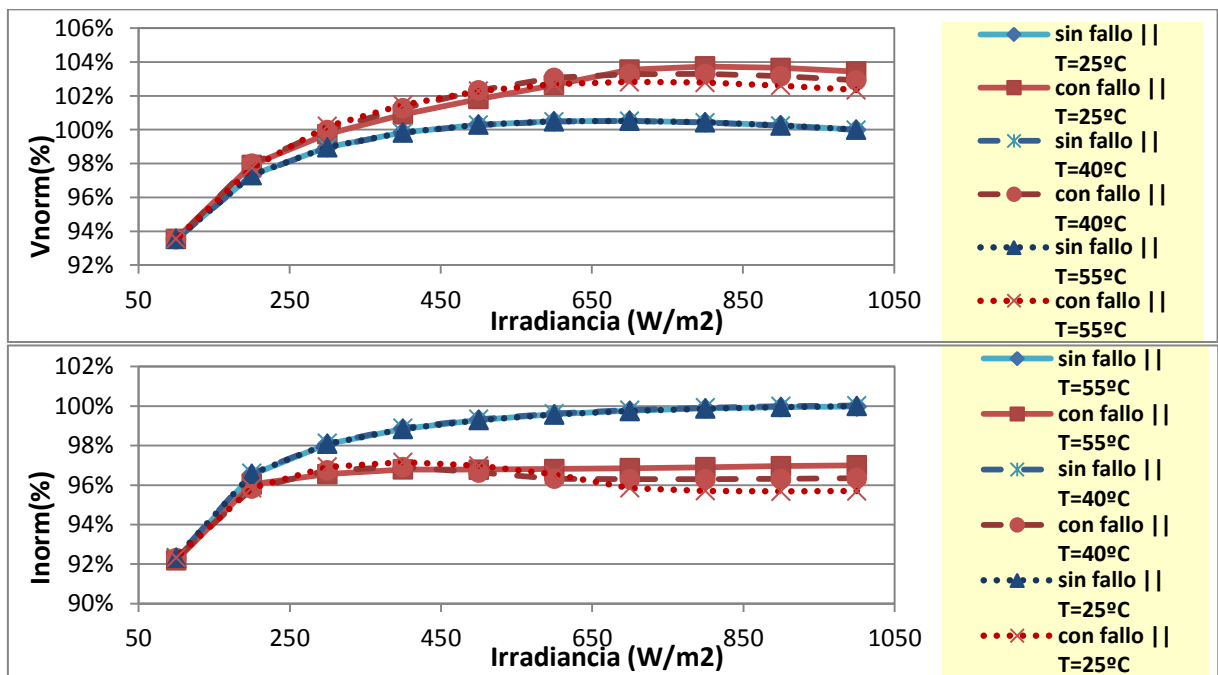


Figura 64: Curvas de mérito de 10 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 10% de área inactiva

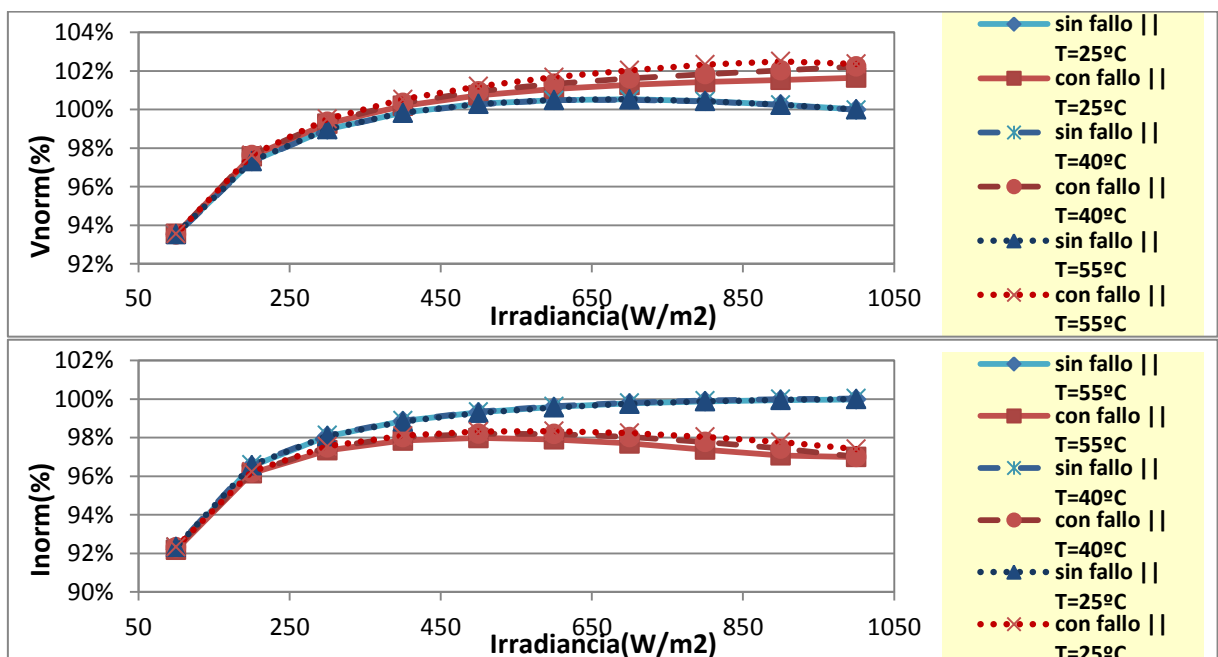


Figura 65: Curvas de mérito de 20 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 10% de área inactiva

→ En torno a los valores de un 20% área inactiva el módulo defectuoso trabajará en la zona 2 para valores bajos de irradiancia, y cuando éstos aumenten pasará a trabajar a la zona 3. Por lo tanto, con bajas irradiancias la tensión y la corriente tomarán valores inferiores a los iniciales, mientras que para altos valores de irradiancia la corriente será la misma que la inicial y la tensión será inferior. En este último caso, el diodo de paso estará funcionando y la reducción de tensión dependerá del número de módulos en serie y del número de ramas de cada uno de ellos.

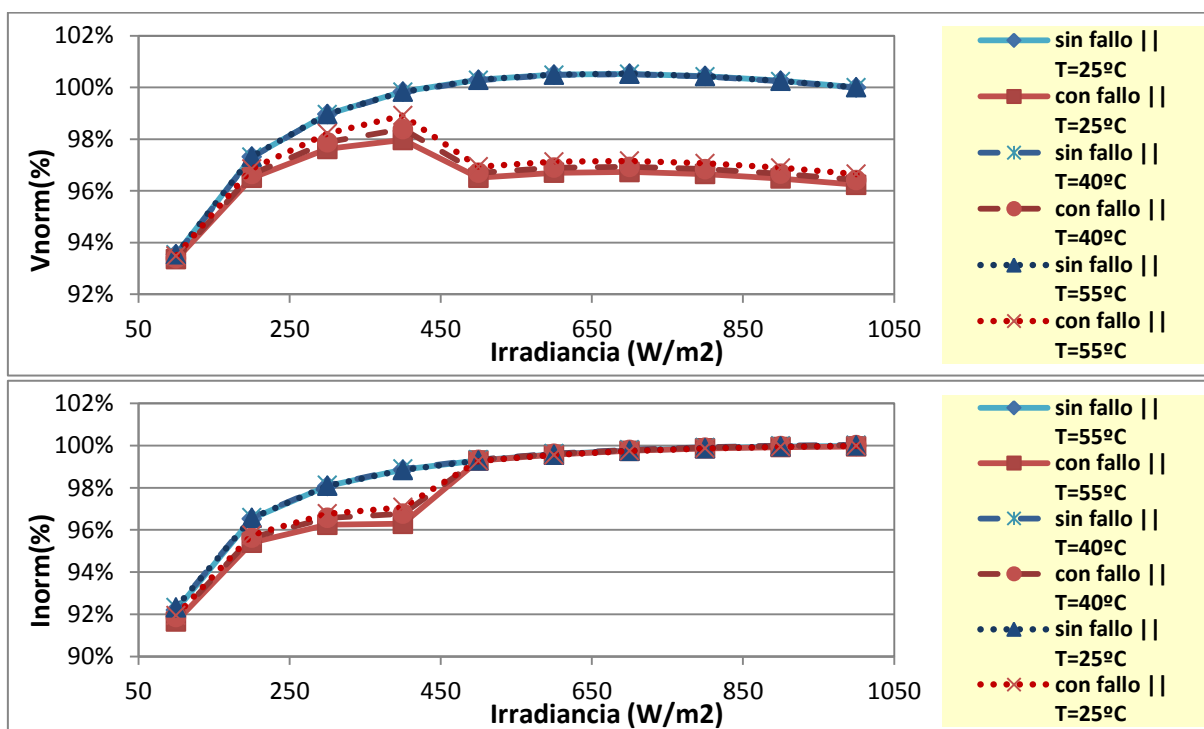


Figura 66: Curvas de mérito de 10 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 20% de área inactiva

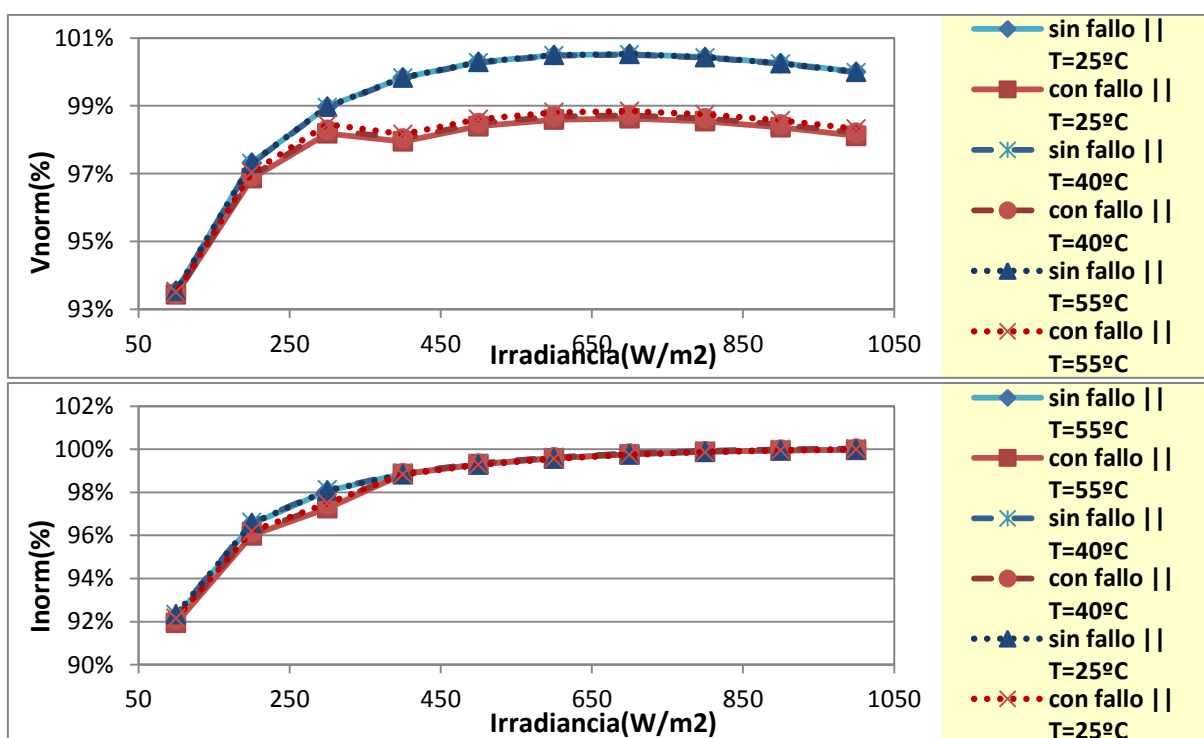


Figura 67: Curvas de mérito de 20 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 20% de área inactiva

→ Para valores de área inactiva superiores al 30%, la rama de módulos obliga al módulo con área inactiva a trabajar en la zona 3 para cualquier condición de irradiancia. Por lo tanto, el valor de tensión será inferior al inicial y el valor de corriente será el mismo que se tenía en un principio.

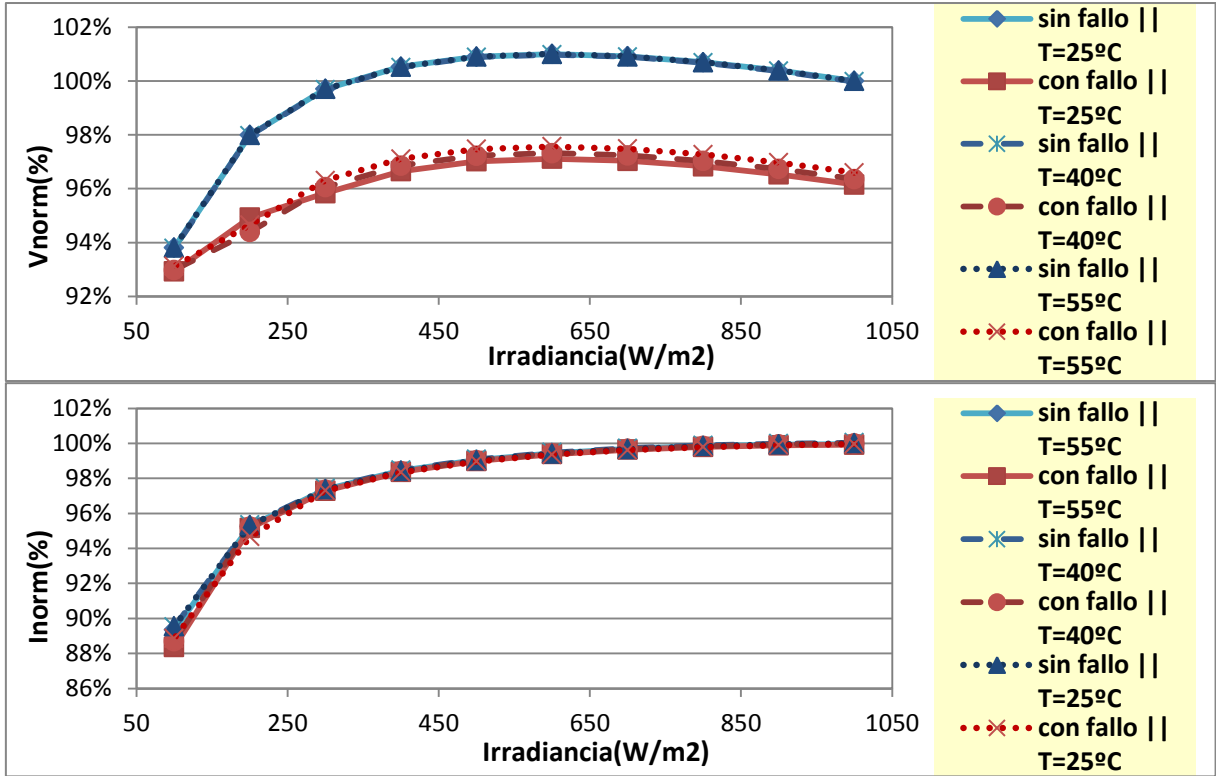


Figura 68: Curvas de mérito de 10 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 30% de área inactiva

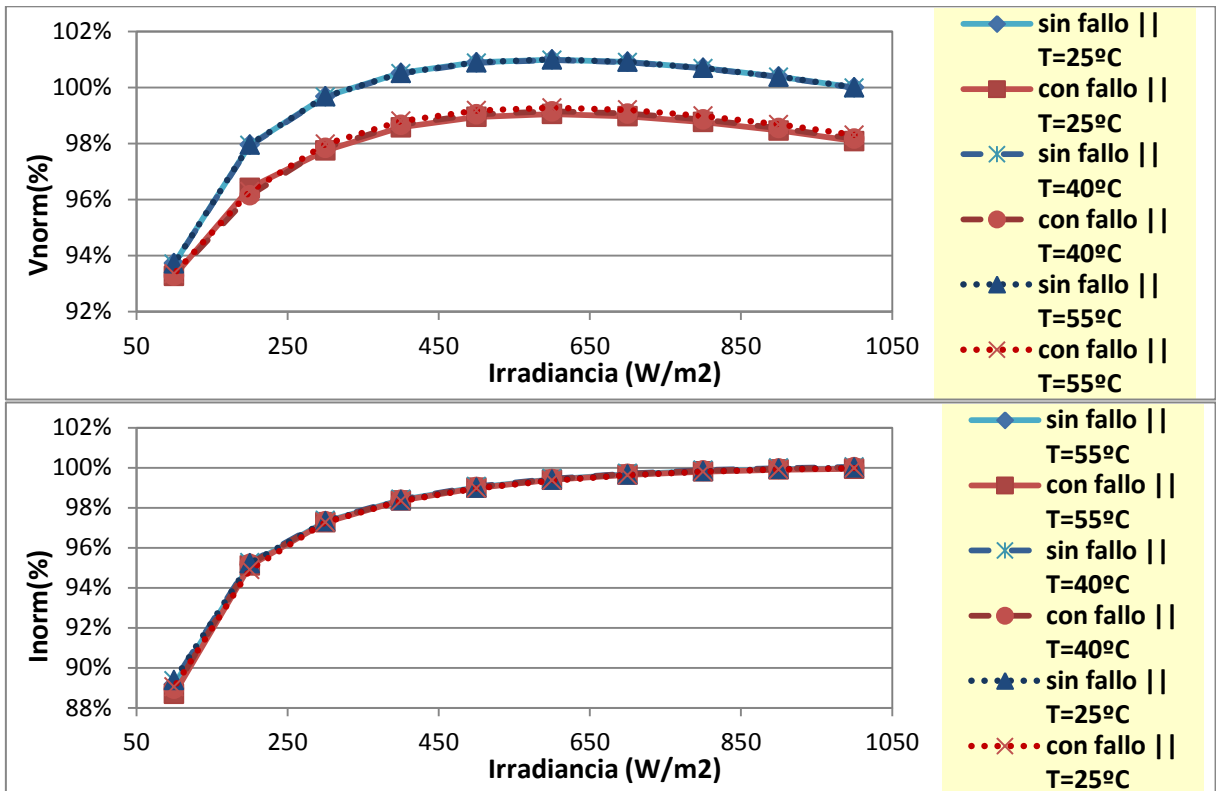


Figura 69: Curvas de mérito de 20 módulos 41.0001.0-001 en serie con un módulo con 30% de área inactiva

En relación a las curvas de mérito e módulos con grietas, se debe decir que los porcentajes de área inactiva mostrados para cada caso son orientativos y que el porcentaje necesario para hacer trabajar al módulo en las distintas zonas de trabajo varía de unos módulos a otros, ya que depende principalmente del número de células por rama que tenga cada módulo. Por ejemplo, un módulo de 20 células por cada rama necesitará un área inactiva de célula inferior que un módulo de 24 células por rama para que el diodo de paso entre a conducir, ya que este último necesita que la célula con área inactiva alcance tensiones “más negativas”, y en función de su curva de inversa podría trabajar en la zona 2 durante un tramo mayor.

5.2.2.4. Conclusiones de las curvas de mérito

Tras el análisis realizado, se han identificado los patrones que se repiten para cada uno de los casos. Los resultados se muestran resumidos en siguiente tabla.

Defecto a identificar	Nº de módulos	Patrón a bajas irradiancias ($G < 300 \text{ W/m}^2$)	Patrón a altas irradiancias ($G > 700 \text{ W/m}^2$)	Características identificables en las curvas de mérito
Desconexión de una rama	1 MÓDULO	$V < V_{inicial}$	$V < V_{inicial}$	Reducción de V proporcional al número de ramas desconectadas
	STRING DE MÓDULOS	$I = I_{inicial}$	$I = I_{inicial}$	
PID	1 MÓDULO	$V < V_{inicial}$	$V < V_{inicial}$	Notable reducción de la tensión con valores reducidos de irradiancia
	STRING DE MÓDULOS	$I < I_{inicial}$	$I < I_{inicial}$	
Grietas influencia baja ($A_{in} \approx 10 - 15\%$)	1 MÓDULO	$V > V_{inicial}$	$V > V_{inicial}$	Punto de trabajo en el codo de la curva IV (zona 1) identificable por tener mayor tensión y menor corriente de operación
	STRING DE MÓDULOS	$I < I_{inicial}$	$I < I_{inicial}$	
Grietas influencia media - baja ($A_{in} \approx 15\% - 30\%$)	1 MÓDULO	$V > V_{inicial}$ $I < I_{inicial}$	$V > V_{inicial}$ $I < I_{inicial}$	
	STRING DE MÓDULOS	$V < V_{inicial}$ $I < I_{inicial}$	$V \ll V_{inicial}$ $I = I_{inicial}$	“Salto” en el punto de trabajo identificable por las variaciones bruscas en tensión y corriente de operación
Grietas influencia media - alta ($A_{in} \approx 30\% - 45\%$)	1 MÓDULO	$V < V_{inicial}$ $I < I_{inicial}$	$V > V_{inicial}$ $I \ll I_{inicial}$	Mismo efecto que el caso de desconexión de una de las ramas
	STRING DE MÓDULOS	$V < V_{inicial}$	$V < V_{inicial}$	
Grietas influencia alta ($A_{in} > 45\%$)	1 MÓDULO	$I = I_{inicial}$	$I = I_{inicial}$	
	STRING DE MÓDULOS			

Tabla 7: Resumen de los patrones de las curvas de mérito

En la tabla 7 se han comparado las variaciones tensiones y corrientes de operación antes (*Vinicial, Iinicial*) y después (*V, I*) de introducir los defectos en la simulación. Para realizar la identificación de cada fallo, se ha centrado el análisis en los escenarios de más bajos y más altos valores de irradiancia. Además, se ha añadido una columna con las características más notables en las curvas de mérito. Se debe mencionar que los porcentajes de área inactiva son orientativos, y que en función de la tipología de los módulos estos rangos podrían variar.

5.2.3. Limitaciones

La metodología planteada se basa en análisis de resultados obtenidos mediante simulaciones y obviamente, se deben de tener en cuenta que existen múltiples factores que pueden ser fuentes de error o limitantes al trabajar con datos reales.

En primer lugar, ya se ha visto que el modelo de simulación con el que se ha trabajado no es perfecto y es, por lo tanto, la primera fuente de incertidumbre del planteamiento.

Por otro lado, la corrección de temperatura se ha realizado mediante una ecuación empírica, que supondrá también una fuente de error.

Se debe considerar que el propio sistema de medición puede incorporar cierta incertidumbre. El error en la medición dependerá de los sensores que se instalen, y se trata de un problema que se podría reducir aumentando la inversión.

Finalmente, la incertidumbre a la hora de la detección real de los distintos tipos de defectos puede aumentar por el hecho de que pueden entremezclarse distintos tipos de defectos en la misma rama FV e incluso dentro del mismo módulo.

Además, los resultados obtenidos para un solo módulo parecen ser bastante claros, pero sin embargo, las diferencias en los resultados se reducen mucho cuando se trabaja con una serie de módulos. Dependiendo de los casos, las diferencias apenas son del 2%, lo que podría enmascarse con los errores mencionados.

De todas formas, si se introducen en el proceso de análisis, datos comparativos de distintas ramas de una misma instalación FV, será fácil detectar pequeñas diferencias en los comportamientos de alguna de las ramas y establecer una hipótesis precisa sobre el origen físico del problema que está generando esa diferencia. De la misma forma, si se analizan datos de la misma rama FV tomados durante distintos momentos de la vida útil de la misma, será sencillo detectar cualquier cambio importante que esté afectando significativamente al rendimiento eléctrico de la misma (ej: aparición y desarrollo de PID en alguno de los módulos).

5.2.4. Ensayos de curvas de mérito en módulos reales

Para evaluar la metodología de desarrollo de las curvas de mérito, se han realizado ensayos de monitorización de módulos reales con de PID y áreas inactivas. Los módulos se han situado en el mismo plano de ensayo (inclinación 30º, orientación sur). Cada módulo se ha conectado a un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) y se han monitorizado los datos de tensión, corriente y temperatura del módulo, además del valor de irradiancia registrado por los piranómetros instalados en la zona de medición y en el mismo plano de ensayo.

5.2.4.1. Ensayo de monitorización de módulos con PID

Para realizar el análisis experimental de las curvas de mérito de módulos con PID se han utilizado 2 módulos de la misma familia, de los cuales uno se encuentra en buenas condiciones (41.0001.0-003) y otro tiene un PID avanzado con una pérdida de potencia del 38.5% (41.0001.0-002).

En primer lugar, se ha realizado el modelo en PSIM del módulo sin PID (41.0001.0-003), y partiendo de éste y tomando como referencia la curva IV del módulo con PID (41.0001.0-002) medida con el simulador solar, se ha obtenido el modelo en PSIM del módulo con PID. Los cambios efectuados en las Rp-s de las células en el modelo del módulo sin PID han sido los siguientes.

- 4 células de 10Ω a 0.03Ω
- 2 células de 10Ω a 0.115Ω
- 10 células de 10Ω a 0.135Ω
- 6 células de 10Ω a 0.16Ω
- 14 células de 10Ω a 0.18Ω
- 8 células de 10Ω a 0.25Ω
- Reducción en la Rp del resto de células de 10Ω a 0.5Ω

En la figura 70 se muestra la comparación de las curvas IV del modelo de PSIM y de los módulos reales medidos en condiciones estándares de test (STC).

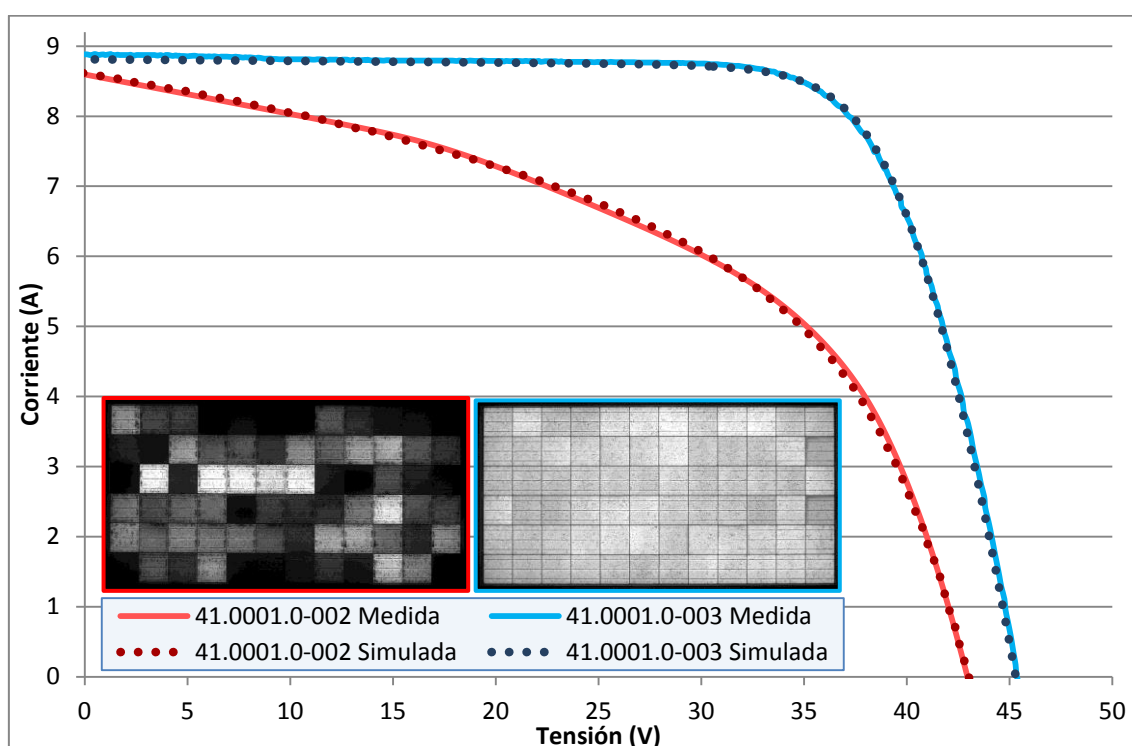


Figura 70: EL de baja polaridad y curvas IV de los módulos 41.0001.0-002 y 41.0001.0-003 simuladas y medidas en STC

A partir de los datos monitorizados se han calculado las curvas de mérito corregidas a 25°C de los dos módulos y se han comparado con las curvas de mérito obtenidas mediante simulación.

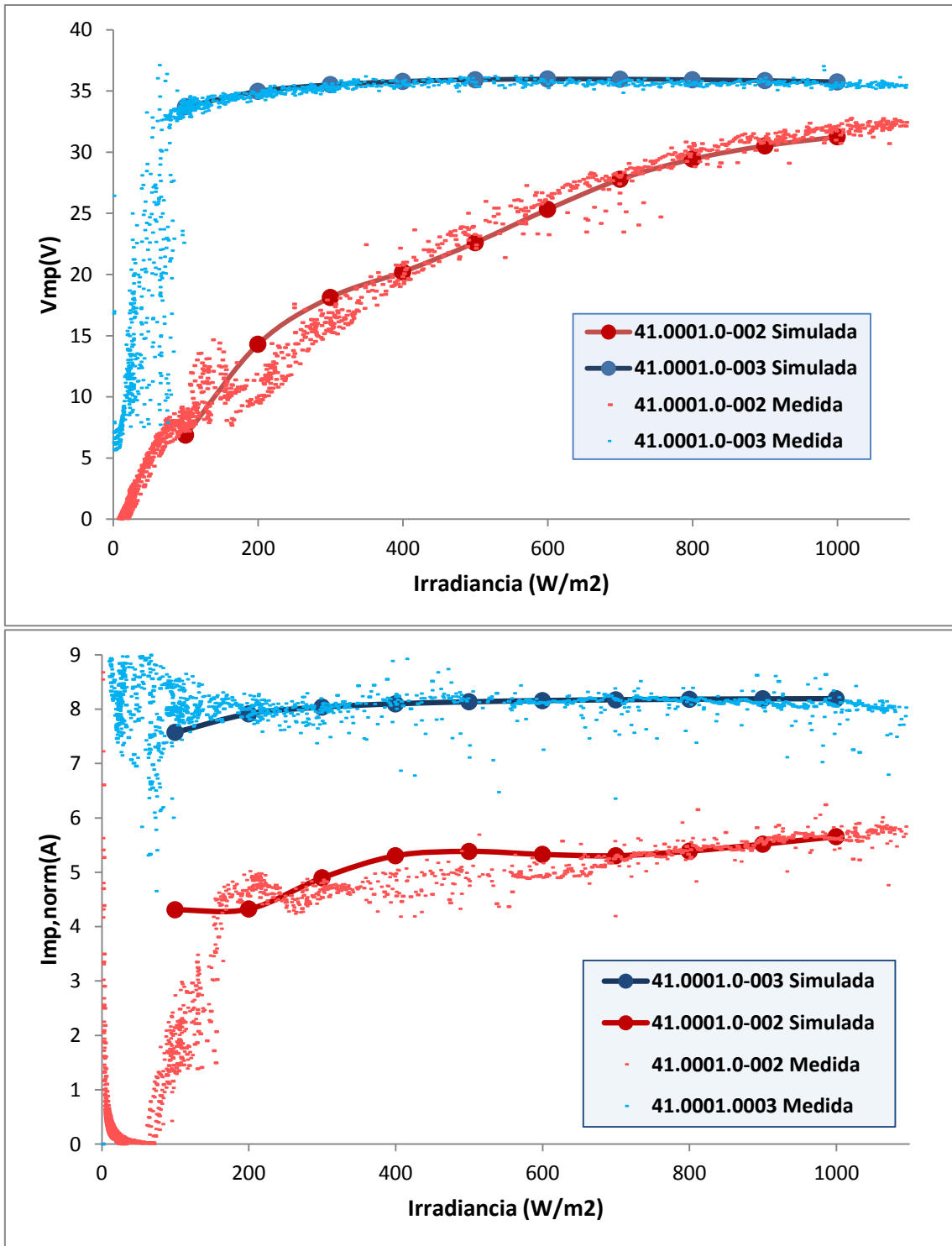


Figura 71: Curvas de mérito monitorizadas y simuladas de los módulos 41.0001.0-002 y 41.0001.0-003

Tal y como se puede observar, las curvas de los módulos 41.0001.0-002 y 41.0001.0-003 tienen un comportamiento similar al caso simulado. Las curvas de mérito del módulo 41.0001.0-002, además, cumplen con las características de los módulos con PID descritas previamente. Por último, cabe destacar que los valores a irradiancias inferiores a los $100W/m^2$ no deben tenerse en cuenta, puesto que el seguidor MPPT encuentra grandes dificultades para operar en el punto de máxima potencia.

5.2.4.2. Ensayo de monitorización de módulos con área inactiva

Por otro lado, se han utilizado 3 módulos de la familia 21.2541.0 para simular el comportamiento de módulos reales con áreas inactivas en alguna de sus células. Se monitorizarán las variables de operación de un módulo sin áreas inactivas (21.2541.0-028) y de otros dos módulos con áreas inactivas del 50% (21.2541.0-030) y del 25% (21.2541.0-032).

Una característica a destacar de estos módulos es que están configurados en 5 ramas en vez de en 3, por lo que no disponen de 3 diodos de paso, sino de 5. Al tener un número menor de células por rama, el diodo entrará a funcionar con porcentajes de área inactiva de célula menores que en el caso de los módulos con 3 ramas.

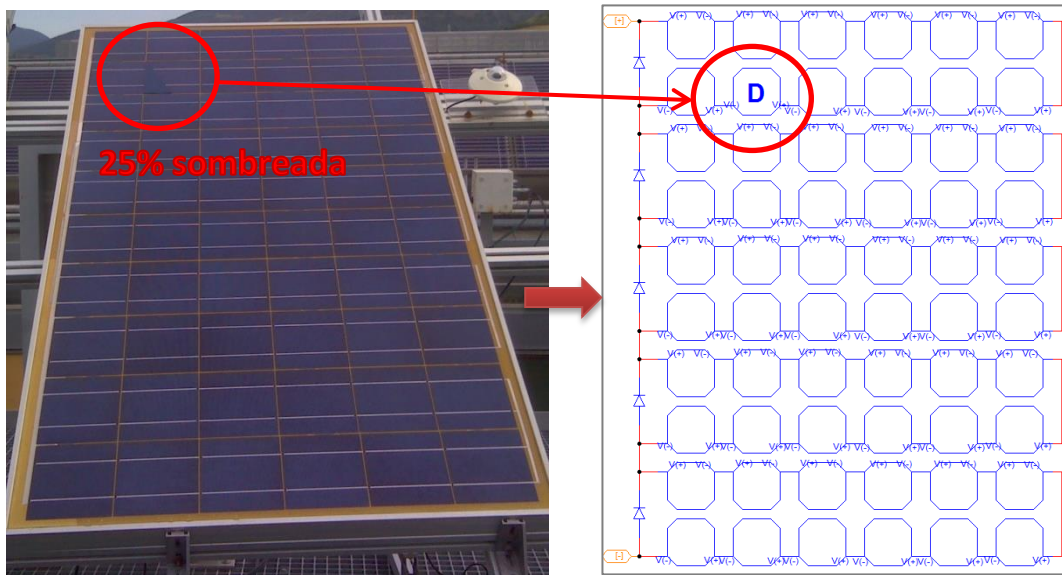


Figura 72: Imagen del módulo 21.2541.0-032 y de su modelo en PSIM

En la figura 73 se muestran las curvas medidas y simuladas de los módulos 21.2541.0-028, 21.2541.0-030 y 21.2541.0-032 con las áreas inactivas propuestas para el ensayo.

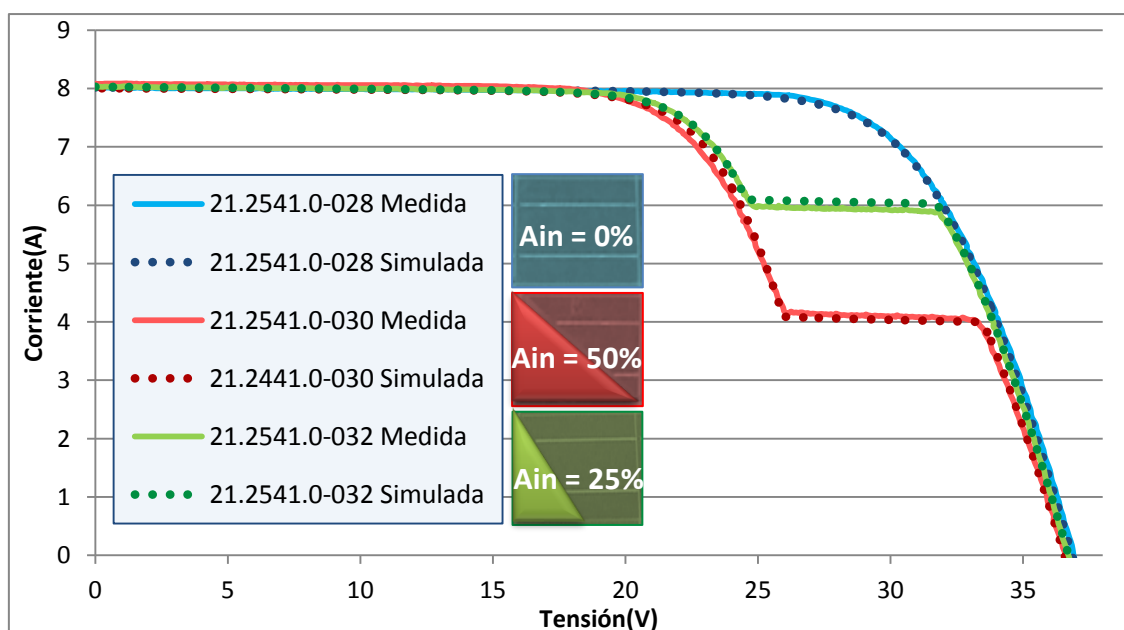


Figura 73: Curvas IV a STC medidas y simuladas de los módulos de la familia 21.2541.0 a monitorizar

Siguiendo la metodología planteada, se han calculado las curvas de mérito corregidas para una temperatura de 25°C de los módulos a partir de los datos monitorizados y se han comparado con las curvas obtenidas con los datos de simulación.

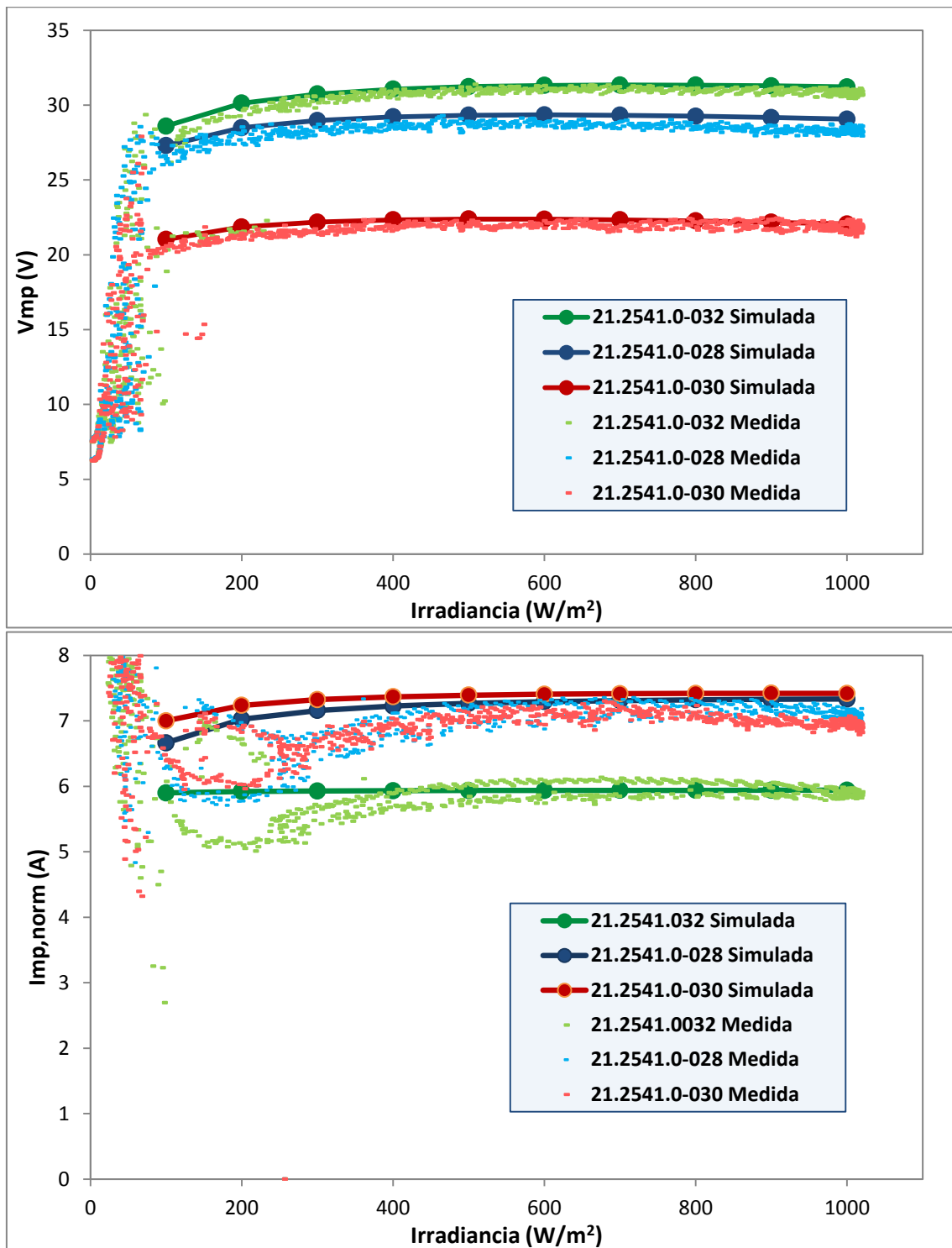


Figura 74: Curvas de mérito monitorizadas y simuladas de los módulos 28, 30 y 32 de la familia 21.2541.0

Al igual que en el caso del PID, las curvas de mérito obtenidas de los datos monitorizados se aproximan a las obtenidas mediante simulación. Para bajos valores de irradiancia, el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) presenta dificultades para operar correctamente y

produce oscilaciones que afectan sobre todo en el caso de la corriente. En cualquier caso, el comportamiento es el mismo, ya que los módulos 21.2541.0-028 y 21.2541.0-30 ($A_{in}=50\%$) trabajan con una corriente similar y el módulo 21.2541.0-032 ($A_{in}=25\%$) trabaja con un valor de corriente inferior. De estas gráficas se deduce, por lo tanto, que el módulo 21.2541.032 trabaja en la *zona 1* descrita previamente, mientras que el módulo 21.2541.0-030 trabaja en la *zona 3*.

Por otro lado, en la figura 75 se representan las tensiones de los módulos a lo largo del día simulado junto con la irradiancia. Tal y como se puede observar, el módulo 21.2541.0-032 comienza trabajando en la *zona 1* del módulo, ya que sus tensiones de operación inicialmente son inferiores a las del módulo 21.2541.0-028 (sin sombrear). En un momento determinado ($\approx 7h$), el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) detecta que existe un punto de operación en el que se puede generar una potencia mayor potencia, y se produce un “salto de tensión”. Esto se debe a la presencia de dos puntos de máxima potencia en el módulo característica que, en ausencia de sombras, indica la presencia de áreas inactivas.

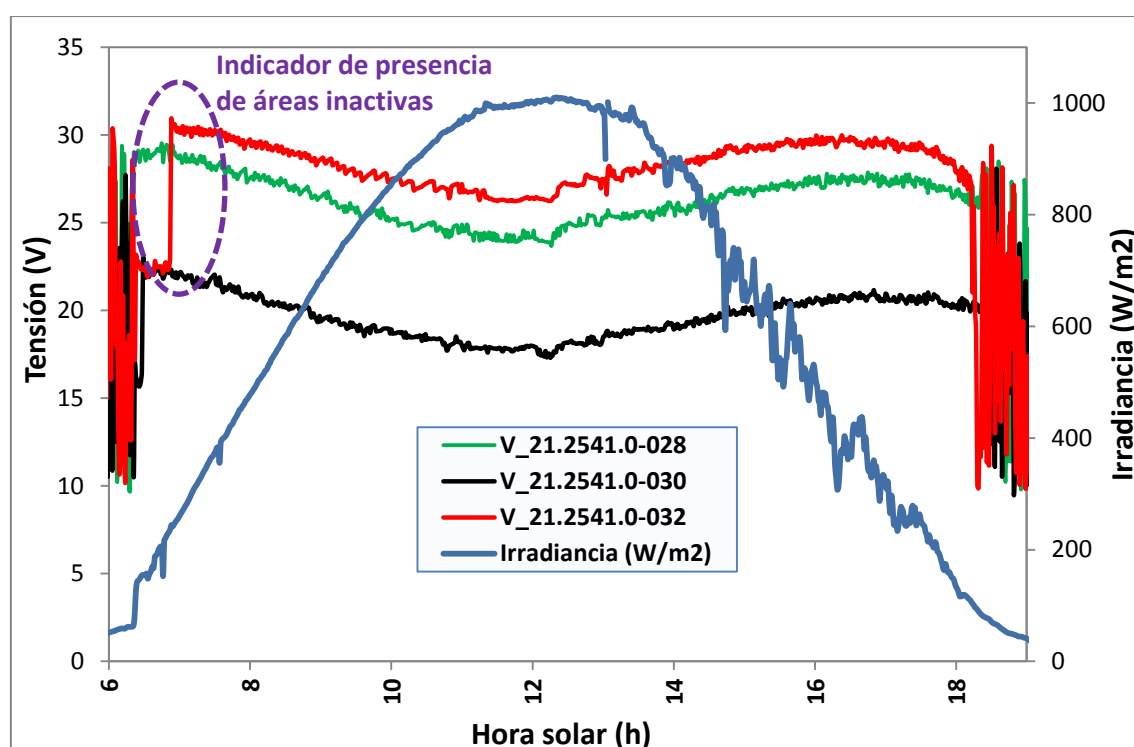


Figura 75: Variación de la tensión de los módulos monitorizados y valor de irradiancia medido a lo largo del día

5.3. ETAPA DE IDENTIFICACIÓN DE FALLOS EN CAMPO

Para el caso final de una instalación FV real, una vez realizado el proceso de análisis de datos monitorizados en paralelo con el proceso de simulación de la tipología de módulos y ramas de la instalación, el último paso sería desplazarse a la propia instalación para verificar la presencia real de algún módulo “defectuoso” en las ramas en las que el programa de análisis desarrollado haya detectado la potencial presencia de uno o varios de estos módulos. Para llevar a cabo esta inspección final en campo, se hará uso de distintas herramientas de caracterización que permitan detectar qué es exactamente lo que altera el funcionamiento

normal de la instalación, así como tratar de cuantificar la gravedad del problema existente. Durante el presente proyecto se han realizado pruebas experimentales con algunas de estas técnicas (ej: termografía) y se ha colaborado además en el desarrollo técnico de otras herramientas (ej: electroluminiscencia en campo, trazado de curvas I-V en oscuridad, etc.) de gran utilidad para la detección de defectos en campo.

5.3.1. Termografía en campo

La utilización durante un día soleado y claro de una cámara termográfica de alta resolución para la detección de los módulos dañados es la forma más rápida de identificar cuáles son los módulos que pueden estar provocando el comportamiento inadecuado en el *string*. Se trata de una medida sencilla y relativamente rápida que sirve para detectar defectos muy graves y en la mayoría de ocasiones se necesitarán técnicas adicionales de caracterización para establecer la naturaleza y origen del defecto que está causando ese comportamiento anómalo. De la misma forma, la necesidad de realizar medidas en unas condiciones estables de alta irradiancia para obtener unos resultados fiables, limita el número de horas diarias para su aplicación.

Un módulo que opera con una distribución homogénea de irradiancia puede tener una diferencia entre la temperatura de una zona y otra del módulo de unos pocos grados. Sin embargo, cuando se analiza con termografía un módulo con defectos, las variaciones de temperatura pueden ser mucho mayores [15].

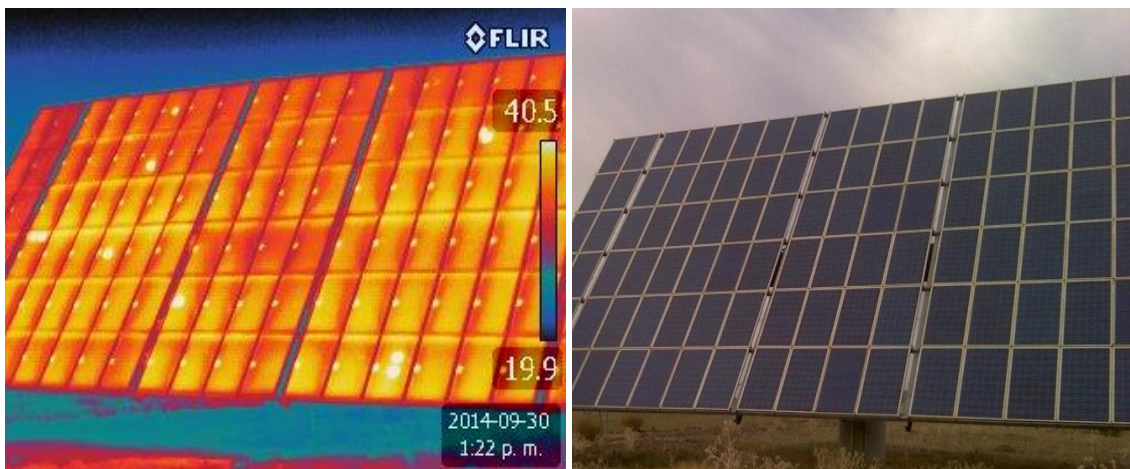


Figura 76: Ejemplo real de módulos defectuosos detectados mediante termografía en una instalación

De esta manera, los módulos que operen con zonas claramente más calientes que el resto o que presenten un gradiente interno muy alto de temperatura (ej: >20°C) entre unas células y otras, serán aquellos en los que se deba prestar especial atención y realizar los análisis posteriores.

Además, en función de cómo sea la distribución de temperatura en el módulo, se puede llegar a identificar el tipo de fallo que se tiene presente. En la tabla 8 se muestra una descripción de la influencia que presentan los principales defectos estudiados en este documento en la distribución de calor del módulo.

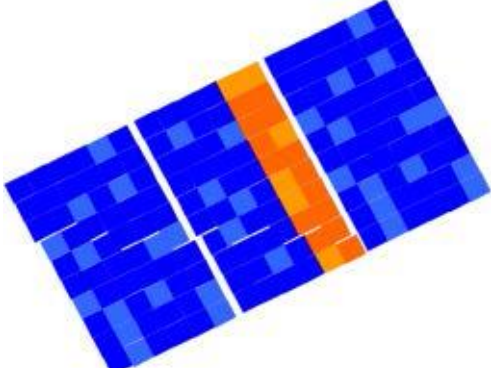
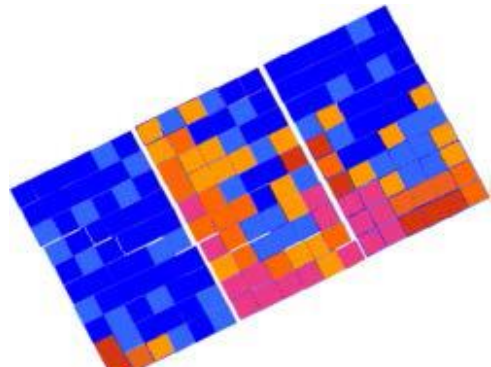
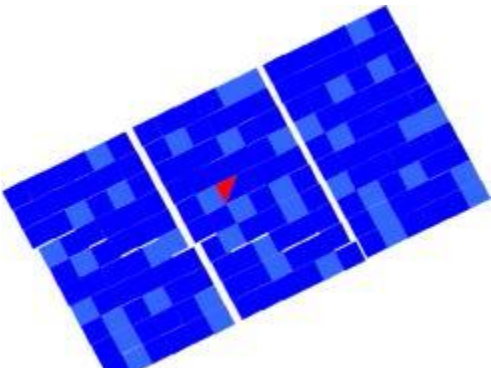
Defecto	Descripción	Distribución de calor
Desconexión de una rama	Una rama o sub-string del módulo se encuentra con temperaturas superiores a las demás	
Degradación inducida por potencial (PID)	Diferencia apreciable entre la temperatura de las células de un mismo módulo, donde las células de la parte inferior del módulo y cercanas al marco están más calientes que las células superiores y del centro	
Grieta de tipo C en una célula	Parte de una célula con una temperatura superior al resto del módulo	

Tabla 8: Resumen de la identificación de los distintos fallos mediante termografía [15]

Además, si se tiene un módulo con un área inactiva que hace trabajar al módulo en la zona 2, esa célula estará disipando parte de potencia y se calentará por encima de las demás. Cuando se tiene un string de módulos, se obligará al módulo con área inactiva a trabajar en la zona 2.

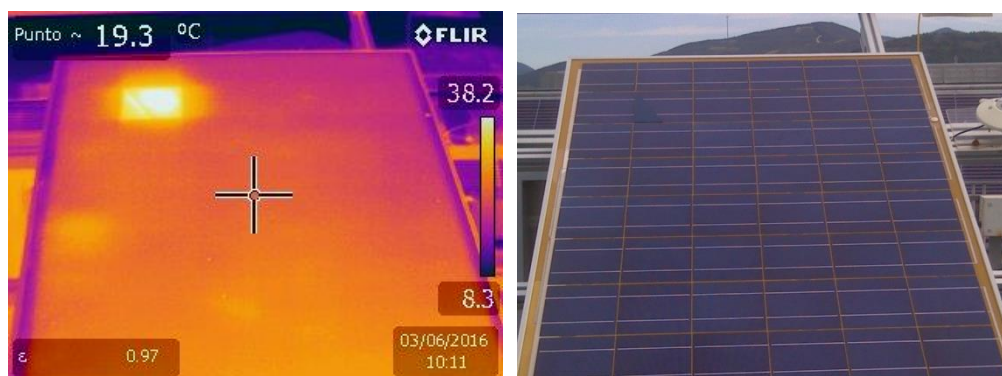


Figura 77: Imagen de termografía en la que la célula con área inactiva se calienta por encima de las demás

5.3.2. Desarrollo de software para la realización de ensayos en campo

Habitualmente, y debido a dificultades en la medición o a limitaciones de los equipos utilizados, la toma de imágenes de termografía en campo no es suficiente para determinar el tipo de defecto de los módulos calientes. Por eso, durante el presente proyecto se desarrollarán programas (utilizando la plataforma de *LabVIEW*) para la realización de distintos ensayos en campo que contribuyan a la detección de módulos defectuosos.

La idea es que estos programas se utilicen en equipos portátiles de medida que agrupen, de forma compacta, un generador de energía que bien puede ser un grupo electrógeno o un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI), fuentes de alimentación, un ordenador portátil y una cámara de electroluminiscencia equipada con los filtros adecuados.

5.3.2.1. Software para medición de la curva de oscuridad

La curva de oscuridad sirve como herramienta para identificar módulos con una curva IV alterada debido a la presencia de determinados tipos de defectos. El tratarse de una medida realizada en condiciones de “oscuridad” la convierte en una herramienta útil ya que puede realizarse en cualquier momento del día (tapando temporalmente el módulo a medir) o de la noche, independientemente de las condiciones climáticas externas que son una variable imposible de controlar y difícil de predecir. De la misma forma, al tratarse de una medida en “oscuridad”, su aplicación no resulta útil para detectar defectos que afecten a la corriente de cortocircuito de las células (ej: zonas aisladas por grietas), pero sí puede ser utilizada para detectar defectos que afecten a la resistencia paralelo (ej: presencia de PID) o a la resistencia serie (ej: problemas en la soldadura de los *tabbings*).

Para ello, se ha desarrollado una aplicación con *LabVIEW* que permite controlar fuentes del fabricante *XANTREX* y comunicarse con el ordenador portátil mediante un cable GPIB-USB. Una de las funciones de esta aplicación es trazar la curva de oscuridad de un módulo. En el ANEXO 3 se muestra toda la información en relación a la aplicación desarrollada con *LabVIEW*.

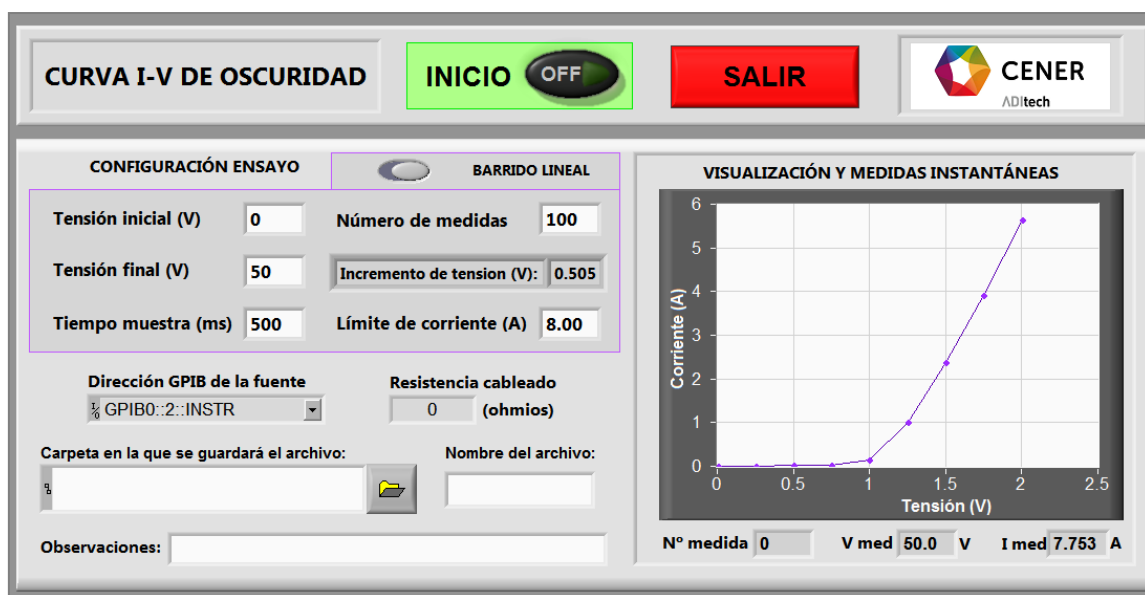


Figura 78: Panel frontal del programa de trazado de la curva IV de oscuridad

El funcionamiento del programa de medición de la curva de oscuridad se basa en realizar un barrido de tensión configurado previamente y medir, para cada punto, la tensión y la corriente que entrega la fuente. La configuración del ensayo y los valores medidos se guardan en un archivo de texto en el ordenador. Además de permitir variar convenientemente los parámetros de ensayo, el programa desarrollado incluye la opción de realizar un barrido lineal o logarítmico si se desea una mayor resolución en el rango alto de tensiones.

A continuación se muestran varios ejemplos de ensayo de curva de oscuridad utilizando este software. Los módulos utilizados para este caso son el 41.0001.0-003, sin defectos, el módulo 41.0001.0-002, con mucho PID, y el módulo 41.0001.0-004, con PID y una Rs alta. En los resultados se puede apreciar que el aumento de la pendiente inicial en los módulos con PID, y una menor pendiente final en el caso del módulo con mucha resistencia serie.

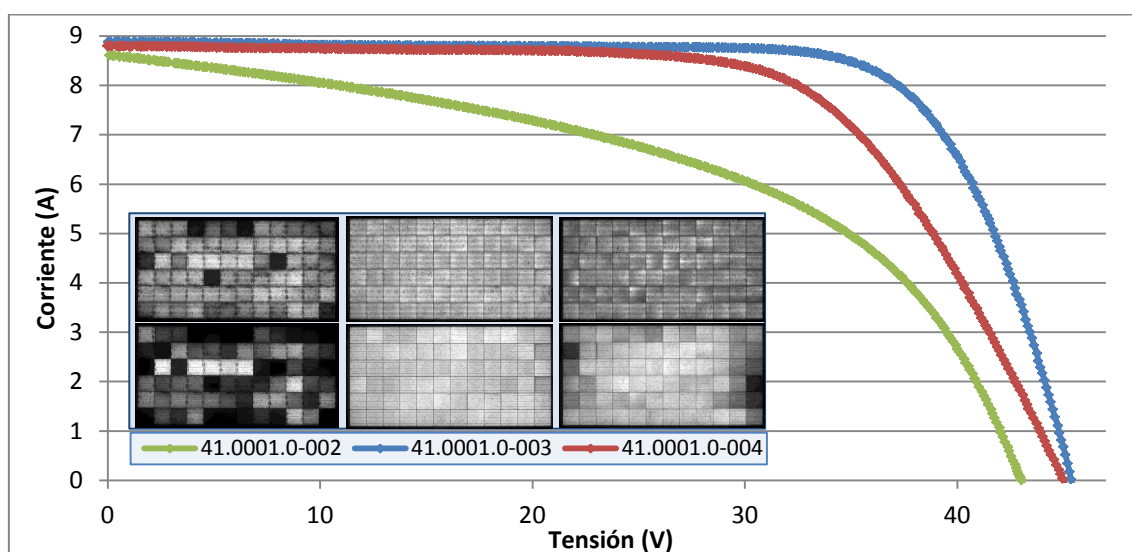


Figura 79: Curvas IV de iluminación de los módulos 41.0001.0-003 (sin fallo), 41.0001.0-004 (con poco PID y Rs alta) y 41.0001.0-002 (con mucho PID)

Las características que identifican los defectos en la curva IV de iluminación se aprecian también en las curvas de oscuridad.

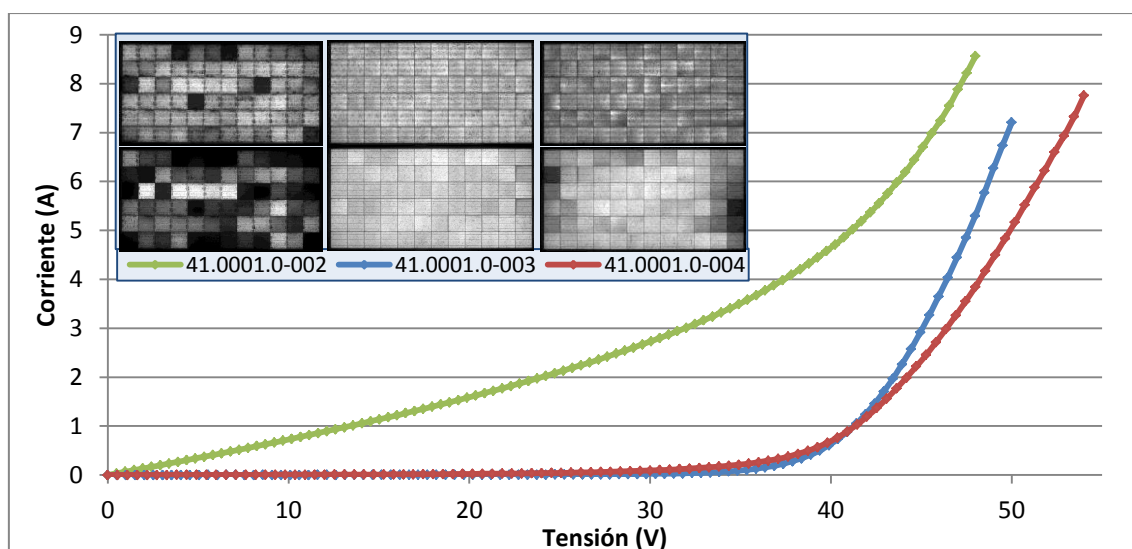


Figura 80: Curvas IV de oscuridad de los módulos 41.0001.0-003 (sin fallo), 41.0001.0-004 (con poco PID y Rs alta) y 41.0001.0-002 (con mucho PID) trazadas con la aplicación de LabVIEW

A pesar de que no se utiliza un sistema de adquisición de datos preciso para la medición de la tensión y la corriente, en los resultados se pueden analizar perfectamente las anomalías de la curva IV del módulo en función de cómo sea la curva, tal y como se observa en la figura 80. De esta forma, se comprueba que el software para la medida de curvas de oscuridad es perfectamente válido para la identificación de fallos que alteren la forma de la curva característica IV del módulo.

Instalando los drivers de *RunTime Engine* de *National Instruments* en un ordenador portátil, bastará con guardar un archivo ejecutable del programa de *LabVIEW* y copiarlo a dicho ordenador portátil para poder realizar el ensayo.

5.3.2.2. Software para la toma de imágenes de electroluminiscencia

Aunque la electroluminiscencia (EL) es una herramienta que requiere normalmente entornos oscuros para poder ser utilizada, la adaptación de distintas técnicas de detección ha hecho que sea posible su utilización para identificar defectos incluso en condiciones de iluminación medias-bajas.

En CENER se ha optado por implementar la técnica de detección mediante *Lock-in* en la medida de electroluminiscencia, de la misma forma que se utiliza con la termografía, para tratar de obtener una imagen final más clara con la cámara de electroluminiscencia. Con esta técnica se trata de impedir que la luz ambiental enmascare por completo la luminiscencia emitida por el módulo FV (varios órdenes de magnitud inferior a la irradiancia solar). Además, para posibilitar la medida de electroluminiscencia en condiciones de iluminación, a la técnica de lock-in se añaden también filtros ópticos paso banda que dejen pasar sólo las longitudes de onda donde se localiza la electroluminiscencia de los módulos de silicio cristalino (1000nm – 1200nm).

La aplicación de la técnica de lock-in en este caso se basa en tomar una imagen durante el semiperiodo $T1$ en el que se alimenta el módulo con una corriente I_{sc} , y otra imagen durante el semiperiodo $T2$ en el que se impone corriente nula por el módulo. Una vez que se tienen las dos imágenes de cada periodo se realiza la resta y se obtiene únicamente la diferencia lumínica provocada por la corriente que circula por el módulo. La repetición de este proceso de medida permite aumentar enormemente la relación señal-ruido de la imagen final obtenida y obtener así una medida de electroluminiscencia precisa incluso en condiciones de iluminación.

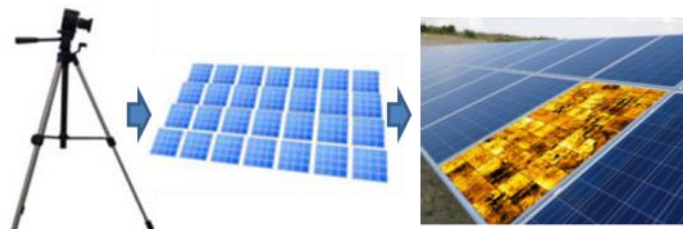


Figura 81: Esquema de medición de EL en campo

Actualmente en CENER se dispone de una primera versión de un programa de *LabVIEW* para realizar este tratamiento de imágenes de electroluminiscencia. Este programa se tomará de base para la realización de ensayos y futura mejora.

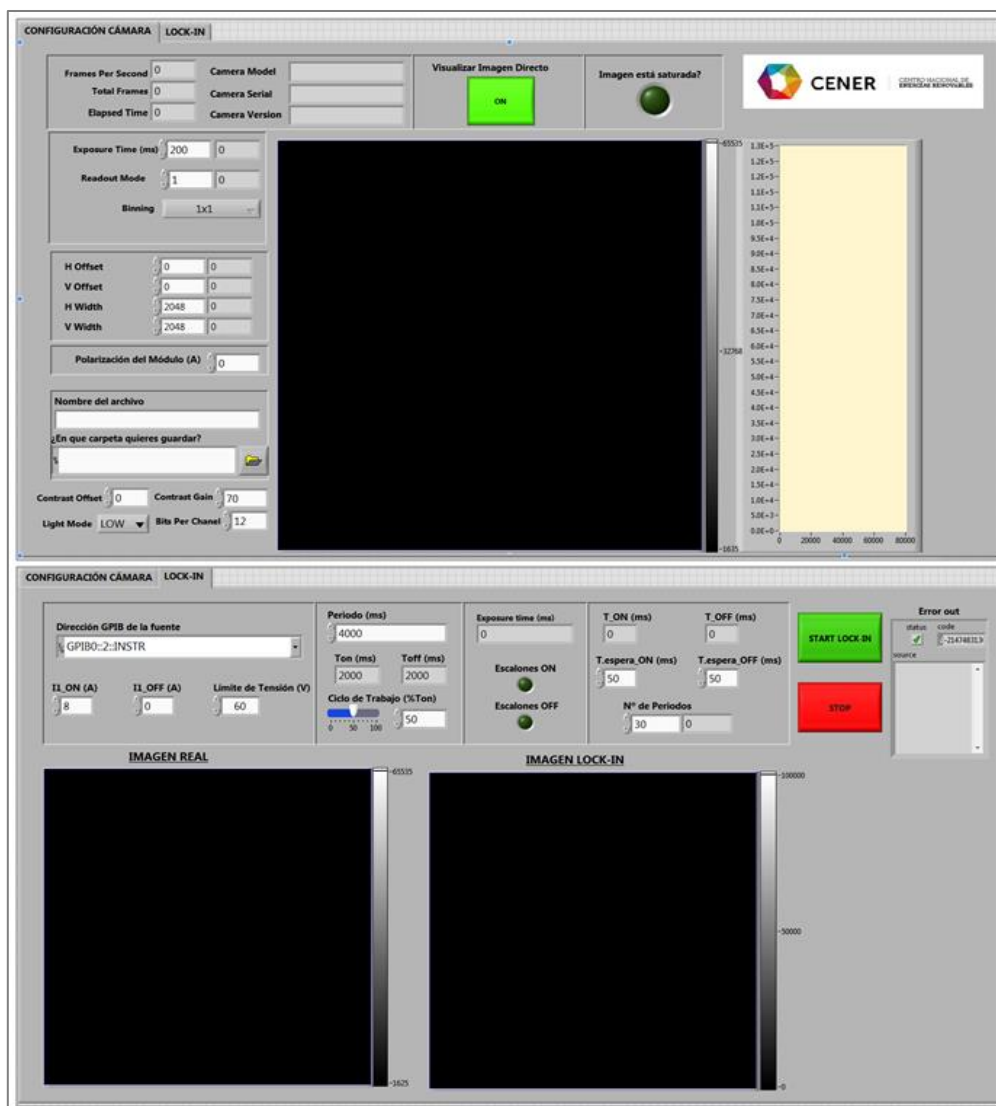


Figura 82: Panel frontal del software de *Lock-in* de la cámara de electroluminiscencia (pestañas de configuración de la cámara y lock-in)

Con el fin de estudiar la velocidad de medida y la calidad de las imágenes obtenidas, se realizan una serie de ensayos con la primera versión del software en distintas configuraciones de parámetros y ensayos. El material utilizado para el ensayo es el módulo 21.2472.0-002, la cámara EL 5110/CVS-002 (CMOS – 2048 * 2048 píxeles) y los filtros ópticos 5110/FOP-001 y 5110/FOP-002.

Ensayo 1: Medida en laboratorio con un único filtro y distintos parámetros

Para estas medidas, el módulo a ensayar se coloca en el interior del laboratorio junto a una de las ventanas que permiten la introducción de un nivel medio de irradiancia en la medida.

En primer lugar se realiza un ensayo en el que se compararán los tiempos de medida con distintas configuraciones de parámetros. Se estudiará qué reducción de tiempos se puede obtener variando el parámetro de *Binning*, que básicamente lo que hace es agrupar píxeles adyacentes, aumentando así el nivel de luz recibido por la cámara a costa de disminuir la resolución final.



Figura 83: Configuración de módulo y cámara para la realización de los ensayos 1 y 2

→ **Prueba 1A:** $I_{POL}=9.0A$; $T_{EXP}=200ms$; Binning=1; N° periodos=50

```

ELECTROLUMINISCENCIA
Hora inicio: 15:44:54
Fecha: 26/04/2016
Nombre Proyecto: Pr-1 200ms

CONFIGURACIÓN CÁMARA
Contrast Offset:0
Light Mode:1
Exposure Time (s):200,00
Contranst Gain:70
Readout Mode:1
Bits Per Chanel:12
Binning:1

CONFIGURACIÓN LOCK-IN
I1_ON (A):9,00
I1_OFF (A):0,00
Límite de Tensión (V):60
Periodo (ms):1000
Nº de Periodos:50
Ton (ms):500
Toff (ms):500
T.espera_on (ms):50
T.espera_off (ms):50
T_ON (ms):1001
T_OFF (ms):942
    
```

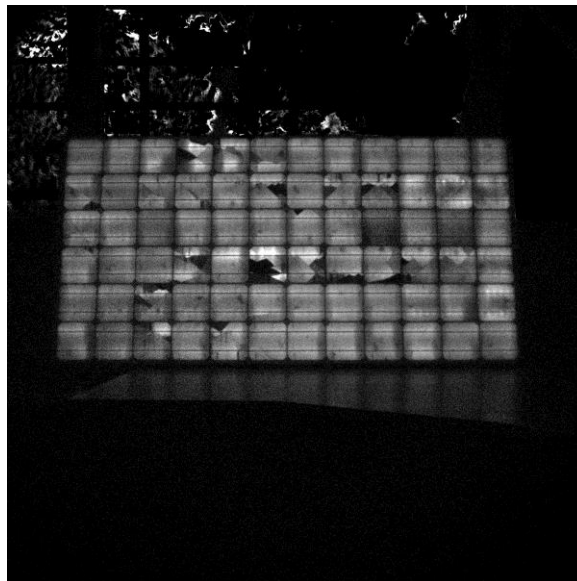


Figura 84: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 1A

Nótese que, a pesar de que se han establecido 500ms de límite para los semiperiodos Ton y Toff, en la práctica ha tardado 1001ms y 942ms respectivamente. Esto se debe a que el propio programa necesita un tiempo superior al establecido para poder realizar la toma y tratado de imágenes. El **tiempo total** de obtención de la imagen de electroluminiscencia ha sido de **110s**.

→ **Prueba 1B:** $I_{POL}=9.0A$; $T_{EXP}=50ms$; Binning=2; N° periodos=50

```

ELECTROLUMINISCENCIA
Hora inicio: 15:50:59
Fecha: 26/04/2016
Nombre Proyecto: Pr-2 200ms

CONFIGURACIÓN CÁMARA
Contrast offset:0
Light Mode:1
Exposure Time (s):50,00
Contranst Gain:70
Readout Mode:1
Bits Per Chanel:12
Binning:2

CONFIGURACIÓN LOCK-IN
II_ON (A):9,00
II_OFF (A):0,00
Límite de Tensión (v):60
Periodo (ms):1000
N° de Periodos:50
Ton (ms):500
Toff (ms):500
T.espera_on (ms):50
T.espera_off (ms):50
T_ON (ms):449
T_OFF (ms):427
    
```

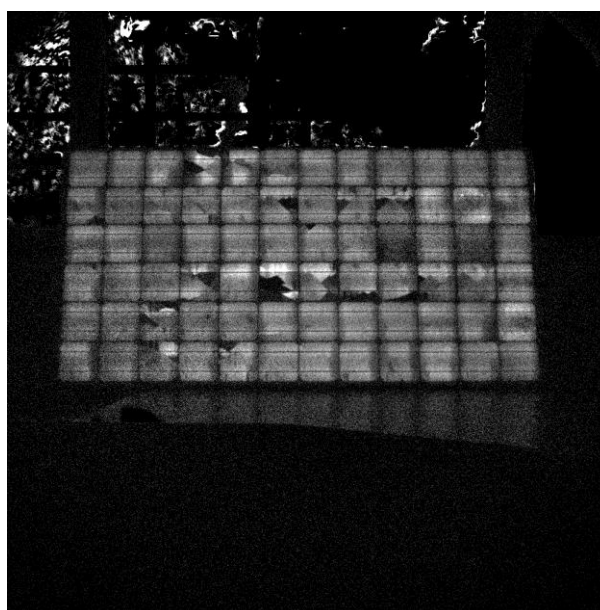


Figura 85: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 1B

Al aumentar el *Binning* de a 2, se pierde resolución en la imagen pero se gana velocidad. El tiempo de exposición también tiene que ser menor para que la cámara no sature. Además, al bajar la resolución a la mitad, los tiempos de Ton y Toff también bajan en la misma medida y el tiempo total es de 50s.

→ **Prueba 1C:** $I_{POL}=9.0A$; $T_{EXP}=15ms$; Binning=4; N° periodos=50

```

ELECTROLUMINISCENCIA
Hora inicio: 15:54:10
Fecha: 26/04/2016
Nombre Proyecto: Pr-3 15ms

CONFIGURACIÓN CÁMARA
Contrast offset:0
Light Mode:1
Exposure Time (s):15,00
Contranst Gain:70
Readout Mode:1
Bits Per Chanel:12
Binning:4

CONFIGURACIÓN LOCK-IN
II_ON (A):9,00
II_OFF (A):0,00
Límite de Tensión (v):60
Periodo (ms):1000
N° de Periodos:50
Ton (ms):500
Toff (ms):500
T.espera_on (ms):50
T.espera_off (ms):50
T_ON (ms):391
T_OFF (ms):380
    
```

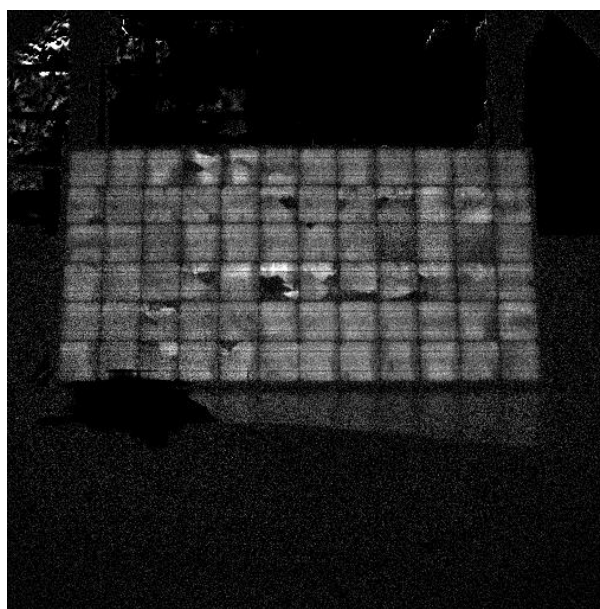


Figura 86: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 1C

Por último, al aumentar el *Binning* a 4, se consigue reducir nuevamente el tiempo de Ton y Toff, aunque la proporción en este caso no se mantiene. El tiempo total se ha mantenido en 50s porque es el tiempo que se ha fijado. Es decir, si el tratamiento de imágenes se realiza en

un tiempo inferior, el programa espera hasta completar el tiempo establecido. El tiempo de exposición se baja al mínimo y en consecuencia la imagen también pierde calidad.

→ **Prueba 1D:** $I_{POL}=9.0A$; $T_{EXP}=200ms$; Binning=1; Nº periodos=50; Imagen recortada

```

ELECTROLUMINISCENCIA
Hora inicio: 16:08:40
Fecha: 26/04/2016
Nombre Proyecto: Pr-5 200ms

CONFIGURACIÓN CÁMARA
Contrast offset:0
Light Mode:1
Exposure Time (s):200,00
Contranst Gain:70
Readout Mode:1
Bits Per Chanel:12
Binning:1

CONFIGURACIÓN LOCK-IN
I1_ON (A):9,00
I1_OFF (A):0,00
Límite de Tensión (V):60
Periodo (ms):1000
Nº de Periodos:50
Ton (ms):500
Toff (ms):500
T.espera_on (ms):50
T.espera_off (ms):50
T_ON (ms):824
T_OFF (ms):786
    
```

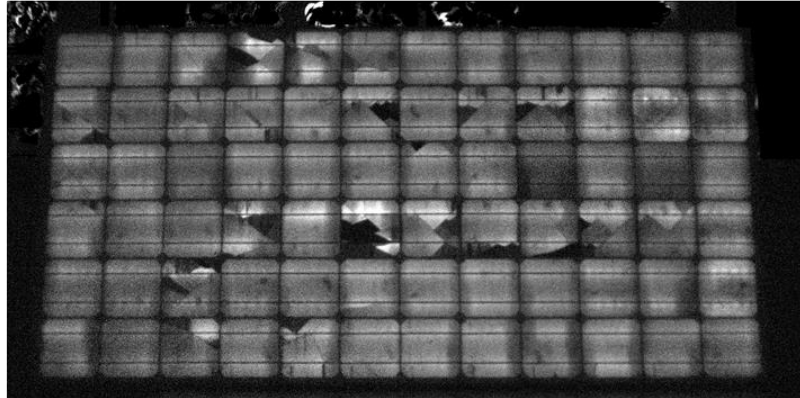


Figura 87: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 1D

Por último, el programa permite realizar un recorte de la imagen tomada para quedarse únicamente con los píxeles que contienen información relevante. Así, al recortar la imagen se realiza la medida en **100ms**, consiguiendo una reducción de 10 s.

Ensayo 2: Medida en laboratorio con dos filtros y distintos parámetros

El método de trabajo con la cámara hasta ahora ha sido mediante el uso de un único filtro óptico. En este ensayo se probarán dos filtros ópticos en serie, tratando de ver si existe una mejora real al utilizar la atenuación de dos filtros en vez del de uno solo.

→ **Prueba 2A:** $I_{POL}=9.0A$; $T_{EXP}=300ms$; Binning=1; Nº periodos=50

```

ELECTROLUMINISCENCIA
Hora inicio: 16:54:14
Fecha: 26/04/2016
Nombre Proyecto: Pr-1 300ms

CONFIGURACIÓN CÁMARA
Contrast offset:0
Light Mode:1
Exposure Time (s):300,00
Contranst Gain:70
Readout Mode:1
Bits Per Chanel:12
Binning:1

CONFIGURACIÓN LOCK-IN
I1_ON (A):9,00
I1_OFF (A):0,00
Límite de Tensión (V):60
Periodo (ms):1000
Nº de Periodos:50
Ton (ms):500
Toff (ms):500
T.espera_on (ms):50
T.espera_off (ms):50
T_ON (ms):1227
T_OFF (ms):1145
    
```

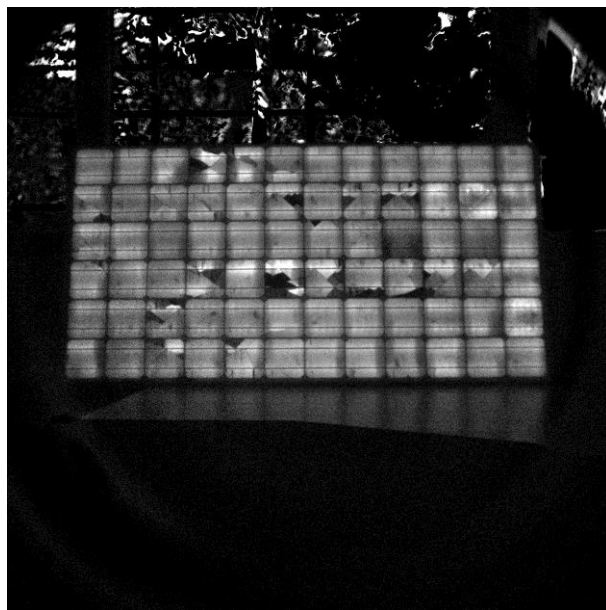


Figura 88: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 2A

El hecho de colocar dos filtros en serie permite aumentar el tiempo de exposición, lo que significa poder utilizar un mayor tiempo de medida sin llegar a la saturación, lo que produce una mejor resolución de la imagen final. El **tiempo total** de la medida ha sido de **130s**.

→ **Prueba 2B: $I_{POL}=9.0A$; $T_{EXP}=75ms$; Binning=2; N° periodos=50**

```

ELECTROLUMINISCENCIA
Hora inicio: 16:59:59
Fecha: 26/04/2016
Nombre Proyecto: Pr-2 75ms

CONFIGURACIÓN CÁMARA
Contrast offset:0
Light Mode:1
Exposure Time (s):75,00
Contranst Gain:70
Readout Mode:1
Bits Per Chanel:12
Binning:2

CONFIGURACIÓN LOCK-IN
II_ON (A):9,00
II_OFF (A):0,00
Límite de Tensión (V):60
Periodo (ms):1000
Nº de Periodos:50
Ton (ms):500
Toff (ms):500
T.espera_on (ms):50
T.espera_off (ms):50
T_ON (ms):408
T_OFF (ms):408
    
```



Figura 89: Parámetros de ensayo y resultados del ensayo 2B

Al igual que ocurría con un solo filtro, aumentar el *Binning* significa reducir el tiempo de ensayo. En este caso se ha realizado la medida en 50s, sin superar el límite establecido.

Ensayo 3: Medida en exterior

Por último, se prueba el equipo en el exterior, simulando la medida real de un módulo en campo. El ensayo se ha realizado un día soleado y sin nubes (24-4-2016) y en la parte central del día donde se alcanzaron valores de irradiancia global entre $900-1000W/m^2$. A pesar de utilizar los dos filtros y el sistema *Lock-in*, la cámara saturaba como consecuencia de la radiación directa del sol. Para evitar este efecto, se ha optado por eliminar la componente directa del sol en la lente de la cámara utilizando una especie de “visera” para la cámara.

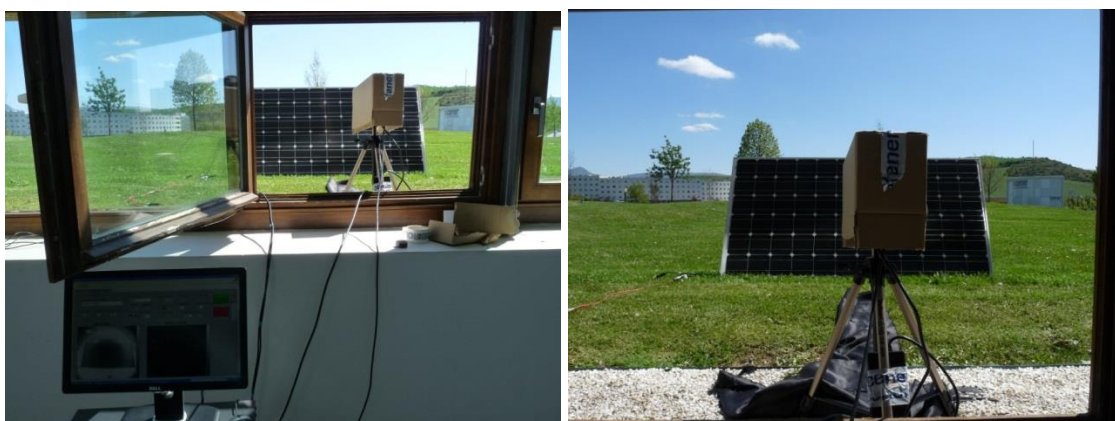


Figura 90: Configuración del ensayo de electroluminiscencia en el exterior

Dada la intensidad de luz, se ha tenido que reducir considerablemente el tiempo de exposición, 15ms, para evitar que la cámara saturara. Para mantener el máximo nivel de resolución, se fija el *Binning* en 1, se aumenta la corriente a 10A y se aumenta el número de periodos hasta 1000.

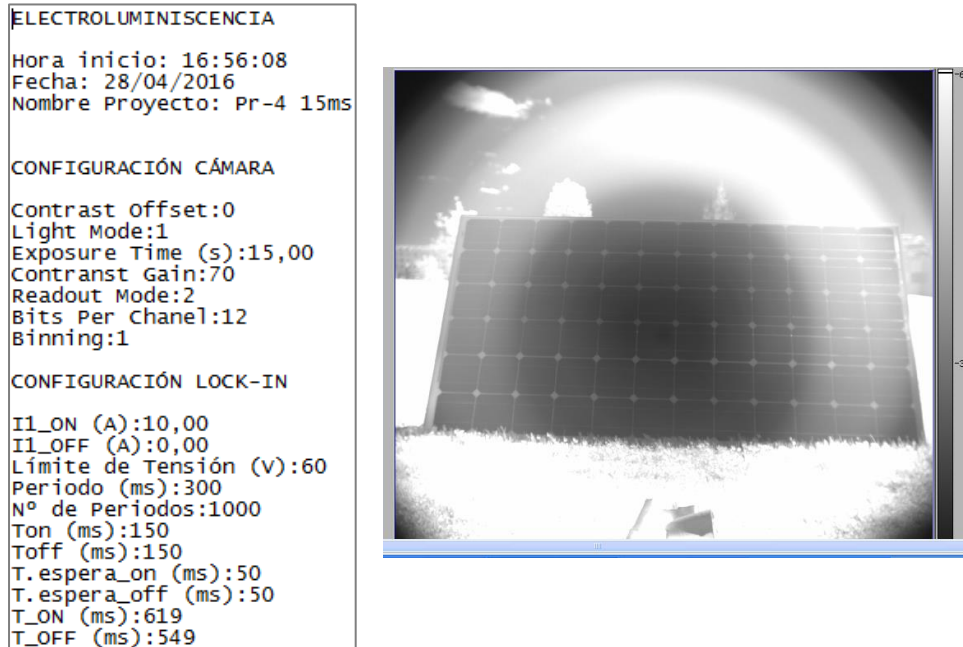


Figura 91: Parámetros del ensayo de electroluminiscencia e imagen visible de la cámara durante el ensayo

Tras **20 minutos** de medida, aproximadamente, la imagen medida por la cámara es lo suficientemente buena como para poder identificar las grietas del módulo.

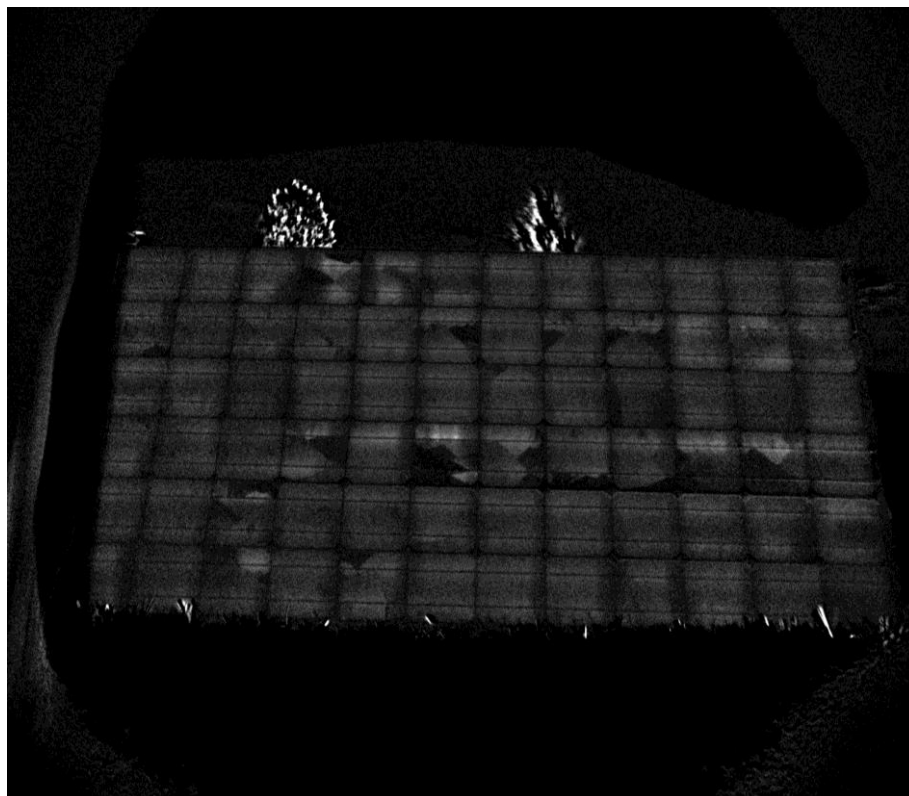


Figura 92: Imagen obtenida mediante Lock-in en el ensayo realizado en el exterior

Conclusiones y limitaciones del sistema de medida de electroluminiscencia en el exterior

Tras los ensayos realizados se tienen las siguientes conclusiones en relación con el software de medida de electroluminiscencia disponible en CENER.

- El tiempo de captura de las imágenes depende del nº total de píxeles.
- A máxima resolución (2048x2048 píxeles), el tiempo de captura de cada imagen es de alrededor de 1 segundo ($\approx 700\text{ms}$ por encima del tiempo de exposición).
- La calidad de imagen final con Binning-1 es bastante mejor, aunque el tiempo de medida también se aumenta considerablemente.
- Eliminando la componente directa del sol en la cámara y ajustando el tiempo de exposición al mínimo, es posible realizar la medida de electroluminiscencia con gran irradiancia ($\approx 900\text{W/m}^2$), a pesar de necesitar para ello una cantidad de tiempo importante.

Las limitaciones que muestra actualmente este sistema están directamente relacionadas con el tiempo de medida. Es posible realizar la medición, pero el tiempo necesario para la toma de imágenes, sumado el tiempo de montaje y ajuste del equipo, limita la competitividad del sistema planteado.

Por lo tanto, será necesaria la revisión del software con el objetivo de estudiar los tiempos de ejecución de cada acción y buscar métodos de toma de imágenes más rápidas y eficientes.

Actualmente se han realizado pruebas tomando múltiples *frames* por medida en modo de secuencia, obteniendo resultados satisfactorios. Por lo tanto, y a falta de integrar esta opción en el software, todo indica que se conseguiría reducir el tiempo de toma de imágenes considerablemente utilizando esta configuración.

6. CONCLUSIONES

A lo largo del presente trabajo fin de máster se han realizado distintos análisis sobre la influencia e identificación de los distintos tipos de defectos que pueden aparecer en módulos FV dentro de una instalación fotovoltaica real.

Como primer paso de dicho estudio, se ha partido del software de simulación de circuitos eléctricos PSIM para crear un modelo de simulación para módulos e instalaciones fotovoltaicas. Tras crear varios modelos de simulación de módulos existentes en CENER, se han realizado una serie de ensayos y simulaciones a distintas temperaturas e irradiancias, de los cuales *se ha concluido que el funcionamiento del modelo creado es válido para su posterior utilización.*

Dado que existen numerosos tipos de defectos que pueden afectar de una forma u otra a una instalación fotovoltaica, se han elegido aquellos cuya influencia en términos de potencia son mayores. Así, una vez validado el simulador, se han realizado una serie de modificaciones con las que *se ha conseguido modelar los defectos de grietas, degradación inducida por potencial (PID) y desconexión de una rama*, para profundizar el análisis sobre el impacto los fallos seleccionados. Estos modelos de simulación de los distintos tipos de defectos han sido validados utilizando para ello medidas de módulos reales disponibles en CENER y cuyos defectos han sido perfectamente caracterizados previamente.

Con el fin de detectar la presencia de estos potenciales defectos en una instalación real, se han creado modelos de simulación de módulos reales, agrupados en serie, para simular la tipología típica de las ramas de una instalación. Una vez introducido el defecto a analizar en uno o varios módulos de la rama simulada, el modelo creado se somete a una serie de simulaciones en distintas condiciones de irradiancia y temperatura. A partir de los resultados obtenidos con estas simulaciones, se ha desarrollado una metodología de identificación de defectos mediante la creación de unas curvas de mérito obtenidas con los parámetros de funcionamiento. En dichas curvas de mérito se han identificado patrones que se repiten para cada tipo de fallo en distintas configuraciones, pudiendo ser capaces así de identificar los distintos tipos de fallos a partir del análisis de datos reales monitorizados en la propia instalación. Esta metodología, sin embargo, ha sido desarrollada con datos de simulaciones en los que no existen fuentes de error importantes y en caso de trabajar con medidas obtenidas en instalaciones reales se tendría una mayor distorsión de los resultados. Aún a falta de aplicar la metodología de detección desarrollada en el caso de una instalación FV real, los resultados obtenidos durante el presente proyecto son prometedores y parece justo *concluir que sería posible identificar potenciales fallos obteniendo únicamente la información de los puntos de trabajo* de los módulos.

Por último, en paralelo se ha trabajado también a nivel de desarrollo de software con el programa LabVIEW, con el objetivo de desarrollar programas que permitan la identificación de defectos a nivel de campo y sin necesidad de desmontar los módulos de su instalación. Por un lado, se ha creado un programa de trazado de la curva de oscuridad, cuyo funcionamiento ha sido probado y validado. Por otro lado, se ha trabajado con un programa de Lock-in para medidas de electroluminiscencia (EL) en campo con el que se ha conseguido obtener imágenes

en las que se pueden identificar defectos, como el caso de grietas, en módulos fotovoltaicos medidos en condiciones de alta irradiancia. Con la puesta en práctica de estos programas, unido el empleo de cámaras de termografía, *se concluye que es posible obtener información sobre los fallos que se tienen en los módulos de una instalación sin necesidad de desmontarlos*, consiguiendo así identificar y caracterizar los defectos en los módulos de una instalación fotovoltaica de una forma más rápida, eficiente y segura.

7. LÍNEAS FUTURAS

En relación al contenido de este documento, se debe decir que al tratarse de una temática tan extensa, el trabajo desarrollado en este proyecto es altamente ampliable. A continuación se puntualizan las líneas futuras que proyecta el trabajo para su futuro desarrollo.

En primer lugar, se deben analizar y mejorar las técnicas de detección de fallos propuestas durante las distintas fases de desarrollo del trabajo. Este sería el caso de la detección de fallos utilizando las curvas de mérito y el análisis de imágenes de electroluminiscencia utilizando el software de lock-in.

Para el caso de las curvas de mérito se deberá empezar por trabajar con datos de una instalación real, con el fin de validar la metodología y estudiar las dimensiones de instalación (número de módulos FV interconectados) para las cuales es factible detectar la presencia de defectos en módulos. Una vez conocido el alcance de detección, se deberán estudiar las alternativas en función de los resultados, ya sea aumentando la precisión en las medidas para reducir el efecto de las distintas fuentes de error o reagrupando los módulos para medidas de tensión y corriente alternativas. Una vez que se encontrasen los límites de este método y en caso de ser factible la identificación de fallos de esta forma, se tendría que configurar un programa de tratamiento de datos en función de la configuración de las medidas tomadas, para obtener las curvas de mérito automáticamente e identificar las anomalías en el comportamiento.

En cuanto al programa de detección lock-in para la toma de imágenes de electroluminiscencia, se debe revisar el funcionamiento de las distintas librerías que controlan la cámara para tratar de almacenar las imágenes en un *buffer* temporal de forma controlada, evitando procesar cada imagen durante el periodo de captación y reduciendo así considerablemente el tiempo necesario para la medida de cada módulo.

Para poder aplicar esta técnica para identificar los fallos de módulos en campo se debe preparar un rack con el equipo y los sistemas de alimentación necesarios, de forma que quede un sistema de medición compacto y autónomo.

Por último, se debe tener en cuenta que únicamente se ha realizado el análisis de tres de los fallos más característicos de la pérdida de potencia de una instalación fotovoltaica. Sin embargo, se podrían estudiar el resto de casos, para identificar cómo afectan a la reducción de potencia final y como se podrían detectar con los métodos que se han propuesto en el presente proyecto.

Por lo tanto, este trabajo fin de máster únicamente es un primer paso para el desarrollo de un sistema novedoso de detección de fallos en el que se deberá seguir profundizando para poder alcanzar su ejecución final.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme (IEA PVPS), «A Snapshot of Global PV (1992-2014),» 2015.
- [2] J. S. Hill, «GTM Predicts 55 GW Solar PV To Be Installed In 2015,» 17 Junio 2015. [En línea]. Available: <http://cleantechnica.com/2015/06/17/gtm-predict-55-gw-solar-pv-installed-2015/>.
- [3] C. Honsberg y S. Bowden, «PVEDUCATION,» [En línea]. Available: <http://www.pveducation.org/>. [Último acceso: Diciembre 2015].
- [4] J. Bishop, «Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits,» *Solar Cells*, vol. 25, nº 1, pp. 73-89, Junio 1988.
- [5] M. Eteiba, E. E. Shenawy, J. Shazly y A. Hafez, «A Photovoltaic (Cell, Module, Array) Simulation and Monitoring Model using MATLAB®/GUI Interface,» *International Journal of Computer Applications*, vol. 69, nº 6, 2013.
- [6] E. Lorenzo, F. Martínez y R. Moretón, «Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (XIV): El asunto de las células calientes,» *Era Solar: Energías renovables*, nº 153, 2009.
- [7] J. L. Crozier, E. v. Dyk y F. J. Vorster, «Characterization of cell mismatch in photovoltaic modules using electroluminescence and associated electro-optic techniques,» Port Elizabeth, 2012.
- [8] M. Kóntges, S. K.-S. I. Kunze, X. Breitenmoser y B. Bjorneklett, «Quantifying the risk of power loss in PV modules due to micro cracks,» de *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Valencia, 2010.
- [9] F. Martínez-Moreno, E. Lorenzo, J. Muñoz, R. Parra y T. Espino, «On-site tests for the detection of the potential induced degradation in modules,» de *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (PVSEC)*, Paris, 2013.
- [10] Advanced Energy Industries Inc, «Understanding Potential Induced Degradation,» AE Advanced Energy, 2013.
- [11] M. Sidrach-de-Cardona, P. Sanchez-Friera, M. Piliouguine, J. Pelaez, J. Carretero y L. Mora-Lopez, «Degradación de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino tras 12 años de operación en España,» de *IV conferencia Latino Americana de Energía Solar*, Cuzco, 2010.
- [12] N. Park y B. K. D. K. J.S. Jeong, «The effect of encapsulant discoloration and delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module,» de *Microelectronics Reliability*, Elsevier, 2013, pp. 1818-1822.

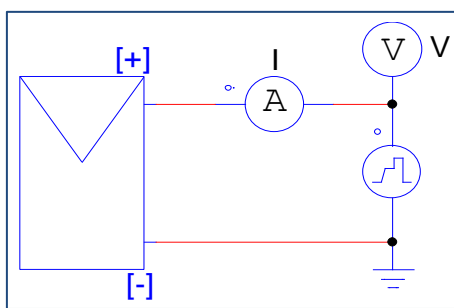
- [13] M. Muñoz, M. Alonso-García, N. Vela y F. Chenlo, «Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions,» de *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009.
- [14] LG- Energy, «www.lgenergy.com.au,» [En línea]. Available: <https://www.lgenergy.com.au/faq/beware-cheap-solar-systems/i-can-see-some-browning-or-yellowing-on-my-solar-panel-what-is-it>.
- [15] J. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, J. Ulrike, K. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu y M. Van-Isseghem, «Review of Failures of Photovoltaic Modules,» de *Performance and Reliability of Photovoltaic Systems*, 2014.
- [16] L. Ortega, «¿Qué son los Snail Trails en la energía solar?,» SEAS, 1 Diciembre 2013. [En línea]. Available: http://www.seas.es/blog/energias_renovables/que-son-los-snail-trails-en-la-energia-solar/.
- [17] M. Ezquer, J. Cuadra, J. Díaz, J. Moracho y A. Lagunas, «New Analytical Software for Electroluminescence Results Out of Patterns Identified after IEC-61215 Standard Tests,» de *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Frankfurt, 2012.
- [18] M. Ezquer y A. Lagunas, «Analysis and interpretation of results obtained from the characterization of 10 PV modules,» Sarriguren, 2013.
- [19] J. Cuadra, J. Díaz y A. Lagunas, «Test report nº: 30.2384.0-01-EN. Test results,» Sarriguren, 2014.
- [20] Powersim Inc., *PSIM Tutorial. How to Use Solar Module Physical Model*.
- [21] A. Burgers, J. Eikelboom, A. Schönecker y W. Sinke, «Improved treatment of the strongly varying slope in fitting solar I-V curves,» de *25th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, Washington DC, 1996.

ANEXO I: GUÍA DE SIMULACIÓN CON PSIM

SIMULAR CON PSIM

Una vez desarrollados los circuitos y subcircuitos que modelan el sistema fotovoltaico, se procede a la simulación del mismo. El módulo desarrollado representa los puntos de operación del sistema que de desee simular. Esto es, se puede imponer una tensión o una corriente, y modelo responderá dando el valor de corriente o tensión correspondiente a la curva de trabajo de cada módulo.

Por lo tanto, una forma de caracterizar los módulos bajo distintas condiciones es calcular la curva IV. Esto se puede realizar utilizando el bloque *Piecewise Linear* de corriente o de tensión para realizar el barrido de una de las variables y midiendo, en todo momento, la tensión con un voltímetro y la corriente con un amperímetro.



Anexo I, Fig. 1: Fuente de tensión y sensores para realizar la curva IV del modelo

En ocasiones, interesa realizar el barrido de algún parámetro para estudiar los comportamientos del módulo. Para realizar estos barridos, PSIM incorpora la herramienta *Parameter Sweep* (situada en *Elements/Other*).

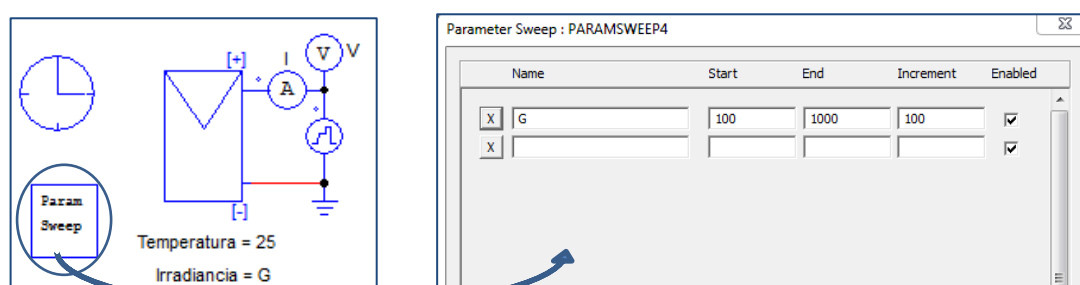


Figura 93: Barrido de datos con la herramienta *Parameter Sweep*

En el cuadro de la herramienta habrá que especificar valor de inicio, valor final e incremento del mismo. El programa realiza, para cada valor del *ParamSweep*, toda la simulación programada para dicho valor de la variable.

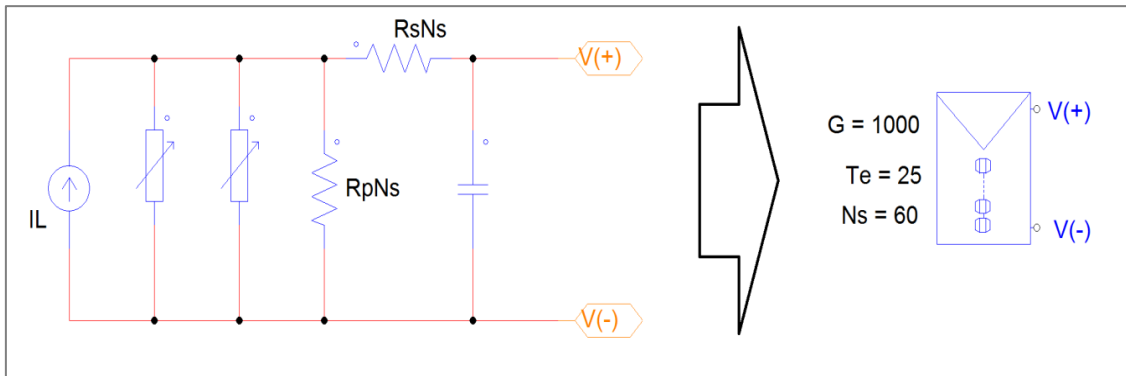
MODELOS

Los subcircuitos de células y módulos fotovoltaicos pueden ser modificados para adaptarse de manera más eficiente a la aplicación en la cual se deseen utilizar. Así, el circuito equivalente de

una célula sirve de base para posibles modificaciones. A continuación, se muestran algunas de las variaciones que se pueden implementar en función de las necesidades que se tengan.

Modelo simplificado de un módulo y de series de módulos

Si no se necesita un modelo tan detallado y únicamente se desea trabajar con el modelo del módulo, se puede realizar una modificación en el circuito de una célula para que represente el circuito de todo un módulo. Así, se conseguirá un mejor rendimiento de PSIM a la hora de realizar las simulaciones.



Anexo I, Fig. 2: Subcircuito simplificado de un módulo

Para que el circuito equivalente actúe como un módulo en vez de como una célula habrá que introducir las siguientes modificaciones en los campos del subcircuito:

Modificaciones en los campos del subcircuito	
Diodo 1	$I01 * ((Te+273)/298)^3 * EXP(1.6022e-19 * 1.166 / (n1 * 1.3806e-23) * (1/298 - 1/(Te+273))) * (EXP(v / (Cs * n1 * 1.3806e-23 * (Te+273) / 1.6022e-19)) - 1)$
Diodo 2	$I02 * ((Te+273)/298)^3 * EXP(1.6022e-19 * 1.166 / (n2 * 1.3806e-23) * (1/298 - 1/(Te+273))) * (EXP(v / (Cs * n2 * 1.3806e-23 * (Te+273) / 1.6022e-19)) - 1)$
Resistencia en paralelo, Rp	$Rp * Cs$
Resistencia en serie, Rs	$Rs * Cs$

Anexo I, Tabla 1: Modificaciones en el circuito de una célula para simular un módulo

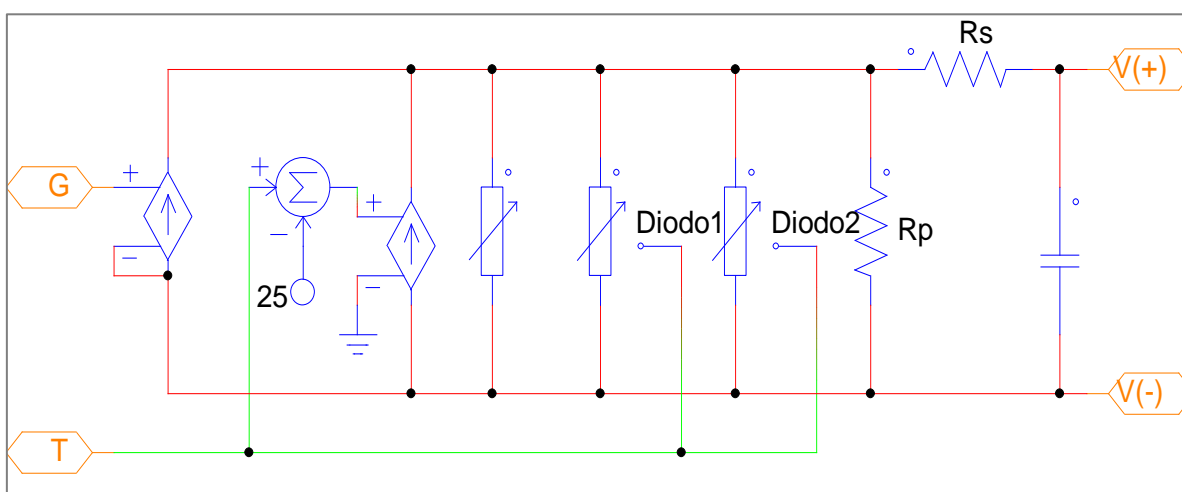
Siguiendo el mismo razonamiento, se puede realizar un modelo equivalente de una serie de módulos. Este modelo es especialmente útil cuando se quiere simular una planta compuesta por series de módulos y sólo de introducen variaciones en algunos.

Modelo con entrada de irradiancia y temperatura

Modificar el modelo para que las condiciones exteriores sean variables de entrada exteriores puede ser interesante para simular el comportamiento del módulo en condiciones reales. Así, se podrían meter variaciones de irradiancia y temperatura a lo largo de la simulación, mientras que definiendo los parámetros en el subcircuito no existe dicha posibilidad de modificación.

Para eso, el subcircuito tendrá que tener dos entradas para irradiancia y temperatura, y en el circuito habrá que hacer las siguientes modificaciones:

- En primer lugar, se dividirá la generación de corriente en dos fuentes controladas por tensión. La ganancia de la primera de ellas será corriente fotogenerada de la célula. La segunda, por su parte, introduce la variación debida a la temperatura.
- Por otro lado, habrá que sustituir los bloques *Nonlinear Element i=f(v)* correspondientes a los diodos por otros bloques *Nonlinear Element i=f(v,x)*, habilitados con una entrada. Habrá que sustituir el término correspondiente a la temperatura por “x”, utilizado para referirse a la entrada a la cual se conectará el valor de temperatura.



Anexo I, Fig. 3: Circuito del modelo con entrada de irradiancia y temperatura

Modelo con área efectiva variable

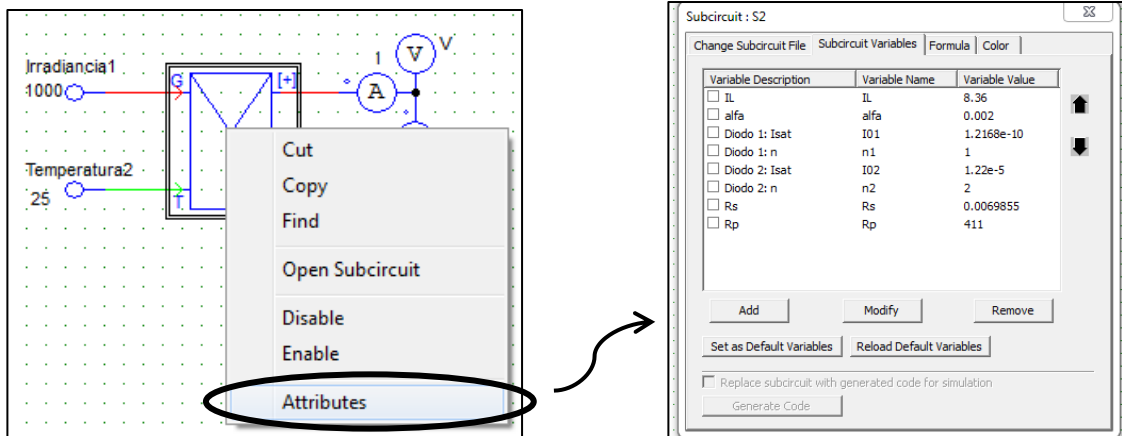
La corriente fotogenerada por una célula está directamente relacionada con el área total de dicha célula. Si ésta se sombrea, el área efectiva que genere corriente será menor. Se puede realizar un estudio sobre la influencia del sombreado de una célula realizando un modelo de célula que contenga la variable “área inactiva”.

Tal y como se ha comentado en el desarrollo de la memoria, las ecuaciones de las fuentes de corriente deberán multiplicarse por el término $\left(\frac{100-A_{in}}{100}\right)$, siendo A_{in} el porcentaje de área inactiva de la célula.

ASIGNACIÓN DE LOS VALORES

Definición de las variables de un subcircuito

Los subcircuitos se han creado con ecuaciones formadas por variables que deben ser definidas desde un nivel superior al mismo. Los subcircuitos se cargan seleccionando *Subcircuit/Load subcircuit*, y una vez cargado, se pueden definir las variables del mismo clicando con el botón derecho y seleccionando la opción *Attributes*.



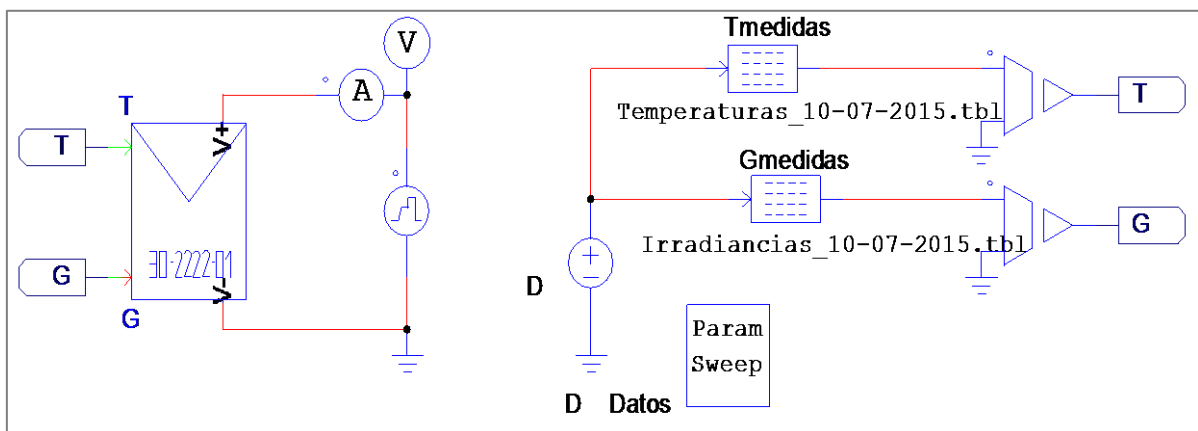
Anexo I, Fig. 4: Asignación de valores a las variables de un subcircuito

Una vez abierto el cuadro de variables, se deberá seleccionar la opción *Add* para introducir el nombre, la variable y el valor de cada una de las variables del subcircuito.

En el caso de un módulo formado por subcircuitos de células, las variables pueden ser asignadas al subcircuito del módulo o a los de las células. Si se definen las variables a nivel de módulo, las variables de todas las células tendrán los mismos valores. Si se definen las variables tanto a nivel de módulo como a nivel de célula, la simulación tomará las variables definidas en el nivel inferior, es decir, las variables de la célula.

Cargar datos de tablas utilizando Parameter Sweep

Si se desean simular barridos de dato que no tienen el mismo incremento, se puede llevar a cabo mediante tablas utilizando la herramienta *Lookup Table* (situado en *Elements/Other/Function Blocks*). El bloque lee el valor de entrada del mismo, lo busca en la primera columna de la tabla, y devuelve el valor de la segunda columna asociado al valor de entrada. Separando los datos de irradiancia y temperatura en dos tablas distintas que compartan la primera columna (un contador de datos, por ejemplo), se podrá hacer un barrido del dato de la primera columna para cargar los datos a la vez (ver figura 12). Así, se conseguirá cargar datos independientemente del incremento que tengan.



Anexo I, Fig. 5: Esquema del barrido de datos utilizando tablas

ANEXO II: ESTIMACIÓN CURVA INVERSA PARA UN MÓDULO

En este anexo se propone un método de estimación de los parámetros que definen la curva de inversa en el modelo de una célula fotovoltaica. Como se ha visto, el modelo define el comportamiento en inversa de la célula con la siguiente ecuación.

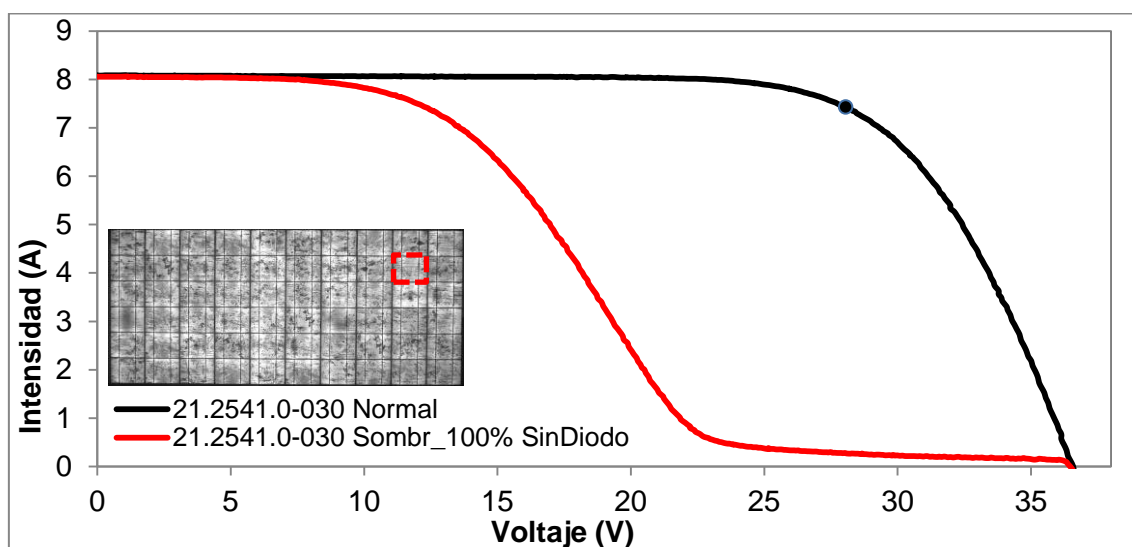
$$a(V + IR_s) \left(1 - \frac{V + IR_s}{V_{Br}}\right)^{-m}$$

Así, el planteamiento del método de estimación de los valores a , m y V_{br} se basa en obtener la curva de inversa real de las células y encontrar los valores que hagan que la curva de la ecuación más se aproxime a la curva medida.

MEDICIÓN DE LA CURVA DE INVERSA

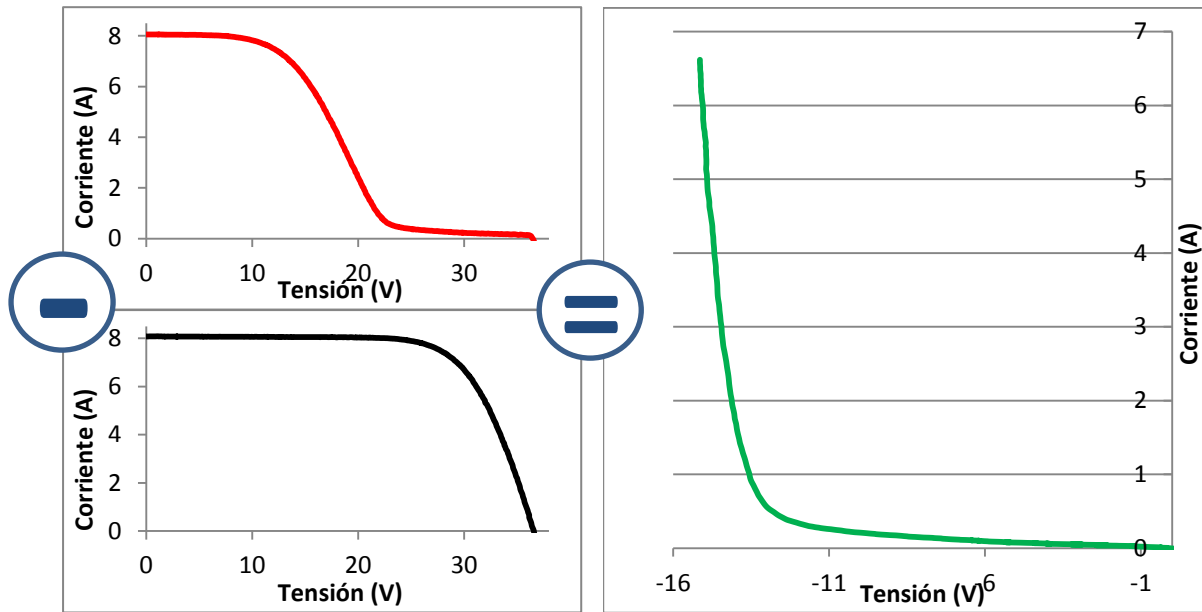
Medir la curva de inversa de una célula es tan sencillo como trazar un barrido de tensión alimentando la curva en inversa y medir la corriente que circula por el módulo. Teniendo en cuenta que cada célula puede necesitar tensiones superiores a los 15V para romper y que cada módulo puede llegar a tener 72 células, se necesitaría una fuente de tensión que alcance tensiones muy altas para poder obtener la curva de inversa de un módulo utilizando este método. Por lo tanto, es necesario buscar alternativas que sirvan para medir el comportamiento de las células en inversa.

El método que plantea en este anexo consiste en sombrear células y trazar la curva característica IV. Como el hecho de tener una célula sombreada provocará la entrada en funcionamiento del diodo de paso, se propone extraer provisionalmente los diodos para realizar dicho ensayo. Así, cuando se realice la curva IV, se obtendrá la suma de la curva célula sombreada trabajando en inversa y del resto de células trabajando en directa. En consecuencia, se podrá apreciar perfectamente el comportamiento en inversa de la célula sombreada.



Anexo II, Fig. 1: Ensayo de sombreado de una célula del módulo 21.2541.0-30 para estudiar el comportamiento en inversa

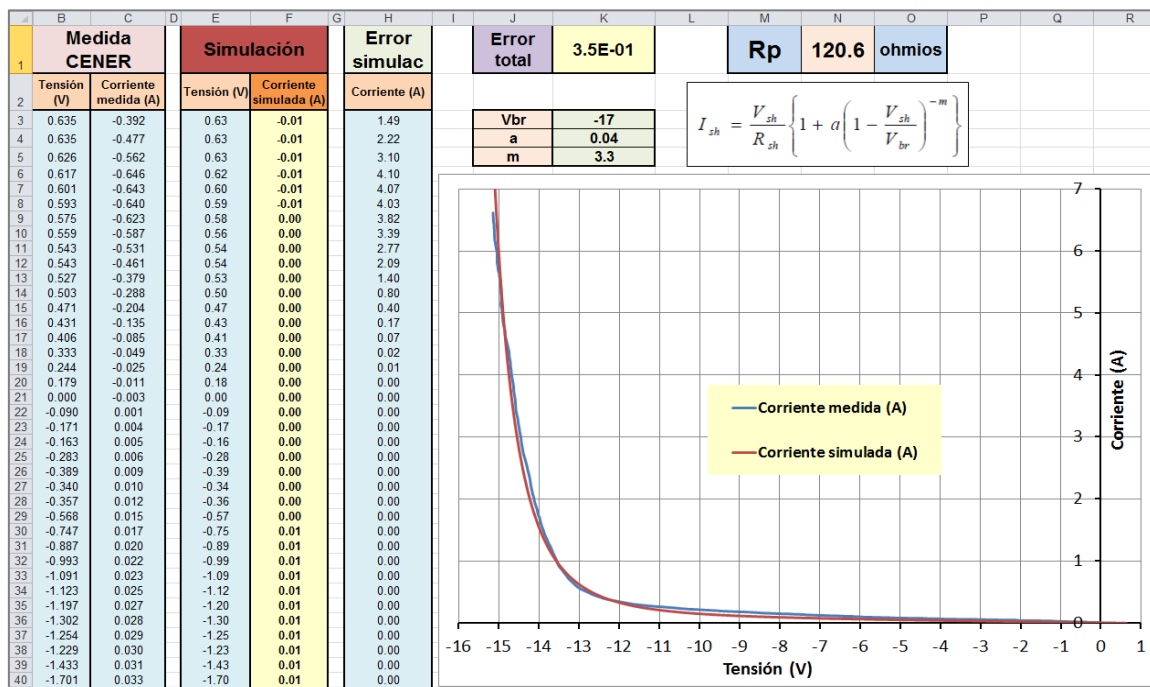
En la figura 1 del anexo II se muestra la curva IV de un módulo sin diodos de paso antes (negro) y después (rojo) de sombrear una de las células. Tal y como se puede apreciar, en la curva con la célula sombreada se mezcla el comportamiento de la célula que trabaja en polarización inversa con el comportamiento del resto de células trabajando en polarización directa. Por lo tanto, para obtener únicamente la curva de inversa de la célula sombreada, se deberá restar la curva IV del módulo sin sombrear a la curva IV del módulo sombreado.



Anexo II, Fig. 2: Traslación del comportamiento de la célula en inversa al origen

CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE LA ECUACIÓN

Una vez que se ha conseguido la curva en inversa, se pueden aproximar los valores de la ecuación del modelo para que el resultado de la función sea lo más parecida a la curva medida.



Anexo II, Fig. 3: Cálculo de las variables Vbr, m y a con la herramienta Solver de Excel

Para eso, se tendrán por un lado las tensiones y corrientes de la curva medida y trasladada, y por otro lado las tensiones y corrientes de la función del modelo. Los datos de tensión serán los mismos que los del caso medido y las variables V_{br} , m y a variables con las que se calcula la corriente se introducirán en celdas estáticas. En otra columna se calculará el error de cada dato, y la promedio de todos éstos se calculará en otra celda aparte. El objetivo del *Solver* será minimizar la celda del error promediado variando las variables V_{br} , m y a .

Para que el cálculo no sea excesivamente largo se recomienda fijar inicialmente los siguientes valores:

$$\rightarrow V_{br} = -15$$

$$\rightarrow m = 3.7$$

$$\rightarrow a = 0.01$$

Una vez planteada la situación se ejecutará el *Solver* y se tomarán los valores resultantes en las casillas de las variables.

ANEXO III: SOFTWARE PARA EL CONTROL DE UNA FUENTE XANTREX

La aplicación *Ensayos XANTREX* ha sido desarrollada para agrupar los distintos ensayos en los que se utilizan las fuentes XANTREX en un mismo ejecutable de LabVIEW. Actualmente, dichos ensayos son el control de corriente de una fuente, utilizado habitualmente en las medidas de electroluminiscencia, y el trazado de la curva de oscuridad de un módulo. Además, se ha incorporado otro ensayo para estimar la resistencia del cableado para el caso de utilizar conductores de gran longitud.

MENÚ PRINCIPAL

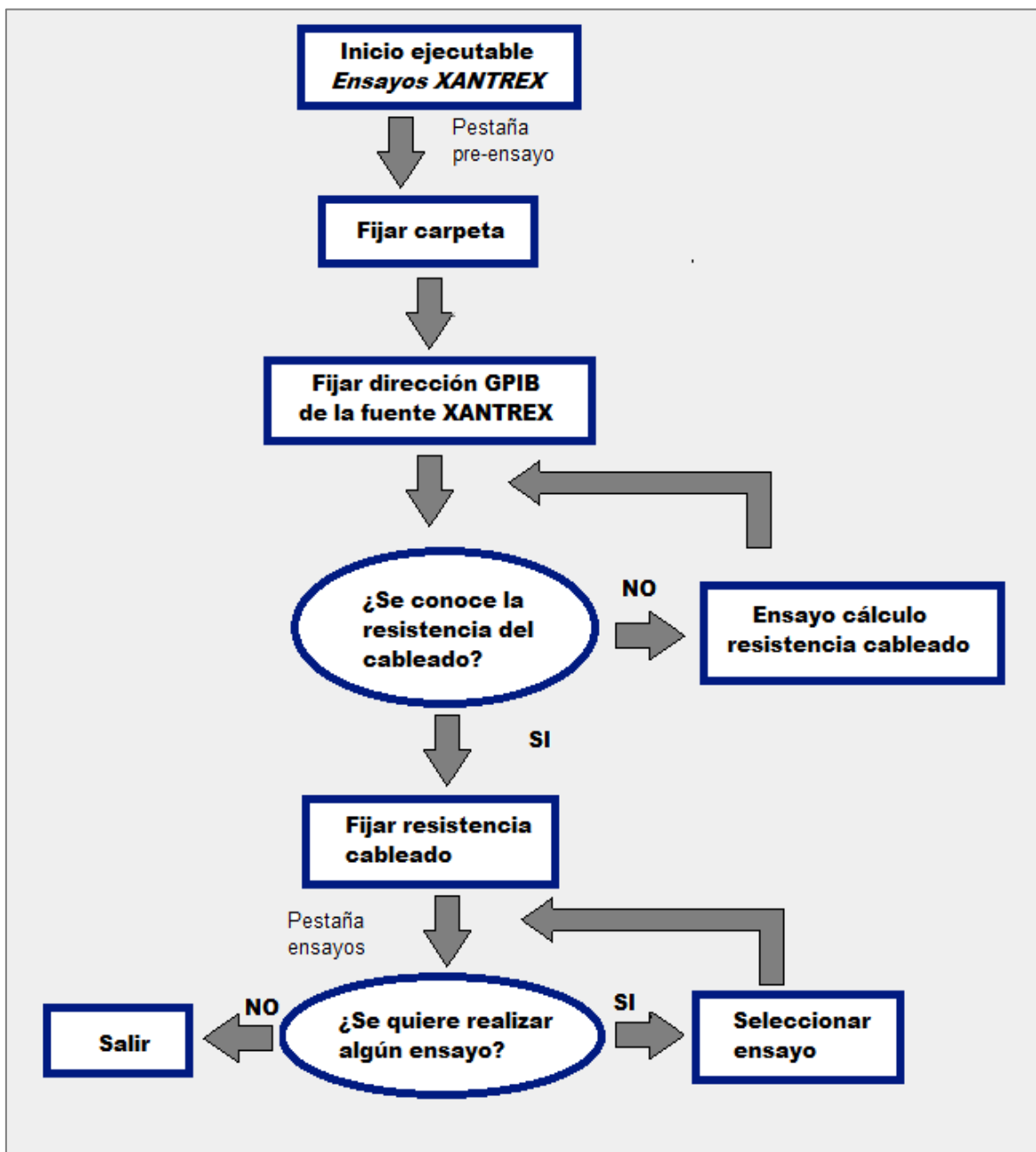
Al ejecutar el programa, se mostrara el panel frontal correspondiente al menú principal, compuesto por dos *submenús* separados en distintas pestañas, y un cuadro de información que resume la función de la opción sobre la que se coloque el ratón.



Anexo III, Fig. 1: Panel frontal de "ensayos fuente XANTREX"

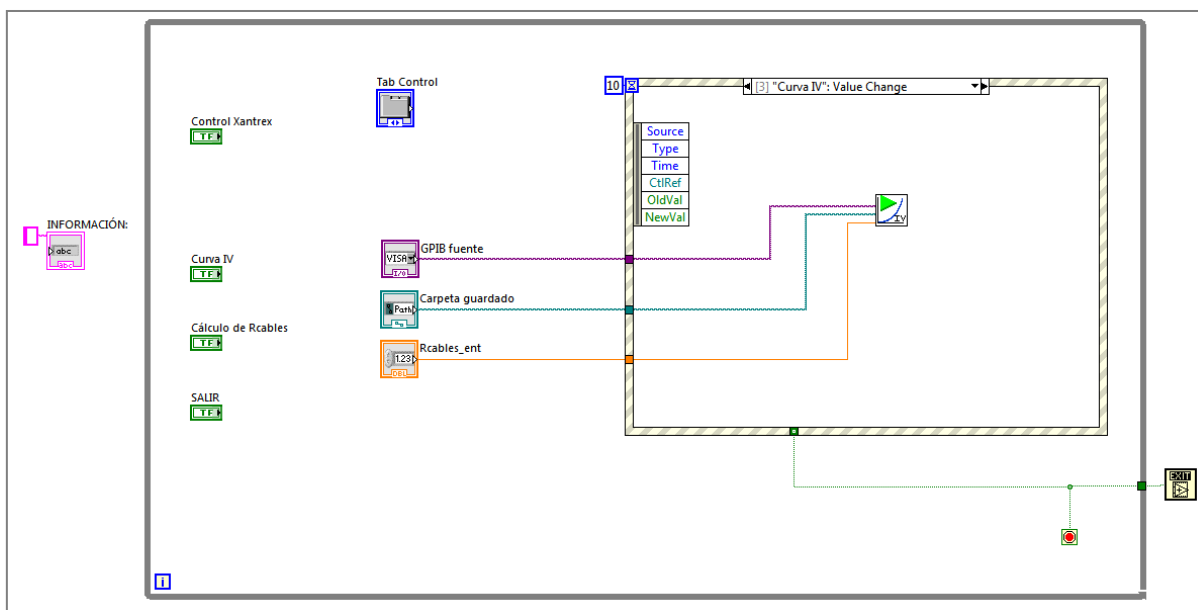
En la pestaña “ENSAYOS” se accede a los ensayos disponibles con la fuente XANTREX. En la pestaña “CONFIGURACIÓN/PRE-ENSAYO” se da la opción de introducir la dirección de la fuente, carpeta de guardado de archivos y resistencia de cableado, común para todos los ensayos y que se cargará en éstos automáticamente. Además, si todavía no se conoce la resistencia del cableado, en esta pestaña se da acceso al ensayo que calcula dicho valor.

El procedimiento recomendado para la utilización del ejecutable es el siguiente.



Anexo III, Fig. 2: Metodología para la utilización del programa

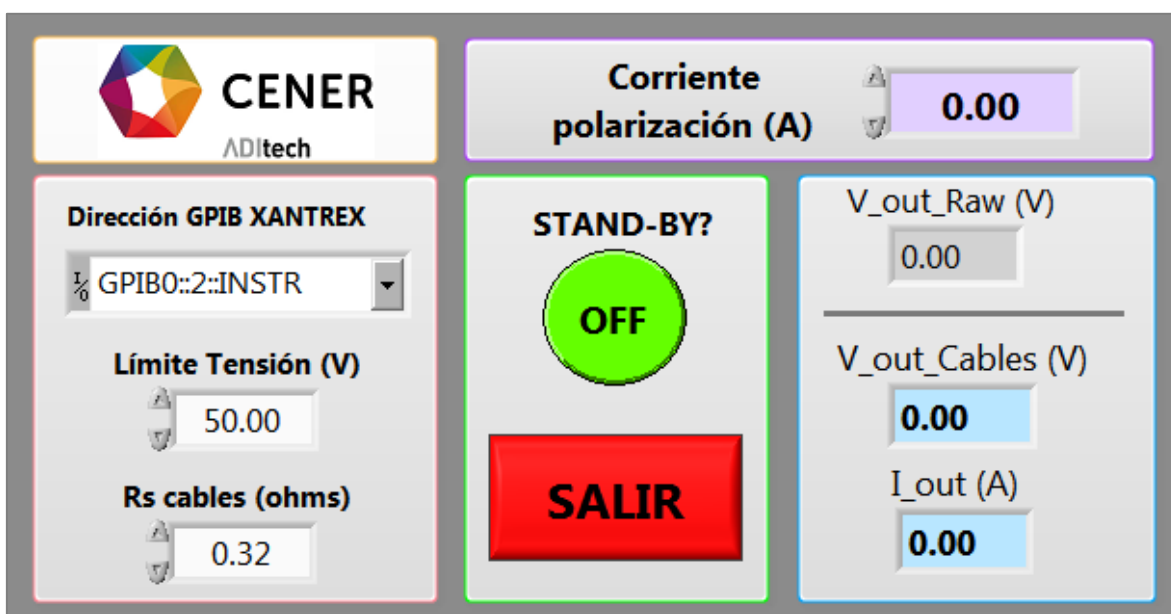
En cuanto a la programación, se basa en una simple estructura de eventos que accede a los subcircuitos de los diferentes ensayos en caso de presionar las distintas opciones, o muestra un texto en el cuadro de información al “posar” el ratón sobre las éstas.



Anexo III, Fig. 3: Ventana de programación del menú principal

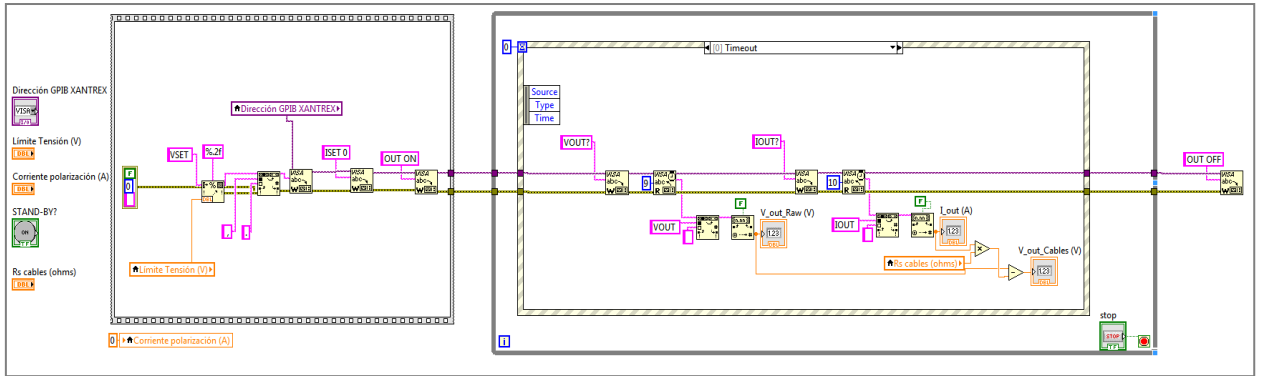
CONTROL DE CORRIENTE XANTREX

El subprograma para el control de la corriente controla la corriente de la fuente a tiempo real. Pero introducir una tensión límite de protección, controlar la corriente y activar o desactivar el modo *standby*. También muestra la corriente y tensión que la fuente entrega instantáneamente (I_{out} (A) y V_{out_Raw} (V)), así como la tensión compensando la caída en la resistencia del cableado (V_{out_Cables} (V)).



Anexo III, Fig. 4: Panel frontal del control de corriente

La programación se basa en una serie de eventos que se comunica con la fuente para cambiar la variable que se actualice y se mantiene leyendo tensión y corriente mientras no se realice ninguna acción.



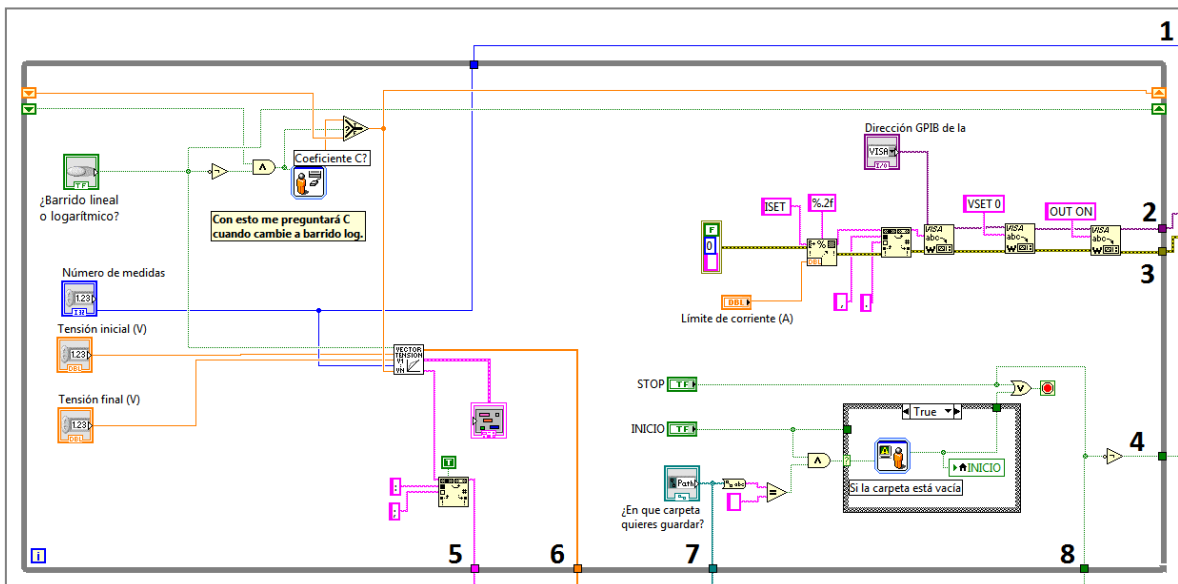
Anexo III, Fig. 5: Ventana de programación del control de corriente de la fuente

TRAZAR CURVA IV DE OSCURIDAD

El ensayo de curva IV de oscuridad registra en un archivo de texto las parejas de valores de tensión y corriente correspondientes a la curva de oscuridad del módulo que se haya conectado a la fuente XANTREX.

Para ello, el programa diferencia tres apartados; etapa de configuración, creación del archivo y guardado de datos.

En el primero de ellos, el programa entra en un bucle *while* del que saldrá cuando se presione el botón *INICIO* o el botón *SALIR*. En este apartado el programa estará actualizando continuamente las variables de configuración de ensayo. Será momento para seleccionar el tipo de barrido, lineal o logarítmico, los parámetros del vector de tensiones que se aplicarán al módulo y la configuración de guardado del archivo.

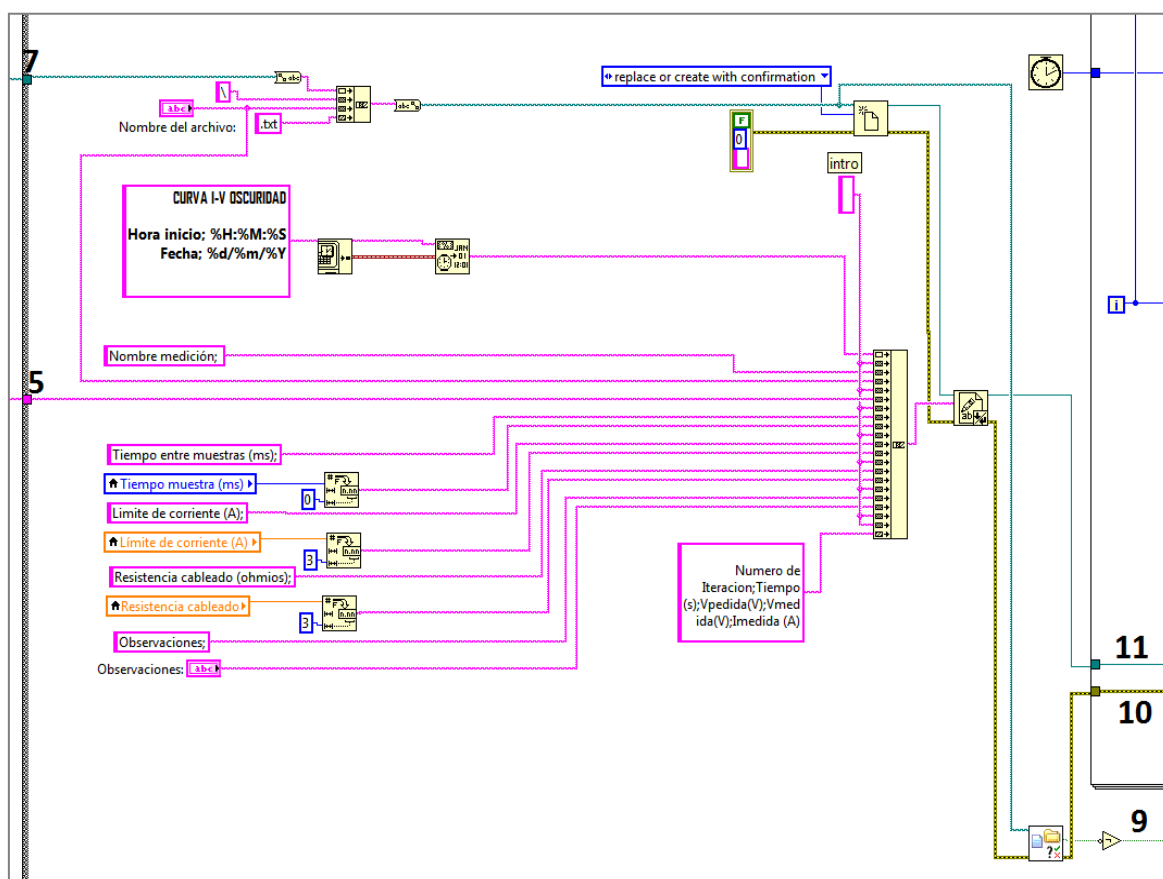


Anexo III, Fig. 6: Ventana de programación del apartado de configuración del programa de trazado de la curva IV de oscuridad

En la figura 6 (Anexo III) se muestra la ventana de programación de este apartado, donde se han asignado números a los cables para su posterior identificación.

El cable de la línea 6 de salida viene de un subcircuito que determina el vector de tensiones a aplicar en la fuente en función de los parámetros y condiciones de entrada establecidas. Este bloque da a la salida la parte de texto relacionada con los datos del vector de tensiones para meter en el archivo de texto y el propio vector de tensiones.

En caso de pulsar el botón inicio, el programa procederá a la ejecución del ensayo. Para eso, en primer lugar se creará el archivo de texto en la dirección establecida y se guardarán los parámetros de seleccionados para el ensayo.

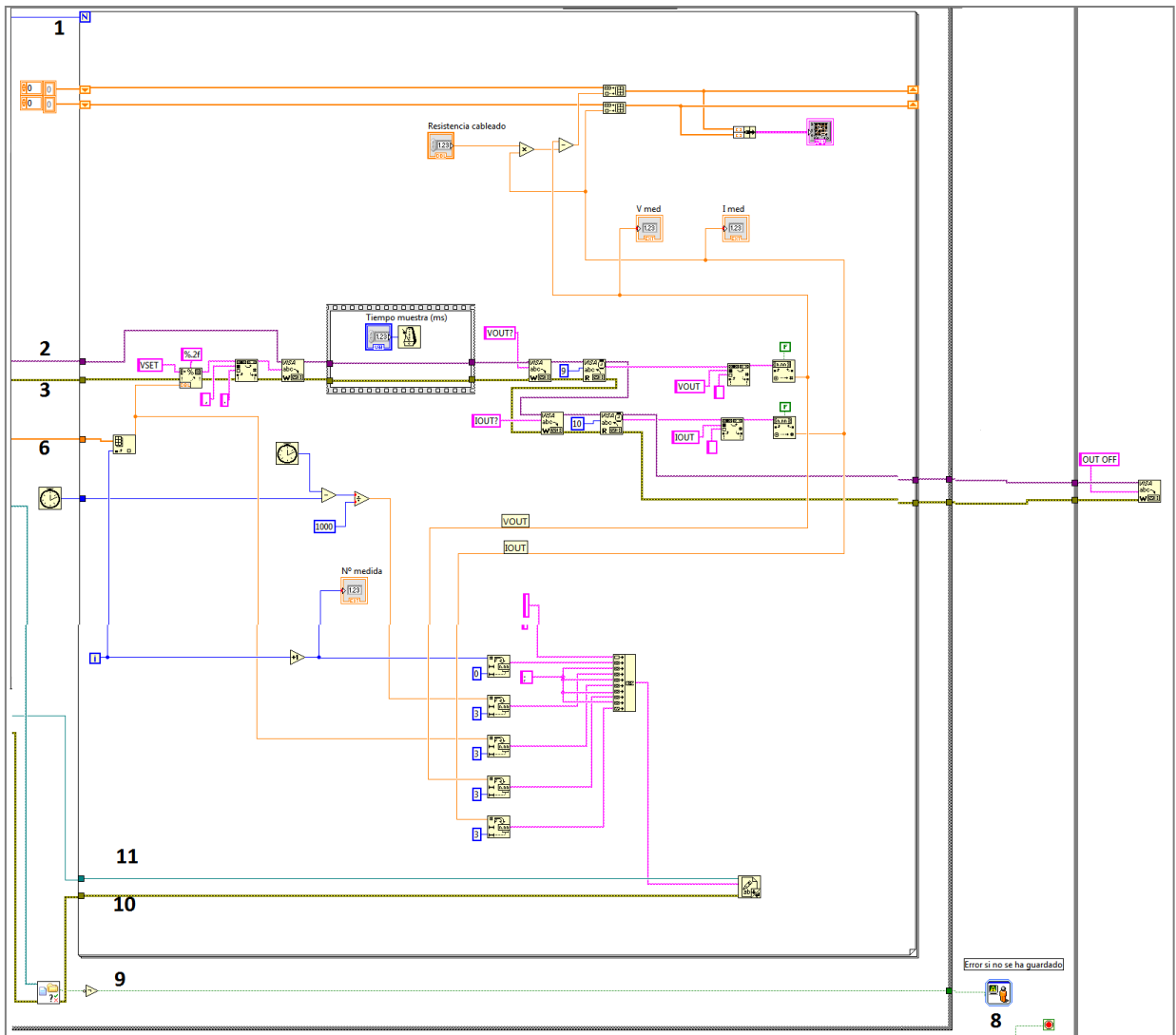


Anexo III, Fig. 7: Ventana de programación del apartado de creación del archivo de texto del programa de trazado de la curva IV de oscuridad

A continuación se procede a realizar el barrido de tensiones establecido. Esto se realiza mediante una ventana *for* hasta el valor igual al tamaño del vector de tensiones. Así, para cada valor de *i* del *for* se extrae el valor de tensión correspondiente a la posición *i* en el vector de tensiones.

En cada iteración del *for* el valor de tensión se aplica a la fuente y tras un tiempo de espera, se leen los valores de tensión y corriente que está entregando la fuente. Estos datos serán guardados en el archivo de texto creado previamente, y además, se guardan en vectores de tensión y corriente. Así, en todo momento se representarán estos vectores en una gráfica, que mostrará la curva de oscuridad del módulo en el panel frontal a tiempo real.

Una vez terminado se volverá al apartado de configuración de ensayo por si se desea realizar una nueva curva de oscuridad. Cuando se hayan realizado las curvas deseadas, se pulsará el botón *Salir*.



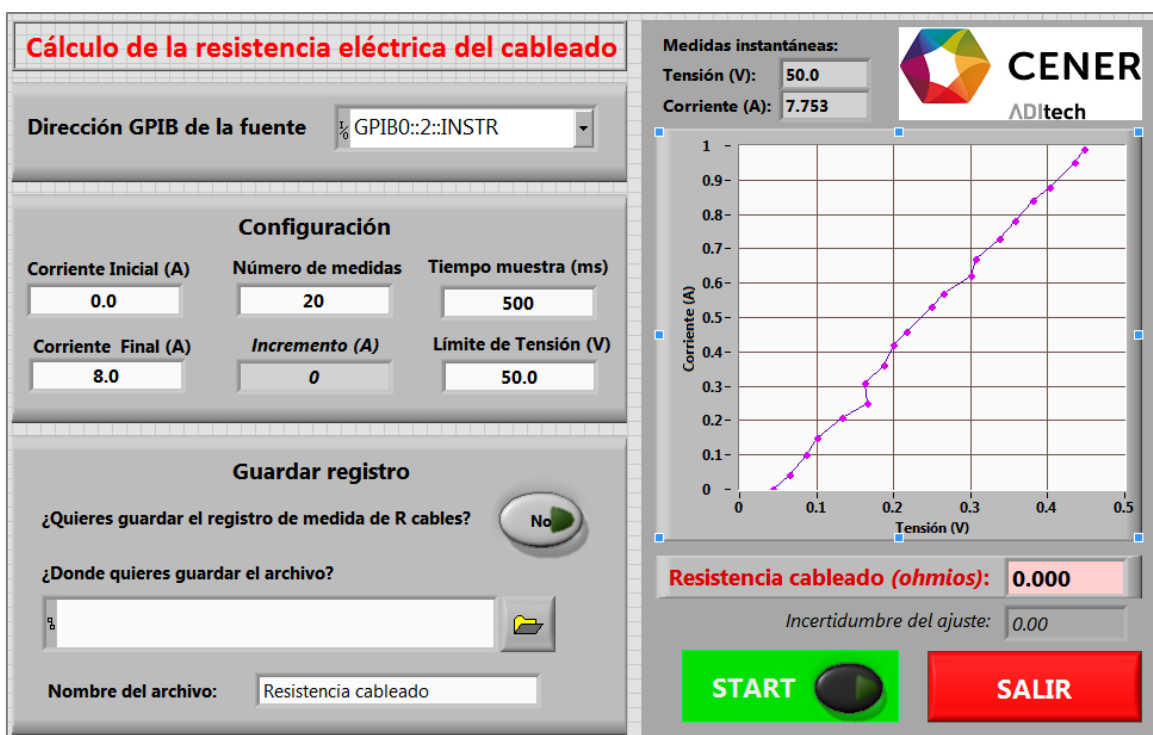
Anexo III, Fig. 8: Ventana de programación del apartado de trazado de la curva IV del programa de trazado de la curva IV de oscuridad

CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL CABLEADO

Para realizar el cálculo de la resistencia del cableado, es importante desconectar cualquier carga y cortocircuitar los cables de salida de la fuente. Como al cortocircuitar los cables únicamente se tiene una resistencia conectada a la fuente de alimentación, la tensión y la corriente que de ésta quedará determinada por el valor de resistencia del cableado mediante la ley de Ohm ($V = I \cdot R$).

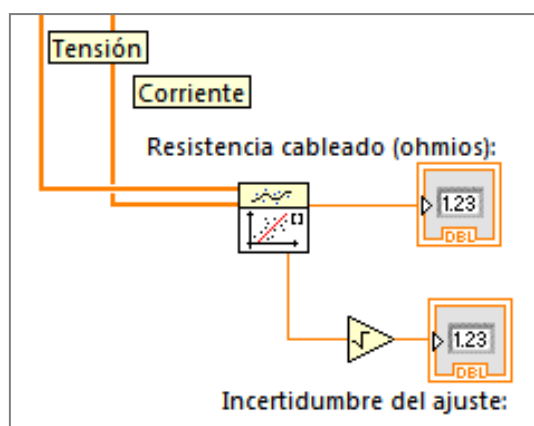
Por lo tanto, el funcionamiento del programa se basará en realizar un barrido de corriente con los parámetros fijados. Tras la lectura de tensión y corriente, el programa calcula aproxima los datos medidos a una recta, cuya pendiente proporciona el valor de la resistencia.

Por otro lado, se da la opción de guardar un fichero de texto para el caso de que se quiera registrar el ensayo de cálculo de la resistencia del cableado, configurado de forma similar al archivo de texto del ensayo de medición de la curva IV de oscuridad.



Anexo III, Fig. 9: Ventana de programación del apartado de trazado de la curva IV del programa de trazado de la curva IV de oscuridad

Por otro lado, la programación está configurada de forma similar al ensayo de curva de oscuridad, con la diferencia de que en este caso, el un barrido de corriente lo que se realiza en vez de un barrido de tensión. Por lo tanto se utilizarán las funciones de aplicación de corriente a la fuente en vez de las de tensión. En comparación con el programa de curva de oscuridad, además, no se ofrece posibilidad de realizar un barrido logarítmico porque en este caso la respuesta será lineal. La última diferencia en comparación con el otro ensayo es que en este caso se utiliza un bloque para la aproximación a una función lineal, cuyas entradas son los vectores de tensión y corriente, y las salidas son la pendiente, que será la resistencia del cableado, y la incertidumbre de esta medida.



Anexo III, Fig. 10: Sección de cálculo de la resistencia del cableado y la incertidumbre del cálculo

