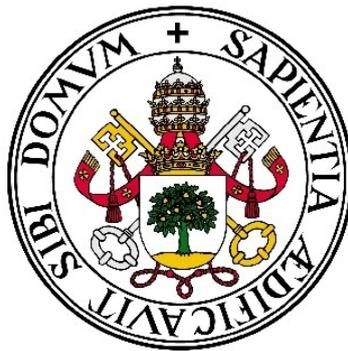


TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN FÍSICA

**TRATAMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE IMÁGENES
DE ELECTROLUMINISCENCIA OBTENIDAS EN
MÓDULOS SOLARES**



Universidad de Valladolid

Facultad de Ciencias

Autora:

Pena Vaquero, Sofía

Tutores:

Martínez Sacristán, Óscar
González Rebollo, Miguel Ángel

Dpto. Física de la Materia Condensada, Cristalografía y Mineralogía

Índice General

Índice de figuras	II
Índice de cuadros	IV
Resumen y palabras clave	1
1. Introducción	3
1.1. Importancia de la energía solar fotovoltaica	3
1.2. Plantas solares y control de calidad	3
1.3. Objetivos y estructura	4
2. La célula solar	5
2.1. Conceptos elementales de la teoría de semiconductores	5
2.1.1. Efecto fotovoltaico	7
2.2. Estructura de una célula fotovoltaica	7
2.3. Estructura de un módulo fotovoltaico	8
2.4. Células y módulos caracterizados	10
2.4.1. Paneles monocristalinos de células solares de silicio	10
2.4.2. Paneles multicristalinos de células solares de silicio	11
2.5. Parámetros fotovoltaicos característicos	11
2.6. Propiedades opto-electrónicas	13
2.6.1. Fotogeneración	15
2.6.2. Recombinaciones en unión y volumen	15
2.7. Eficiencia cuántica externa	16
2.8. Luminiscencia en células solares de Si	17
2.8.1. Electroluminiscencia	17
2.8.2. Fotoluminiscencia	18
3. Caracterización de paneles fotovoltaicos	19
3.1. Dispositivos de captación de luminiscencia	19
3.1.1. Cámara de InGaAs	19
3.1.2. Cámara de Si	20
3.1.3. Comparativa de cámaras	20
3.2. Filtro y óptica	22
3.3. Comparativa indoor y outdoor	23
3.3.1. Tiempo de exposición y saturación de la CCD	23
3.3.2. Perspectiva y reflejos	24
3.4. Técnicas de caracterización	24
3.4.1. Electroluminiscencia	24
3.4.2. Fotoluminiscencia	25
3.5. Mecanismos de medida	26

3.6. Defectos	28
4. Análisis de imágenes de luminiscencia	31
4.1. Imágenes de luminiscencia	31
4.1.1. PL outdoor	31
4.1.2. EL indoor y outdoor	32
4.1.3. Comparativa PL outdoor, EL indoor y outdoor	33
4.2. Análisis de los histogramas de módulos	35
4.2.1. Parámetros estadísticos	36
4.3. Análisis de histogramas de parámetros estadísticos	38
4.4. Estudio de la variación del ángulo	44
4.4.1. Células fotovoltaicas del módulo de <i>GdS-Optronlab</i>	45
4.4.2. Módulo fotovoltaico de <i>GdS-Optronlab</i>	54
5. Conclusiones	63
Anexos	65
A. Hoja de especificaciones Hamamatsu C12741-03	65

Índice de figuras

2.1.	A la izquierda, diagrama de bandas de un semiconductor de E_G directo. A la derecha, absorción en un semiconductor de E_G indirecto como el silicio.	5
2.2.	Esquema de una célula fotovoltaica de unión p-n.	6
2.3.	Condiciones de equilibrio en una célula solar: a) bandas de energía, b) campo eléctrico, c) densidad de carga.	7
2.4.	Estructura simplificada de una célula fotovoltaica de unión p-n. Las dimensiones relativas de cada elemento se han exagerado para una mejor visualización. . . .	8
2.5.	Elementos de un módulo fotovoltaico.	9
2.6.	Célula solar a) c-Si y b) mc-Si.	10
2.7.	Circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica.	12
2.8.	Curva característica I-V de una célula fotovoltaica en iluminación, con indicación de algunos de sus parámetros principales.	12
2.9.	Coefficiente de absorción α en función de la energía para distintos materiales fotovoltaicos.	14
2.10.	Procesos de recombinación en semiconductores.	16
2.11.	Curva I-V con los puntos de operación en EL.	17
2.12.	Efecto de la inyección de carga en una célula solar y procesos que sufren los fotones generados en su camino hacia el exterior.	18
2.13.	Curva I-V con los puntos de operación en PL.	18
3.1.	Cámara con sensor de InGaAs Hamamatsu C12741-03.	19
3.2.	Eficiencia cuántica en función de la longitud de onda de la CCD con sensor de InGaAs Hamamatsu C12741-03.	20
3.3.	Eficiencia cuántica de diferentes CCDs, espectros del Sol y del Si en función de la longitud de onda.	21
3.4.	Dibujo esquemático de la técnica lock-in.	22
3.5.	Equipo de caracterización mediante electroluminiscencia.	25
3.6.	Equipo de caracterización mediante fotoluminiscencia.	25
3.7.	CCD en un trípode más plataforma.	26
3.8.	Sistema multicámara.	27
3.9.	CCD asociada a un dron.	27
3.10.	a) Delaminaciones en un módulo c-Si, b) crack junto con fallos en los fingers, c) degradación inducida por potencial.	29
3.11.	A la izquierda puntos calientes, a la derecha fallos en los fingers.	29
4.1.	Imágenes de PL de módulos <i>Solucciona</i> ordenados de menor a mayor irradiación solar realizadas todas ellas con 500 ciclos.	31
4.2.	Imágenes de PL de los módulos S1 y T7 de <i>Solucciona</i> con $860W/m^2$ y $928W/m^2$ respectivamente a distintos ciclos.	32
4.3.	Imágenes de EL a) indoor con 50 ciclos, b) outdoor con 200 ciclos, c) outdoor con 500 ciclos y d) outdoor con 1000 ciclos del módulo E7 de <i>Solucciona</i>	32

4.4. Imágenes de EL outdoor de los módulos S1 y T7 de <i>Solucciona</i> con $860W/m^2$ y $928W/m^2$ respectivamente a distintos ciclos.	33
4.5. Imágenes del módulo T4 de <i>Solucciona</i> con $890W/m^2$	34
4.6. Imágenes de EL de 3 módulos en buenas condiciones, con daños moderados y con daños severos respectivamente proporcionados por <i>Enertis Solar</i>	35
4.7. Histogramas normalizados de las imágenes de EL de 3 módulos de <i>Enertis Solar</i> en distintas condiciones.	36
4.8. Histograma normalizado de la imagen de EL del módulo T4 de <i>Solucciona</i> con sus respectivos parámetros estadísticos.	38
4.9. Histograma normalizado de la imagen de EL de la célula 6.1 del módulo de <i>GdS-Optronlab</i> con sus respectivos parámetros estadísticos.	39
4.10. Histogramas de los parámetros estadísticos normalizados de las imágenes de EL de los módulos proporcionados por <i>Enertis Solar</i>	40
4.11. Histogramas de los parámetros estadísticos normalizados de la imagen de EL del módulo con daños severos T4 proporcionado por <i>Solucciona</i> comparado con las referencias.	43
4.12. Módulo de <i>GdS-Optronlab</i> y células caracterizadas.	45
4.13. Células en distintas condiciones a diferentes ángulos de menor a mayor.	46
4.14. Histogramas de las imágenes de EL de las diferentes células a distintos ángulos.	48
4.15. Histogramas de la célula 4.9 (buena) a distintos ángulos comparados con la referencia.	49
4.16. Histogramas de la célula 2.10 (daños moderados) a distintos ángulos comparados con la referencia.	50
4.17. Histogramas de la célula 2.10 (daños moderados) a 0 y 75 grados.	50
4.18. Histogramas de la célula 2.6 (daños severos) a distintos ángulos comparados con la referencia.	51
4.19. Valores de los parámetros estadísticos de la célula 4.9 (buenas condiciones) a distintos ángulos.	52
4.20. Valores de los parámetros estadísticos de la célula 2.10 (daños moderados) a distintos ángulos.	53
4.21. Valores de los parámetros estadísticos de la célula 2.6 (daños severos) a distintos ángulos.	54
4.22. Imágenes de EL del módulo de <i>GdS-Optronlab</i> a distintos ángulos.	55
4.23. Histogramas del módulo de <i>GdS-Optronlab</i> a distintos ángulos comparados con la referencia.	56
4.24. Valores de los parámetros estadísticos del módulo de <i>GdS-Optronlab</i> a distintos ángulos.	57
4.25. Histogramas del valor medio del módulo a distintos ángulos comparados con la referencia.	58
4.26. Histogramas de la desviación estándar del módulo a distintos ángulos comparados con la referencia.	59
4.27. Histogramas de la curtosis del módulo a distintos ángulos comparados con la referencia.	60
4.28. Histogramas del área inactiva del módulo a distintos ángulos comparados con la referencia.	61
4.29. Valores del porcentaje de células fuera del límite del módulo para distintos parámetros estadísticos a distintos ángulos.	61

Índice de cuadros

3.1. Comparativa características CCD de Si e InGaAs.	21
3.2. Comparativa métodos de medida de EL.	28
4.1. Valores de los parámetros estadísticos de los módulos en buenas condiciones, con daños moderados y con daños severos respectivamente proporcionados por <i>Enertis Solar</i>	37
4.2. Ángulos, distancias y desplazamientos respecto la posición de la CCD.	44
4.3. Valores de los parámetros estadísticos a 0 grados.	52
4.4. Errores relativos (%) de los parámetros estadísticos en valor absoluto respecto de la referencia a 0 grados de la célula 4.9.	53
4.5. Errores relativos (%) de los parámetros estadísticos en valor absoluto respecto de la referencia a 0 grados de la célula 2.10.	53
4.6. Errores relativos (%) de los parámetros estadísticos en valor absoluto respecto de la referencia a 0 grados de la célula 2.6.	54
4.7. Errores relativos (%) de los parámetros estadísticos en valor absoluto respecto de la referencia a 0 grados del módulo.	57

Resumen y palabras clave

Resumen

El control de calidad en plantas solares está siendo cada vez más importante debido al interés en asegurar la rentabilidad de los módulos. Existen numerosas técnicas de caracterización para realizar este control, entre las que destacan la electroluminiscencia y fotoluminiscencia.

Este Trabajo de Fin de Grado pretende exponer estas dos técnicas, estudiando los resultados obtenidos en diferentes condiciones y comparándolos viendo las similitudes y diferencias que puedan existir. Así mismo, se estudiarán las mejores condiciones para la realización de dichas técnicas, evaluando la veracidad de los resultados y las diferentes tecnologías de las que disponemos para su realización. Por último, se propone un nuevo método de análisis basado en los histogramas de las células individuales de cada módulo.

Abstract

The quality control in solar plants is being increasingly important due to the interest to assure the profitability of the modules. Numerous technologies of characterization exist to realize this control, notably the electroluminescence and photoluminescence.

The aim of this Degree Final Project is to develop these two ideas, analyzing the results obtained in different conditions and comparing them looking for the similarities and differences that could exist. Likewise, the best conditions will be studied for the accomplishment of the above mentioned techniques, evaluating the veracity of the results and the different technologies which we have for their realization. Finally, a new method of analysis is proposed based on the histograms of the individual cells of each module.

Palabras clave

Electroluminiscencia, InGaAs, outdoor, indoor, módulos fotovoltaicos, Si, plantas fotovoltaicas, inspecciones

Capítulo 1

Introducción

1.1. Importancia de la energía solar fotovoltaica

Mucha gente cree que el problema energético es uno de los desafíos más grandes del siglo XXI. Nuestras principales fuentes de energía son los combustibles fósiles destacando el carbón, el petróleo y el gas natural. Tienen la ventaja de que son altamente energéticos y de fácil transporte y almacenamiento, pero su extracción y combustión aumentan la proporción de gases de efecto invernadero, como el metano y el dióxido de carbono, así como gases tóxicos (arsénico y mercurio). Además, son fuentes no renovables. La demanda de energía aumenta cada vez más y estas energías son cada vez más escasas. Todo esto y más hace que sean necesarias energías renovables, que tienen un impacto ambiental menor y se regeneran más rápido de lo que las consumimos.

La forma de energía renovable más abundante es la solar. Es una fuente de vida y origen de la mayoría de las demás formas de energía de la Tierra [16]. Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad. Recogiendo de forma adecuada la radiación solar, esta puede transformarse en otras formas de energía como energía térmica o energía eléctrica utilizando paneles solares, como los que analizamos en este TFG.

1.2. Plantas solares y control de calidad

Debido a la creciente demanda de energías renovables, el incremento de plantas solares a gran escala está siendo cada vez más notable y garantizar la calidad de módulos fotovoltaicos, diseñados para producir electricidad durante 25-30 años, es esencial para asegurar la rentabilidad de la planta. Esto implica la necesidad localizar los diferentes fallos que puedan presentar los módulos una vez que están instalados. Por esta razón, las técnicas de inspección como caracterización intensidad-voltaje (I-V), electroluminiscencia (EL), fotoluminiscencia (PL) o termografía infrarroja, entre otros, estén poniéndose en práctica con la finalidad de verificar el correcto funcionamiento de los módulos in-situ sin desmontarlos.

Sin embargo, la implementación de un método de caracterización económico en grandes plantas puede presentar distintos retos, incluyendo el coste y el tiempo necesario para la detección de fallos y clasificación en la gran cantidad de módulos [8].

1.3. Objetivos y estructura

El objetivo de este TFG titulado ‘TRATAMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE IMÁGENES DE ELECTROLUMINISCENCIA OBTENIDAS EN MÓDULOS SOLARES’ es analizar los resultados obtenidos de un programa en *LabVIEW* desarrollado por el grupo *GdS-Optronlab* que nos permite detectar estos fallos basándonos en las técnicas de caracterización de electro- y fotoluminiscencia, centrándonos especialmente en la primera. Nos ayudaremos de diferentes parámetros estadísticos e histogramas para interpretar los resultados en función de los defectos presentes.

La estructura se resume en:

- **Capítulo 2. La célula solar:** explicamos las principales características y propiedades de las células/módulos junto con una descripción de los diferentes tipos de módulos centrándonos en los más comunes.
- **Capítulo 3. Caracterización de paneles fotovoltaicos:** no todas las cámaras valen para visualizar los diferentes defectos que presentan las células o módulos. Veremos como el equipo influye notablemente en los resultados haciendo una comparativa. También veremos los problemas con los que nos podemos encontrar a la hora de hacer medidas así como las técnicas de caracterización en las que nos centramos, la electro- y fotoluminiscencia.
- **Capítulo 4. Análisis cualitativo y cuantitativo de imágenes de luminiscencia:** presentamos los resultados que hemos obtenido al analizar imágenes de luminiscencia además de la propuesta de un nuevo método de caracterización basado en los histogramas de las células individuales que nos elabora el programa de *LabVIEW*.
- **Capítulo 5. Conclusiones**

Capítulo 2

La célula solar

En este capítulo se explican diferentes aspectos de la célula solar fotovoltaica, como su estructura básica o sus parámetros fotovoltaicos característicos. También se exponen las propiedades opto-electrónicas de esta y los efectos de luminiscencia que puede sufrir.

2.1. Conceptos elementales de la teoría de semiconductores

Los semiconductores, al ser sólidos cristalinos, desdoblan sus niveles de energía en bandas: la banda de conducción, la banda de valencia y la banda prohibida de anchura $\Delta E_G = E_C - E_V$ que depende del material y de la temperatura.

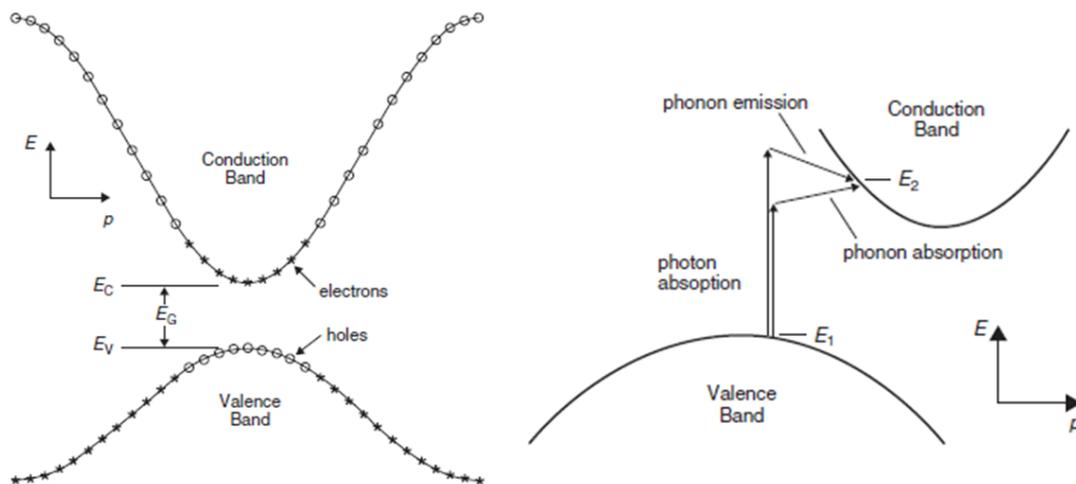


Figura 2.1: A la izquierda, diagrama de bandas de un semiconductor de E_G directo. A la derecha, absorción en un semiconductor de E_G indirecto como el silicio.

Los electrones de valencia pertenecientes a dicho semiconductor ocupan posiciones en la banda de valencia. Un aporte energético externo como puede ser la absorción de fotones (radiación solar, cuantos de energía) puede provocar la ruptura de un enlace covalente, arrancando un electrón que pasaría a la banda de conducción generando una vacante en la banda de valencia denominada hueco. Estos son los portadores de corriente eléctrica.

Los fotones se absorberán a una cierta distancia de la superficie del semiconductor dependiendo de la longitud de onda que tengan.

$$E_\lambda = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.1)$$

Una célula solar es simplemente un diodo formado por un semiconductor, que ha sido diseñado y construido para absorber eficientemente y convertir la luz del Sol en energía eléctrica [10].

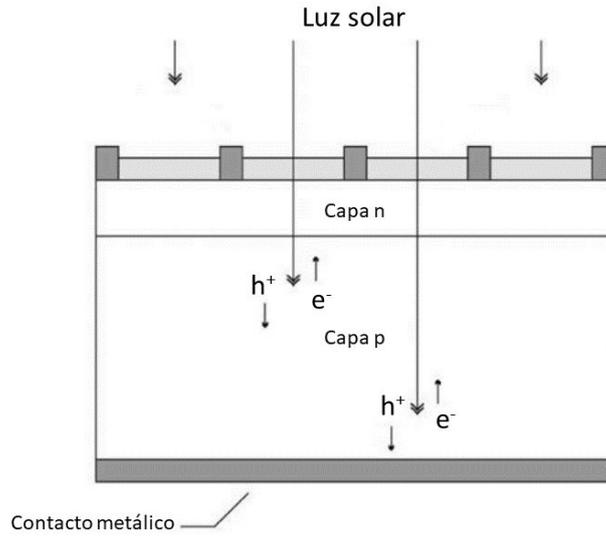


Figura 2.2: Esquema de una célula fotovoltaica de unión p-n.

En la Figura 2.2 podemos ver como los semiconductores n y p se han juntado a través de una unión metalúrgica. Una vez formada la unión, en equilibrio térmico no hay flujo de corriente y la distribución de estados ocupados y desocupados viene dada por la función de Fermi:

$$f(E) = \frac{1}{1 + e^{(E-E_F)/k_bT}} \quad (2.2)$$

Surge entonces una concentración de electrones que se difunden hacia el lado n y de huecos hacia el lado p. Mientras los portadores se difunden, las impurezas que quedan cargadas en cada región crean un campo eléctrico de n hacia p en la zona de transición denominada zona de carga espacial ZCE. La diferencia de potencial electrostático resultante lo denominamos V_{bi} (Figura 2.3).

La estructura básica de una célula solar fotovoltaica suele tener la región n más dopada (n^+) y más estrecha, denominada emisor, para crear la ZCE. A la región p la denominamos base, y normalmente nos referimos a ella como la región de absorción pues la ZCE se extiende siempre hacia la zona menos dopada. Es necesario que minimice las recombinaciones e^-/h^+ y que a la vez permita la captación del mayor número de fotones posible.

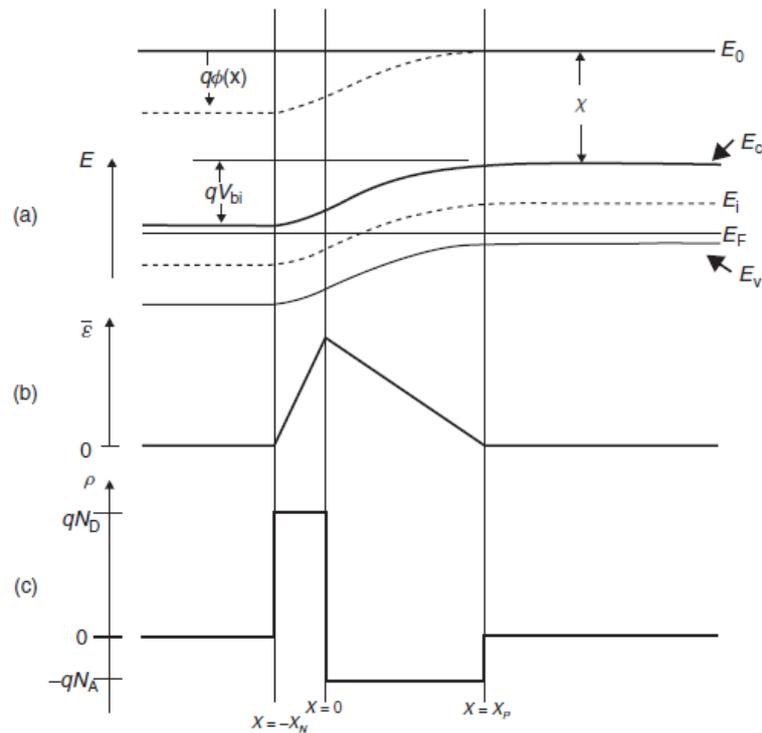


Figura 2.3: Condiciones de equilibrio en una célula solar: a) bandas de energía, b) campo eléctrico, c) densidad de carga.

2.1.1. Efecto fotovoltaico

Normalmente el electrón encuentra rápidamente otro hueco para así recombinarse, y la energía producida se disipa en forma de calor. El principio de la célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a mantenerse separados produciendo así la diferencia de potencial V_{bi} , la alimentación de nuestro circuito externo [13].

La efectividad de un dispositivo fotovoltaico depende de la elección de los materiales absorbentes y la manera en la que los conectamos al circuito.

2.2. Estructura de una célula fotovoltaica

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo electrónico de estado sólido capaz de convertir de forma directa la radiación solar en energía eléctrica; cuando recibe la radiación solar se comporta de forma similar a una pequeña batería que es capaz de suministrar una cierta cantidad de corriente mientras mantiene entre sus bornes una diferencia de potencial determinada. La energía eléctrica producida se suministra en forma de una corriente eléctrica continua (DC) a una carga externa conectada mediante un circuito a uno o varios grupos de células que se ensamblan en unidades compactas que denominamos módulos fotovoltaicos [3].

La estructura simplificada de una célula fotovoltaica se muestra en la Figura 2.4 y en ella podemos apreciar los principales elementos o secciones que la conforman. Desde el punto de vista de los fotones incidentes, comenzando por su cara anterior, encontramos por este orden:

- Una **capa antirreflexiva** (capa AR), diseñada para reducir al máximo las pérdidas por reflexión superficial. El espesor y el índice de refracción de esta capa se diseñan de tal forma que la reflectancia sea mínima a cierta longitud de onda y en un intervalo lo más

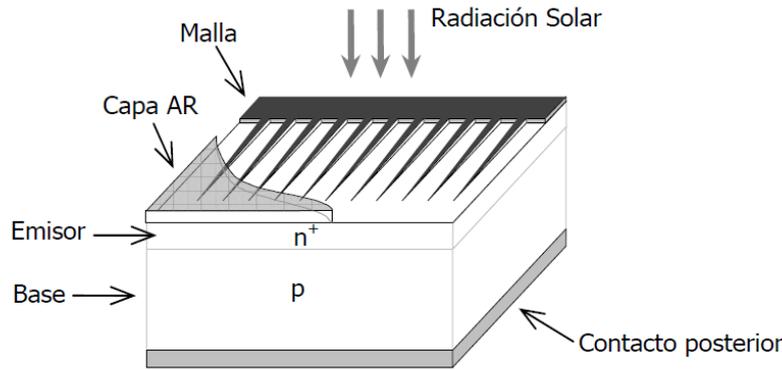


Figura 2.4: Estructura simplificada de una célula fotovoltaica de unión p-n. Las dimensiones relativas de cada elemento se han exagerado para una mejor visualización.

amplio posible del espectro. Además de estas capas, muchas células presentan superficies dotadas de surcos, micro-pirámides y otras texturas creadas para reducir aún más las pérdidas por reflexión.

- Una **malla de metalización**, que puede presentar diversas formas. Su diseño debe garantizar una colección adecuada de los electrones del dispositivo, sin introducir una resistencia eléctrica elevada, pero al mismo tiempo debe dejar pasar la mayor cantidad de luz posible al interior del dispositivo. Su parámetro más característico es el factor de sombra, FS , que mide la cantidad de superficie ocupada por los dedos metálicos respecto al área total del dispositivo.
- Las **capas activas de material semiconductor**, denominadas emisor y base. Aparecen depositadas o crecidas sobre un sustrato más grueso que confiere mayor resistencia mecánica al conjunto. Además del tipo y la calidad del semiconductor empleados, el espesor de las capas y la densidad o concentración de impurezas influyen notablemente en el rendimiento final del dispositivo.
- El **contacto metálico posterior**, que suele realizarse metalizando toda la superficie del dispositivo cuando no existe el requisito de que ésta reciba luz por su parte posterior.

A partir de esta estructura básica, se han introducido en la estructura de la célula numerosas modificaciones e innovaciones con el fin de conseguir mayores eficiencias de conversión.

2.3. Estructura de un módulo fotovoltaico

El objetivo de caracterizar los módulos o las células es hacer un control de calidad para localizar los diferentes defectos y fallos que puedan presentar. Para poder entender y referenciar la procedencia de los defectos y fallos debemos conocer primero la estructura de un módulo [9]. Un módulo fotovoltaico se divide en diferentes componentes y materiales con sus respectivas conexiones eléctricas, aquí mostramos los principales.

- En la **cubierta frontal** podemos encontrar vidrio, un material que se encuentra expuesto de forma continua a los factores ambientales. En regiones desérticas (uno de los lugares más habituales donde se ubican instalaciones fotovoltaicas) la degradación de este material puede verse agravada debido a la presencia de forma simultánea de viento, polvo y tierra produciéndose una acción abrasiva. Además se reduce la transmisibilidad óptica, afectando a la potencia entregada por el módulo fotovoltaico [15].

- La matriz en la que están todas las células es el **encapsulante**, cuya función es conseguir un aislamiento adecuado frente a agentes externos. Se suele emplear EVA (acetato de etilenvinilo, *ethylene vinyl acetate* en inglés). Debido a la ubicación de este polímero, sufrirá una fuerte exposición a radiaciones UV lo cual debilitará su estructura química generando el mecanismo de degradación conocido como decoloración.
- La **célula** es la pieza más pequeña de semiconductor presente en el módulo y la más importante pues es donde se lleva a cabo la transformación de energía solar en electricidad. Cada célula se divide en buses, separados por busbars que solapan con los string interconnects.
- Un **string** es un conjunto de células conectadas en serie a través de interconnect ribbons. Normalmente un módulo consta de 3 strings de células conectados cada uno en paralelo con un diodo de deriva creando así un sub-módulo independiente. A su vez los strings se conectan en serie vía string interconnect.
- La **cubierta trasera** nos sirve para proteger todos los componentes electrónicos del módulo. Normalmente están compuestas de vidrio o polímeros incluyendo una capa metálica. La elección de los materiales dependerá de las necesidades requeridas.
- En la parte trasera encontramos la **caja de terminales**, que protege las conexiones externas de los strings. Si los string interconnects tienen malas soldaduras pueden causar resistencias parásitas con el consecuente calentamiento de la caja. Los **diodos de deriva** se encuentran en esta caja. Su función principal es evitar que la polarización inversa de las células sea mayor que el permitido, para evitar posibles problemas. Suelen ser diodos Schottky, los cuales son muy sensibles así que deben manejarse con cuidado.

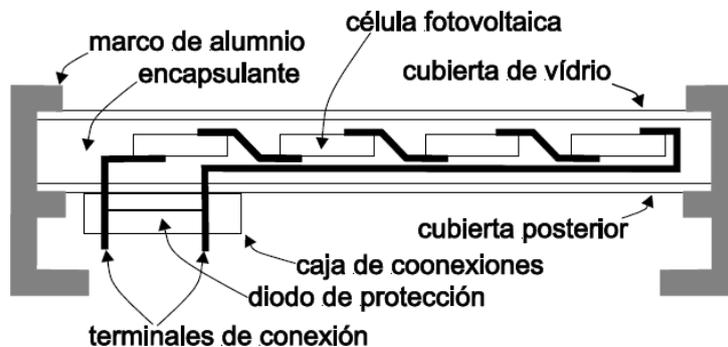


Figura 2.5: Elementos de un módulo fotovoltaico.

2.4. Células y módulos caracterizados

Las células solares se suelen clasificar generalmente por el tipo de material semiconductor que se encarga de recibir la radiación solar, pudiéndose establecer los siguientes tres grupos:

- Células basadas en el silicio monocristalino (c-Si) y multicristalino (mc-Si).
- Células de lámina delgada o en capa fina de sus componentes activos, películas de silicio (TF-Si), silicio amorfo (a-Si), calcopiritas (CIGS), y telurio de cadmio (CdTe).
- Células III-V o de alta eficiencia.

Actualmente la tecnología dominante es el silicio cristalino, aunque los dispositivos de lámina delgada están destacando gracias a un mejor aprovechamiento de la radiación difusa y ser más inmunes respecto a las altas temperaturas [5].

Entre los sistemas fotovoltaicos instalados, más del 90 % son células de silicio cristalino, tanto mono (c-Si) como multicristalinos (mc-Si). El primer tipo se encuentra más generalizado a nivel mundial y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia [10].

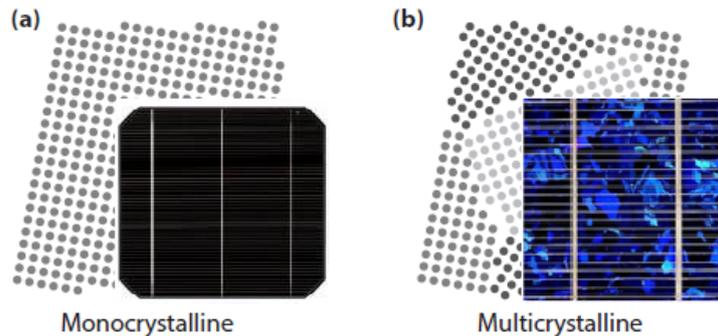


Figura 2.6: Célula solar a) c-Si y b) mc-Si.

Por otro lado, las obleas de silicio multicristalinas cuentan con un menor coste de fabricación, son dispositivos de gran área e inevitablemente presentan una serie de inhomogeneidades y defectos estructurales. Por ejemplo, el exceso de vida útil del portador se ve afectado por los límites de grano e impurezas, dislocaciones, metalización y efectos de borde los cuales conllevan a una reducción de la eficiencia del panel solar.

El proceso de obtención, tanto del mono-Si como del multi-Si, es el paso más costoso de los que integran la fabricación de una célula solar, tanto en términos económicos como energéticos.

2.4.1. Paneles monocristalinos de células solares de silicio

Este tipo de módulo está formado por obleas en donde la red del cristal es continua sin ningún límite de grano. Son bastante fáciles de reconocer por su coloración, forma y aspecto uniforme [16].

Ventajas

- Los paneles solares monocristalinos tienen mayores tasas de eficiencia que los multicristalinos en condiciones similares de funcionamiento.
- La vida útil de los paneles monocristalinos es más larga.
- Aunque el rendimiento en todos los paneles se reduce con temperaturas altas, esto ocurre en menor medida en los monocristalinos que en los multicristalinos.

Desventajas

- Son más caros por su proceso de fabricación más laborioso.
- Para su fabricación se emplea el proceso Czochralski, en el que se obtienen lingotes monocristalinos con forma cilíndrica. Posteriormente se recortan cuatro lados para hacer las láminas de silicio, por lo que se derrocha una gran cantidad de silicio en el proceso.

2.4.2. Paneles multicristalinos de células solares de silicio

En contraste con las anteriores, están formadas por granos cristalinos, claramente visibles por el ojo, con orientaciones aleatorias. Para este TFG las medidas las realizamos con este tipo de módulos.

Ventajas

- El proceso de fabricación de los paneles fotovoltaicos multicristalinos es más simple, lo que redundará en menor precio. Se pierde mucho menos silicio en el proceso que en el monocristalino.

Desventajas

- En altas temperaturas un panel multicristalino funcionará peor que un monocristalino.
- Debido a los desajustes de red en los límites de grano, la probabilidad de aparición de defectos es mayor que en los c-Si, disminuyendo así la vida media de los módulos de este tipo. En conclusión, el tamaño de los granos juega un papel importante en la creación de defectos.
- La eficiencia de un panel multicristalino es menor que uno monocristalino.
- Mayor necesidad de espacio. Se necesita cubrir una superficie mayor con paneles multicristalinos que con monocristalinos para llegar a dar eficiencias similares.

2.5. Parámetros fotovoltaicos característicos

Cuando se ilumina un dispositivo como el de la Figura 2.4 mientras está conectado a una carga externa, éste funciona como generador de energía y exhibe unos valores de corriente y tensión que son variables en función de las condiciones de operación (temperatura, irradiancia) y del punto de trabajo que impone la carga. La curva característica de una célula solar operando en STC (Condiciones Estándar de Medida, definidas por 1000 W/m^2 de irradiancia con distribución espectral AM1.5G y 25°C de temperatura) tiene la forma aproximada que se muestra en la Figura 2.8 y responde a una ecuación ideal conocida como el modelo de una exponencial

de la célula. Esta ecuación está basada en considerar como válido el principio de superposición, según el cual, la corriente de la célula resulta del balance de la corriente producida por la luz incidente y la correspondiente al diodo de unión p-n que forma su núcleo:

$$I(V) = I_{PH}(V) - I_D = I_{PH}(V) - I_S \cdot \left(\exp \left(\frac{qV}{mkT} \right) - 1 \right) \quad (2.3)$$

donde I_L es la corriente fotogenerada e I_D es la corriente de oscuridad o corriente de diodo.

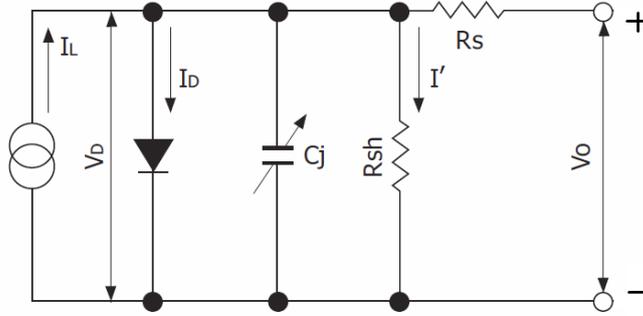


Figura 2.7: Circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica.

En la expresión de ésta última, I_S se denomina corriente inversa de saturación del diodo, q es la carga del electrón, m es el llamado factor de idealidad del diodo (un parámetro adimensional con valores típicos entre 1 y 2), k es la cte. de Boltzmann, y T es la temperatura absoluta. Al término kT/q se le llama habitualmente voltaje térmico.

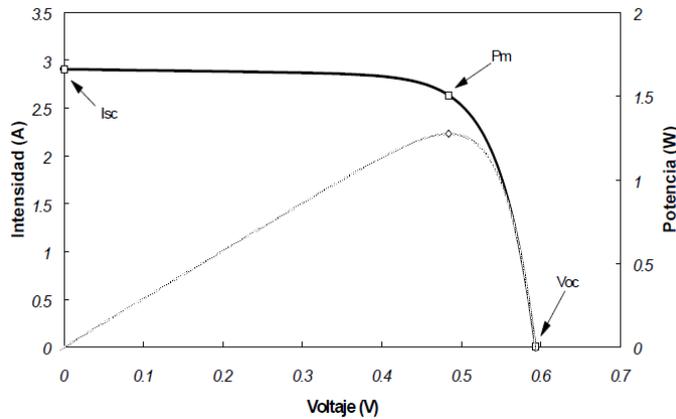


Figura 2.8: Curva característica I-V de una célula fotovoltaica en iluminación, con indicación de algunos de sus parámetros principales. La curva punteada representa la potencia $P(V)$.

En la Figura 2.8 se han señalado además tres parámetros fundamentales para describir el comportamiento del dispositivo:

- La corriente de cortocircuito (I_{SC}) es el mayor valor de la corriente que puede obtenerse del dispositivo como generador, y que se produce cuando $V = 0$:

$$I_{SC} \equiv I(V = 0) = I_{PH} \quad (2.4)$$

- La tensión de circuito abierto (V_{OC}) es la mayor tensión que polariza el dispositivo cuando trabaja como generador, dada para $I = 0$:

$$V_{OC} = m \frac{kT}{e} \ln \left(\frac{I_{PH}}{I_S} + 1 \right) \quad (2.5)$$

- El punto de máxima potencia (P_M) es un punto de trabajo en el que la potencia entregada por la célula a la carga externa es máxima (máximo área bajo la curva). Para una carga resistiva, la potencia P entregada viene dada por el producto: $P = V \cdot I$. El punto de trabajo correspondiente, (V_M, I_M) , define los valores nominales de la tensión y la corriente en el punto de máxima potencia:

$$P_M = V_M \cdot I_M \quad (2.6)$$

Junto a estos parámetros de operación, existen otros dos de enorme importancia:

- El factor de forma (FF) es un índice de la eficiencia de la célula. Corresponde a la relación entre la potencia máxima y el producto entre I_{SC} y V_{OC} :

$$FF(\%) = \frac{P_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} = \frac{I_M \cdot V_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (2.7)$$

Se usa para cuantificar la forma de la curva característica. Aunque en la práctica es siempre menor que la unidad, su valor es más alto cuando el codo de la curva es más prominente o agudo. Por lo general, un valor bajo de FF está asociado con la existencias de pérdidas en el dispositivo mientras que una célula de buena calidad suele tener valores de FF elevados ($FF > 0.70$).

- La eficiencia de conversión energética (η), expresada como un porcentaje, viene dada por la relación entre la potencia eléctrica que puede entregar la célula y la potencia P_L de la radiación que incide sobre ella:

$$\eta(\%) = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M \cdot V_M}{P_L} = \frac{FF \cdot I_{SC} \cdot V_{OC}}{P_L} \quad (2.8)$$

Como indicación de carácter general, puede apreciarse cómo un aumento de la corriente de cortocircuito I_{SC} y/o de la tensión de circuito abierto V_{OC} de la célula conducen (siempre que no se perjudiquen otros parámetros de funcionamiento) a una mayor eficiencia del dispositivo.

2.6. Propiedades opto-electrónicas

Cada material semiconductor está caracterizado por un valor particular de la energía de la banda prohibida (gap), que nos indica la energía mínima (o la longitud de onda máxima) de la radiación que es capaz de absorber. El valor de E_G del material determina además el límite superior teórico para la tensión de circuito abierto V_{OC} de una célula basada en dicho material.

Aquellos fotones con energía $E < E_G$ no son absorbidos y pueden atravesar el dispositivo como si este fuera transparente (excepto si existen mecanismos de absorción adicionales). Los fotones con energía sensiblemente superior al valor de E_G se absorben apenas con unas décimas de micras de material generando así pares e^-/h^+ , y la energía en exceso se pierde rápidamente por choques de los electrones libres con los iones de la red (proceso de termalización), siendo este un mecanismo de pérdidas inevitable (excepto para conceptos de célula muy avanzados, actualmente en fase de investigación).

Pero además, cada semiconductor presenta una capacidad de absorción diferente para fotones de distintas energías, que se mide mediante su coeficiente de absorción, $\alpha(\lambda)$. Este coeficiente nos indica la probabilidad de absorción por unidad de longitud de material atravesado por la

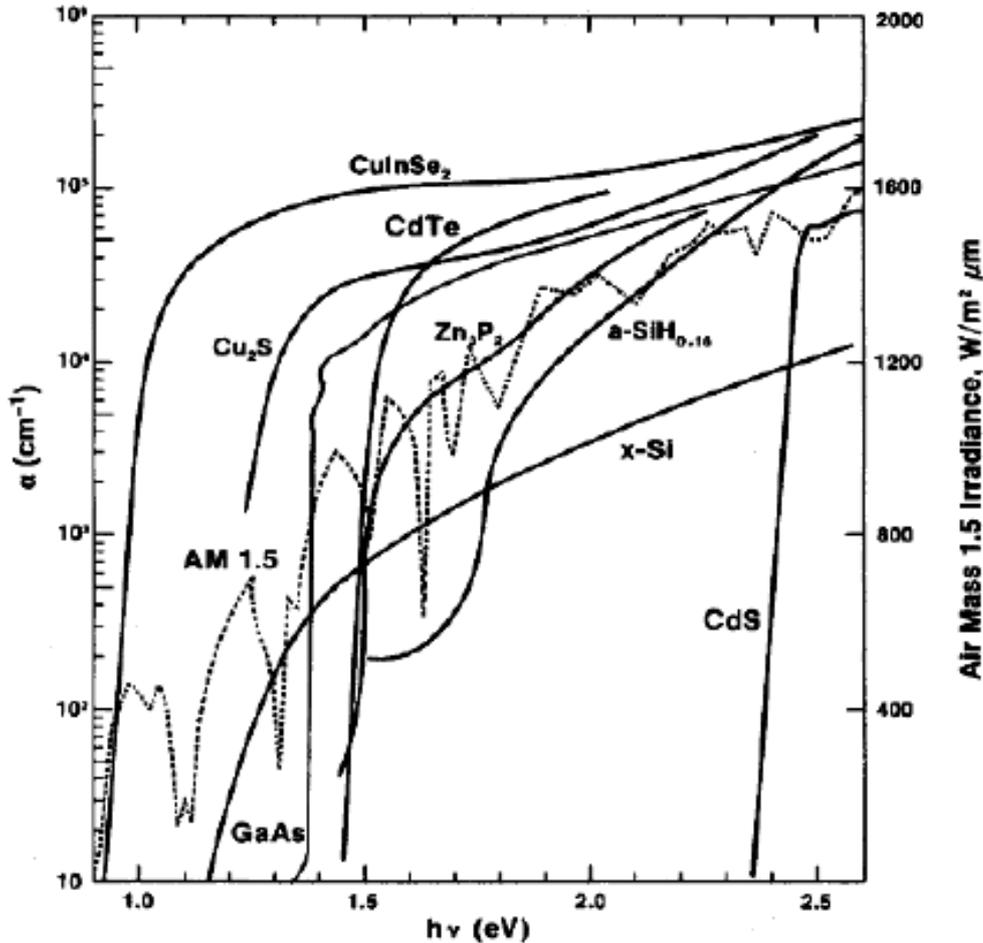


Figura 2.9: Coeficiente de absorción α en función de la energía para distintos materiales fotovoltaicos. La línea punteada muestra la distribución espectral AM1.5 como referencia.

radiación a cada longitud de onda λ , es decir, describe como la intensidad de la luz es atenuada al pasar a través del material siendo I_0 la intensidad inicial del haz.

$$I(x) = I_0 \cdot e^{-\int_0^x \alpha(E, x') dx'} \quad (2.9)$$

En la Figura 2.9 se muestran los coeficientes $\alpha(\lambda)$ de distintos semiconductores. Algunos materiales son muy absorbentes y permiten que las capas activas que conforman la célula sean muy delgadas (del orden de algunas micras, como en el GaAs) mientras que otros materiales requieren de mayores espesores al tener coeficientes de absorción más bajos (caso del Si cristalino).

Es necesario que los portadores de carga generados se extraigan de la célula para verter la energía en el circuito externo. La fracción de portadores que es finalmente extraída del dispositivo se denomina eficiencia de colección, η_C , y depende de las propiedades electro-ópticas del material y de la estructura de la célula. En la práctica, no es inmediato conseguir valores de η_C próximos a la unidad para todas las longitudes de onda, puesto que una parte de los portadores fotogenerados se recombinan antes de poder alcanzar la zona del campo eléctrico o los contactos metálicos, a través de diversos mecanismos (procesos radiativos, Shockley-Read-Hall, Auger, recombinación superficial). La corriente I_D , que depende exponencialmente de la tensión de operación V , representa en esencia la recombinación inducida en el dispositivo, por lo que a mayor tensión, mayor recombinación y por tanto mayores pérdidas y menos corriente. Precisamente la tensión de circuito abierto V_{OC} corresponde a la situación en la que el número de procesos de recombinación iguala al número de procesos de generación, lo que impide que

circule corriente al exterior del dispositivo. Incluso en condiciones de cortocircuito ($V = 0$), los procesos de recombinación no se anulan enteramente.

2.6.1. Fotogeneración

La fotogeneración es de lejos el proceso de generación más importante en los dispositivos fotovoltaicos [13]. Asumiendo que todos los fotones son absorbidos para generar portadores libres, la velocidad de generación de portadores por unidad de volumen a una profundidad x de la superficie es

$$g(E, x) = b(E, x) \cdot \alpha(E, x) \quad (2.10)$$

donde $b(E, x)$ es el flujo de fotones en x . Para encontrar la velocidad de generación total en x sumamos a todas las energías que generan portadores libres.

$$C(x) = \int g(E, x) dE \quad (2.11)$$

Donde ahora $g(E, x)$ es la velocidad de fotogeneración espectral escrita en función del flujo incidente $b_s(E)$ y la reflectividad en la superficie $R(E)$.

$$g(E, x) \cdot dE = [1 - R(E)] \cdot \alpha(E) \cdot b_s(E) \cdot e^{-\int_0^x \alpha(E, x') dx'} \quad (2.12)$$

2.6.2. Recombinaciones en unión y volumen

De entre todos los mecanismos de recombinación nos interesan especialmente los debidos a procesos radiativos (Figura 2.10) [13]. Al igual que la fotogeneración, estos pueden suceder a diferentes velocidades dependiendo de la longitud de onda de los fotones, ya que atravesarán más o menos el material dependiendo del coeficiente de absorción. Una vez generados los portadores, se desplazan hacia la ZCE para recombinarse mediante mecanismos de difusión y/o arrastre.

Similarmente a la fotogeneración, definimos entonces la velocidad de recombinación radiativa (emisión espontánea) por unidad de volumen para todos los ángulos de emisión

$$r_{sp} = b_e(E, \Delta\mu) \cdot \alpha(E) \quad (2.13)$$

donde esta vez $b_e(E, \Delta\mu)$ es el flujo de fotones dependiendo, además de la energía, de $\Delta\mu = F_n - F_p$ (diferencia entre los pseudoniveles de Fermi, potencial químico). Si queremos obtener la velocidad de recombinación neta deberemos integrar a las energías extrayendo de la velocidad total la parte correspondiente al equilibrio térmico ($\Delta\mu = 0$)

$$U_{rad} = \int_0^\infty b_e(E, \Delta\mu) \cdot \alpha(E) \cdot dE - \int_0^\infty b_e(E, 0) \cdot \alpha(E) \cdot dE \quad (2.14)$$

Aproximando a un semiconductor no degenerado ($E - \Delta\mu \gg k_B T$) para todas las energías obtenemos finalmente una ecuación mucho más simplificada de la que ahora podemos extraer el coeficiente de recombinación radiativa B_{rad} donde n_s es el índice de refracción y n_i la concentración intrínseca de portadores.

$$U_{rad} = B_{rad}(np - n_i^2) \quad (2.15)$$

$$B_{rad} = \frac{2\pi}{n_i^2 h^3 c^2} \int_0^\infty n_s^2 \cdot \alpha(E) \cdot e^{-E/k_B T} E^2 dE \quad (2.16)$$

Este coeficiente es independiente de la densidad de portadores y es propio del material. Será mucho más grande para materiales con un alto valor del coeficiente de absorción, por lo cual la

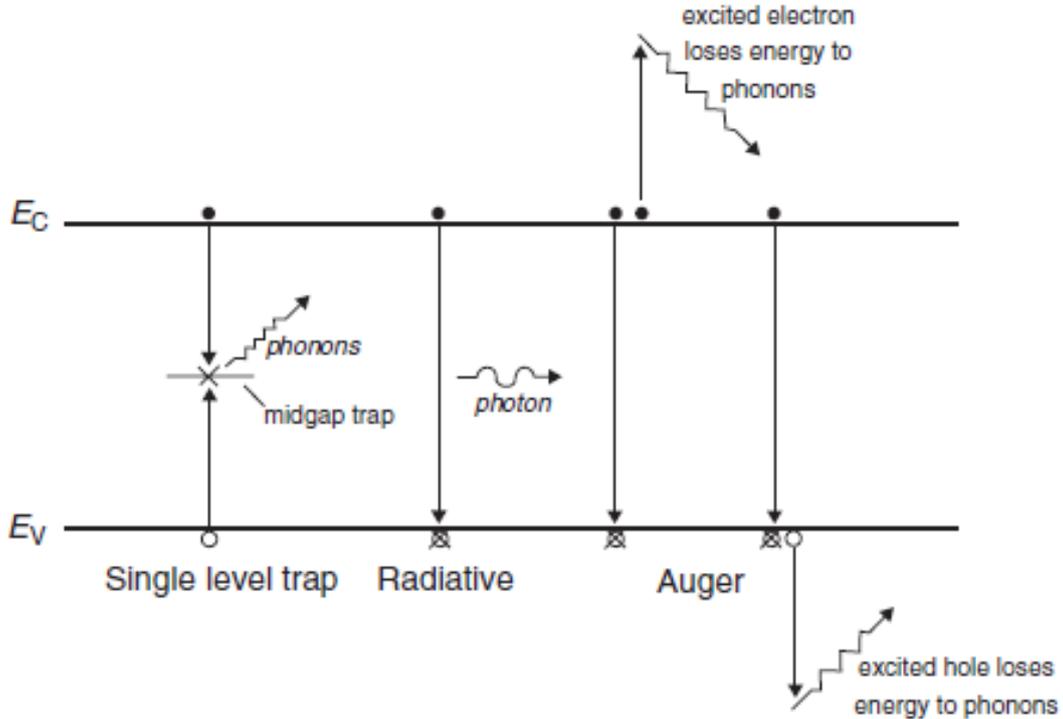


Figura 2.10: Procesos de recombinación en semiconductores [10].

recombinación radiativa es mucho más importante en materiales de gap directo.

Las contribuciones de los niveles de energía cercanos a los bordes de la banda son mucho más importantes al haber tomado la aproximación de semiconductor no degenerado. Esto significa que la recombinación radiativa proveniente de centros profundos es muy importante, y en ocasiones puede dominar a la recombinación banda-banda.

En los casos en los que el potencial químico sea uniforme, la velocidad de recombinación radiativa se puede relacionar directamente con este. Por ejemplo, si $\Delta\mu(x) \approx qV$ usando la ecuación 2.15:

$$U_{rad} = U_{0,rad}(e^{qV/k_B T} - 1) \quad (2.17)$$

donde $U_{0,rad}$ es una constante dependiente del material.

2.7. Eficiencia cuántica externa

La eficiencia cuántica externa $EQE(\lambda)$ es una medida de la sensibilidad de la célula solar. Consiste en la fracción de fotones incidentes que crean un par electrón-hueco que son recolectados satisfactoriamente. Para calcularla solo tenemos que iluminar la célula con luz monocromática de una longitud de onda determinada, así podremos hacer el cociente entre la corriente fotogenerada I_{PH} que pasa a través de la célula y el flujo de fotones incidentes $\phi_{PH,\lambda}$ [16].

$$EQE(\lambda) = \frac{I_{PH}(\lambda)}{q \cdot \phi_{PH,\lambda}} \quad (2.18)$$

Como I_{PH} depende del voltaje aplicado, este debe permanecer constante en todo momento durante la medida. La forma de la curva vendrá determinada por las pérdidas ópticas y eléctricas,

como absorciones parásitas o pérdidas por recombinación, respectivamente.

El mismo concepto lo podemos aplicar a las cámaras que presentan un semiconductor por sensor, como las que explicaremos más adelante en este TFG (ver 3.1).

2.8. Luminiscencia en células solares de Si

La luminiscencia se describe como la emisión de luz de un sólido. Surge a partir de desviaciones del equilibrio térmico, a diferencia de la radiación de cuerpo negro que es observada en el equilibrio térmico. Nos alejamos del equilibrio térmico mediante varias formas de excitación, como pueden ser la electroluminiscencia o fotoluminiscencia entre otras [1].

2.8.1. Electroluminiscencia

La electroluminiscencia (EL) es un fenómeno físico que consiste en la emisión de luz como respuesta a la polarización del material. Estamos excitando el semiconductor, indirecto en nuestro caso, llegando así al punto de inversión de población. Debido a las recombinaciones de los pares e^-/h^+ inyectados en las uniones p-n, se emiten (emisión estimulada radiativa) fotones de la longitud de onda correspondiente a la energía del gap del material (Si, $\lambda = 1126nm$ correspondiente al infrarrojo cercano) [11].

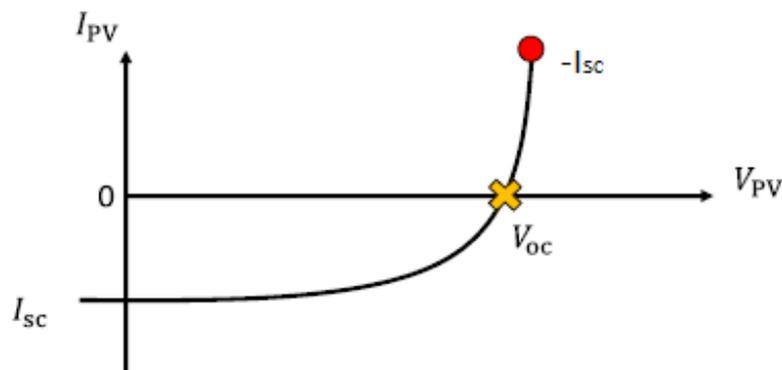


Figura 2.11: Curva I-V con los puntos de operación en EL: punto de máxima emisión de EL y circuito abierto V_{oc} .

Si se polariza una célula solar en directa, los huecos de la zona p se mueven a la zona n, donde son portadores minoritarios, y los electrones presentes en la zona n lo hacen hacia la zona p. Este exceso de portadores minoritarios da lugar a la recombinación con los portadores mayoritarios, dando lugar a la emisión de un fotón. Los fotones emitidos en las zonas activas de la unión p-n se desplazan hacia el exterior, pero no todos lo consiguen, ya que pueden ser reabsorbidos por el material o reflejados por la intercara de la célula solar, como se ilustra en la Figura 2.12. Los fotones que consiguen llegar al exterior son los que capta el detector y los que permiten obtener la imagen de electroluminiscencia [14].

Esto hace que sea una técnica de caracterización muy sencilla para la detección de defectos por impactos, en las conexiones eléctricas y/o degradación del propio material de la célula (estructura interna del módulo). Revela defectos ocultos que no pueden verse con otros métodos, como con la curva I-V [4].

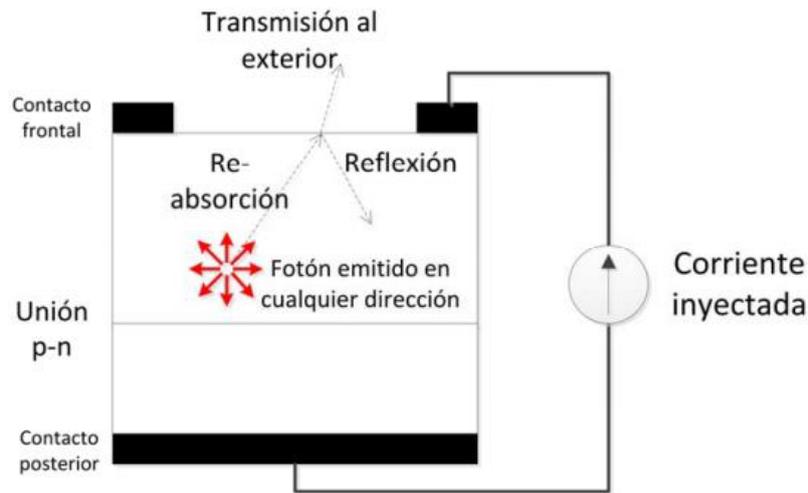


Figura 2.12: Efecto de la inyección de carga en una célula solar y procesos que sufren los fotones generados en su camino hacia el exterior.

2.8.2. Fotoluminiscencia

Al igual que la EL, la fotoluminiscencia (PL) es otro fenómeno físico que consiste en la emisión estimulada de luz provocada por la previa excitación óptica. Está causada por las transiciones permitidas de los electrones desde estados ocupados más altos en energía (banda de conducción) hasta estados desocupados que se encuentran por debajo (banda de valencia), emitiendo fotones durante el proceso de la misma longitud de onda que los absorbidos. El resto de fotones incidentes contribuyen al calentamiento del módulo [1].

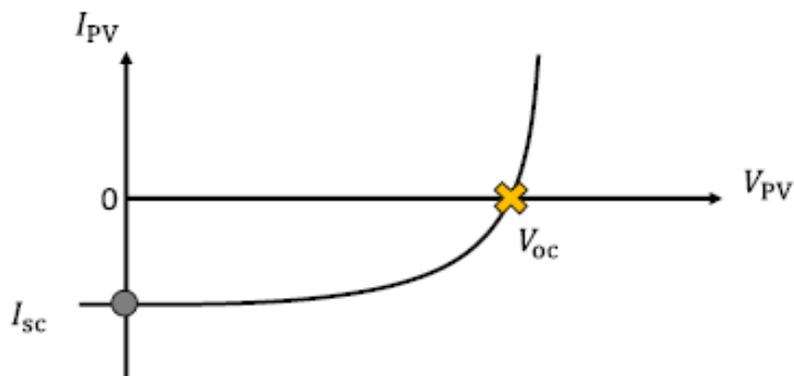


Figura 2.13: Curva I-V con los puntos de operación en PL: circuito abierto V_{OC} y corriente de saturación I_{sc} .

La distribución de la intensidad de la luminiscencia emitida está relacionada con la presencia de defectos en el material (ya que por lo general estos dan lugar a procesos de recombinación no radiativa), y por tanto, con el mapa de longitudes de difusión de los portadores minoritarios [14].

Capítulo 3

Caracterización de paneles fotovoltaicos

Tras haber visto con detenimiento los fundamentos físicos de la célula solar fotovoltaica, procedemos a explicar los principales dispositivos para captar la luminiscencia así como las principales técnicas de caracterización en las que basamos este TFG, la electro- y fotoluminiscencia. También veremos los problemas con los que nos podemos encontrar a la hora de medir y las posibles soluciones además de los defectos más comunes que nos encontramos.

3.1. Dispositivos de captación de luminiscencia

Para recoger la luminiscencia emitida por las células solares de silicio y poder detectar los defectos solo se requiere un módulo (o una célula) y una CCD (sensor sensible a la luz). Este proceso se puede realizar con diferentes cámaras cuya estructura está basada en diferentes semiconductores (sensores). En esta sección trataremos la CCD de Si e InGaAs centrándonos sobre todo en la segunda, que ha sido la usada a la hora de tomar las imágenes.

3.1.1. Cámara de InGaAs

La cámara de la que disponía *GdS-Optronlab* era una cámara de sensor InGaAs SWIR (Short Wave InfraRed) de la compañía Hamamatsu modelo C12741-03. Cuenta con unas características que la hacen muy adecuada para la detección tanto de EL diurna (outdoor) como indoor en módulos solares [6].



Figura 3.1: Cámara con sensor de InGaAs Hamamatsu C12741-03.

Su resolución espacial de 640x512 píxeles nos permite visualizar varios módulos en la misma imagen, lo cual agiliza el trabajo en planta. Permite la captura de hasta 60 fps (frames per second) con un amplio rango del tiempo de exposición, que va desde 16,7ms hasta 1s. Esta característica y que sea ciega a la mayor parte del espectro hacen que sea muy adecuada para tomar imágenes o vídeos diurnos con cualquier condición de iluminación. Presenta una refrigeración TEC (par termoeléctrico) que minimiza el efecto del ruido electrónico en el sensor, obteniendo así una mejor imagen. Resulta bastante funcional al ser ligera con un peso de 600g, pequeña, con unas dimensiones de 98x56x56mm y eficiente, con un consumo eléctrico de solo 16W.

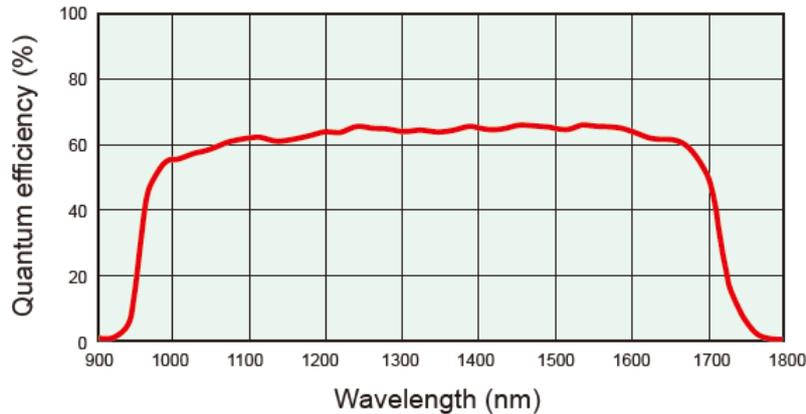


Figura 3.2: Eficiencia cuántica en función de la longitud de onda de la CCD con sensor de InGaAs Hamamatsu C12741-03.

La conexión al ordenador se realiza a través del puerto USB 3.0, lo cual, unido a una buena integración con *LabVIEW*, la hace fácil de acoplar a cualquier ordenador usando un programa diseñado específicamente para las mediciones requeridas.

3.1.2. Cámara de Si

El mayor inconveniente de las CCD de Si para la EL de células solares de silicio es una inapropiada eficiencia cuántica en el rango espectral cercano al borde de la banda de emisión del silicio (NBE, 1126nm), algo que no pasa en las de InGaAs [11]. Esto hace que no se puedan tomar imágenes diurnas, y si se toman estas serán nefastas (Figura 3.3).

Tiene la misma refrigeración con el mismo tipo de conexión al ordenador. Sus dimensiones son algo peores siendo un poco más grande (113x104x110mm) y más pesada (1100g). Es menos eficiente (20W) tomando cerca de 12 fps, pero su tiempo de exposición máximo le permiten detectar pequeñas señales. Además, presenta una mejor resolución de 1392x1040 píxeles y su tecnología es más económica, pero todas las características en conjunto hacen que la cámara de InGaAs sea mejor opción.

3.1.3. Comparativa de cámaras

A la hora de realizar uno de los procesos de caracterización (EL o PL) elegiremos la cámara que más nos convenga según nuestras condiciones. Aquí presentamos el Cuadro 3.1 con las características de ambas cámaras para su mejor comparación.

Sensor	Si	InGaAs
Resolución	1392 x 1040	640 x 512
FPS	11,7	60
Tiempo de exposición	[$5\mu s - 1h$]	[$16,7ms - 1s$]
Refrigeración	TEC	TEC
Peso	1100 g	600 g
Dimensiones	113 x 104 x 110 mm	98 x 56 x 56 mm
Consumo	20 W	16 W
Interfaz	USB 3.0	USB 3.0

Cuadro 3.1: Comparativa características CCD de Si e InGaAs.

Si en el momento de realizar la medición estamos en condiciones de alta irradiación nos encontramos cómo el espectro solar se superpone al espectro de nuestra célula. Lo que observamos en la Figura 3.3 nos proporciona información sobre la CCD más adecuada para realizar las diferentes técnicas de caracterización en la célula dado el área bajo la curva de la eficiencia cuántica en la zona espectral cercana a la emisión del silicio, que en este caso el área es mayor en la cámara de InGaAs (la cámara seleccionada influye notablemente en los futuros resultados).

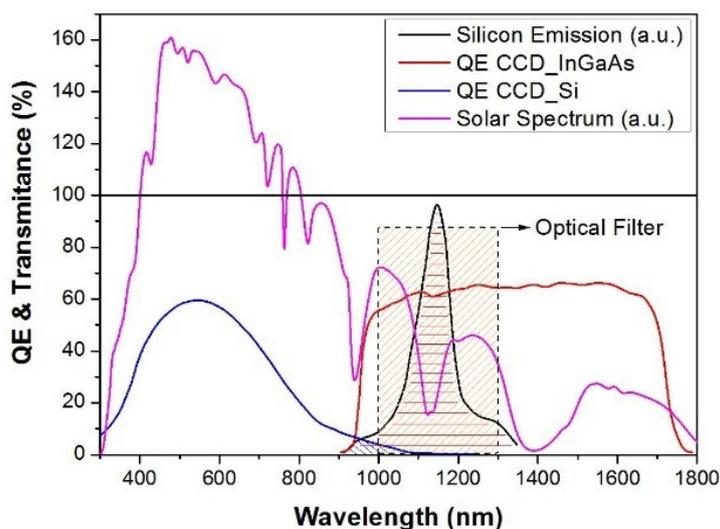


Figura 3.3: Eficiencia cuántica de diferentes CCDs (Si e InGaAs), espectro solar y espectro del Si en función de la longitud de onda.

Debido a que la fotoluminiscencia se genera a partir de una excitación óptica necesitamos condiciones de alta irradiación para llevarse a cabo. Respecto a la electroluminiscencia, es preferible que tengamos unas condiciones de baja irradiación para una mejor visualización de la señal. En conclusión, no podemos realizar ningún método de caracterización por luminiscencia con una CCD con sensor de Si con condiciones de alta irradiación. El ruido presente dificulta la visión de la señal deseada por muchos filtros que apliquemos porque la eficiencia cuántica de la cámara no es adecuada en el rango de interés. En su lugar, usamos una cámara con sensor de InGaAs que es mucho mejor en la mayoría de los aspectos y aplicamos diferentes filtros para ver la señal correctamente.

Además, aunque no hayamos usado la CCD de Si a la hora de tomar las imágenes, hemos podido comprobar cómo efectivamente se veían mejor las captadas con la de InGaAs que con

como consecuencia, la imagen de luminiscencia obtenida puede verse afectada si la irradiación no es constante en el tiempo presentando resultados falseados.

3.3. Comparativa indoor y outdoor

No es lo mismo realizar unas medidas en condiciones de alta irradiación solar (outdoor), donde podemos realizar tanto la EL como la PL, que en unas condiciones de baja irradiación en un laboratorio (indoor), donde solo podemos realizar la electroluminiscencia. Da igual qué caracterización estemos haciendo, si la EL indoor o EL outdoor, ya que debido a la forma exponencial de la curva I-V y a los puntos de operación entre los que tenemos que conmutar, si metemos más corriente con la fuente, la diferencia de potencial generada a mayores será despreciable y la relación señal/ruido SNR permanecerá casi constante [2]:

$$SNR = \frac{m_S - m_N}{\sigma_N} \quad (3.1)$$

donde m_S y m_N son los valores medios de la señal y el ruido respectivamente y σ_N la desviación estándar del ruido. Como consecuencia solo conseguiremos calentar el módulo excesivamente por efecto Joule pudiendo llegar a dañarlo, especialmente si ya está algo dañado, sin obtener apenas más señal de luminiscencia. Si a mayores el módulo está recibiendo una alta radiación este efecto se agrava y la SNR disminuye (el ruido enmascara la señal de luminiscencia).

La cámara entonces juega un papel fundamental. La señal de luminiscencia está directamente relacionada con la corriente que aportamos al circuito y, como hemos dicho, llega un punto en que es inservible aumentar esta corriente. Si el rango espectral de la cámara (Figura 3.3) no es adecuado tendremos que modificar ciertos parámetros para conseguir la mejor visibilidad de los defectos presentes en el módulo.

3.3.1. Tiempo de exposición y saturación de la CCD

Una vez seleccionados los ciclos de la técnica lock-in, que nos elimina el flujo de las señales que no nos interesan, una manera de intensificar la señal de luminiscencia es modificar el tiempo de exposición (tiempo que tiene la cámara el obturador abierto). Lo podemos modificar a elección en el ordenador según lo que nos permita la cámara seleccionada al estar conectado a ella. Un mayor tiempo de exposición implica una intensidad de píxel mayor. Esto hace trabajar más a la cámara al estar más tiempo en funcionamiento haciendo que se caliente pudiendo perjudicar al sensor. En condiciones de alta irradiación necesitaremos tiempos de exposición más altos para contrarrestar el enmascaramiento de la señal por el ruido externo. Pero tenemos el problema de que el ruido crece linealmente con el tiempo de exposición y podemos llegar a un punto en el que el sensor de la cámara se puede saturar y no la imagen que obtenemos no es adecuada.

$$PixelIntensity = A \cdot t_{exp} \cdot \int_0^{\infty} [\phi_{EL}(\lambda) + \phi_{NOISE}(\lambda)] \cdot SR_{CAM}(\lambda) \cdot T(\lambda) \cdot d\lambda \quad (3.2)$$

En la ecuación 3.2 podemos ver como se refleja lo dicho previamente, donde t_{exp} es el tiempo de exposición, ϕ el flujo de las señales recibidas, tanto la de electroluminiscencia como la de ruido, $SR_{CAM}(\lambda)$ la sensibilidad espectral de la cámara y $T(\lambda)$ la transmitancia del filtro óptico (atenuación de la señal filtrada).

En el límite de saturación la imagen no se visualiza adecuadamente y, por eso, es nuestro deber encontrar un tiempo de exposición adecuado según las condiciones que tengamos para

no saturar el sensor. El programa nos ofrece la posibilidad de seleccionar automáticamente el tiempo de exposición, normalmente del orden de milisegundos, evitando la aparición de píxeles saturados en una región prefijada. Sería importante que dicha región solo enfoque al módulo solar detectando los bordes, de manera que estos no se tuvieran en cuenta en el cálculo. De enfocar algo externo, es muy probable que haga saturar el sensor mucho antes y el tiempo de exposición calculado quede muy por debajo del óptimo.

3.3.2. Perspectiva y reflejos

Otro parámetro a modificar es la posición de la cámara. A menudo pueden aparecer reflejos indeseados, especialmente en condiciones de alta irradiación, debido a la superficie acristalada que presentan los módulos. Nuestro objetivo es evitar estos reflejos para no saturar el sensor aunque esto puede acarrear que la posición de la cámara donde no aparezcan sea desfavorable haciendo que la imagen tenga demasiada perspectiva. Por eso para evitar tener que desplazar demasiado la cámara usamos un filtro polarizador.

Cuando hacemos medidas en condiciones de baja irradiación como es la caracterización por EL (indoor), se puede decir que no aparecen reflejos por estar en las mejores condiciones posibles (oscuridad). Esto nos permite colocar la cámara de la manera más conveniente posible que es perpendicular al módulo encuadrándolo lo mejor posible para tener una resolución máxima; la imagen entonces no tiene perspectiva. Todo esto se puede comprobar en las imágenes de luminiscencia del capítulo donde mostramos los resultados.

3.4. Técnicas de caracterización

Para caracterizar una célula o un panel fotovoltaico necesitamos distintos equipos dependiendo de qué caracterización hagamos. En este TFG nos hemos centrado en la electro- y fotoluminiscencia que necesitan de un equipo similar. Aquí comentamos de forma resumida de qué equipo estamos hablando.

3.4.1. Electroluminiscencia

El equipo básico para realizar la técnica de electroluminiscencia es un panel o una célula solar, una fuente de corriente continua, un ordenador con el programa adecuado y una cámara (ver 3.1.3) con un filtro óptico. La fuente de alimentación es la encargada de excitar los electrones para producir la luminiscencia como ya explicamos más arriba.

Una vez montado el equipo, ejecutamos el programa de *LabVIEW* presente en nuestro ordenador donde podemos modificar el número de ciclos y tiempo de exposición para obtener una buena imagen de electroluminiscencia. Enfocamos al módulo/célula lo mejor que podamos, evitando que la imagen esté deformada, comprobamos que todo esté bien conectado y capturamos la imagen. Es conveniente hacer una foto en el visible (con el móvil) para comprobar si hay defectos visuales. Ahora podemos editar la imagen recortándola o quitando el ojo de pez con programas especializados en edición como *Photoshop* o *ImageJ* para su posterior análisis.

Con la idea de detectar defectos en las células solares, se analizan los histogramas correspondientes. Podemos obtener el histograma de la imagen, parámetros estadísticos del mismo y distribuciones de estos. Esto se verá con más profundidad en 4.2 y 4.3.

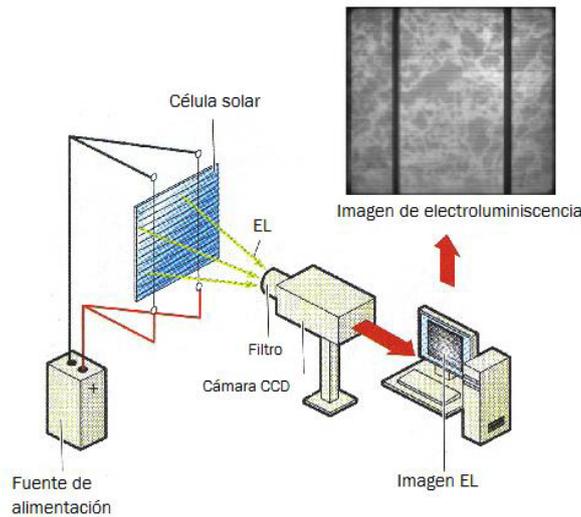


Figura 3.5: Equipo de caracterización mediante electroluminiscencia.

La técnica de electroluminiscencia se puede hacer en condiciones de baja irradiación (lo más favorable) donde el número de ciclos que tendremos que realizar será pequeño, o en condiciones de alta irradiación (outdoor) donde el número de ciclos será considerablemente mayor y por lo tanto el tiempo de la medida aumentará. Si la radiación solar varía en el tiempo a lo largo de la medida, por ser la fuente de excitación de los electrones un voltaje externo se pueden obtener valores falseados que nos afectarán en el análisis al poder tener el ruido en un cierto instante de la medida la misma frecuencia que la señal de EL.

3.4.2. Fotoluminiscencia

En la técnica de imagen de fotoluminiscencia se excita la muestra y se recoge la luminiscencia de toda la célula o módulo solar mediante el uso de un detector adecuado (Figura 3.6). En algunos casos, el sistema de iluminación que se usa se compone de una lámpara halógena o de xenón con un filtro monocromático. Otra opción es usar láseres de diferentes longitudes de onda (de helio-neón, argón, etc.) o simplemente el Sol.

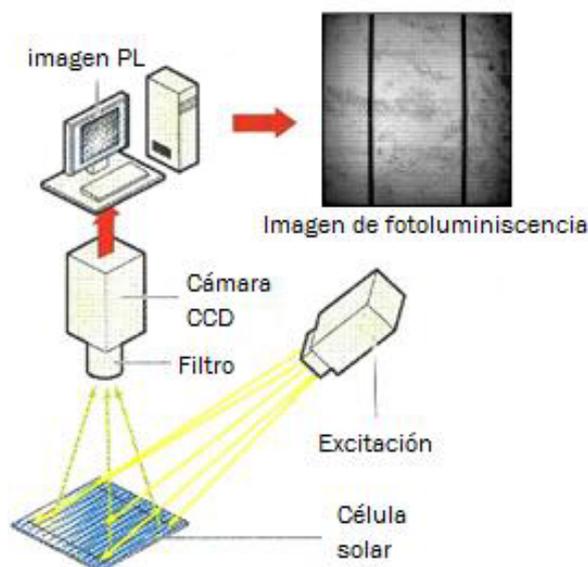


Figura 3.6: Equipo de caracterización mediante fotoluminiscencia.

Al ser condiciones de alta irradiación las que necesita para llevarse a cabo, es necesario realizar un filtrado digital (técnica lock-in) donde el número de ciclos ejecutados será elevado y no afectará tanto el tiempo de la medida como en el caso de la electroluminiscencia outdoor. Los resultados tienen menos probabilidad de estar falseados si la radiación solar varía en el tiempo, en el caso outdoor, porque esta es la fuente de excitación de los electrones.

3.5. Mecanismos de medida

A la hora de tomar las imágenes podemos hacerlo mediante diferentes mecanismos. Dependiendo de las condiciones algunos nos proporcionarán ciertas ventajas que otros no nos aportan. Se podrían dividir en dos grandes grupos: desde el aire o desde tierra [8].

Tierra La cámara está fijada a dispositivos portátiles que son manipuladas por técnicos.

- **Cámara y trípode:** proporciona una gran flexibilidad y estabilidad. El sistema es fácil de transportar y no necesita de mucha preparación. Si es necesario se puede combinar con una plataforma elevadora para una mejor visualización de los módulos.

La mayor desventaja que puede presentar este método es que las imágenes capturadas



Figura 3.7: CCD en un trípode más plataforma.

tengan cierta deformación. Es eficaz siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones, como que el suelo esté nivelado donde se coloque el trípode y no se realice un análisis a larga escala.

- **Cámara y carril:** solucionamos el problema de las imágenes con perspectiva. Tenemos la posibilidad de capturar las células de un módulo concreto individualmente en caso de querer analizar de manera precisa. La posición del módulo en la imagen es siempre la misma, lo que es de gran importancia a la hora de comparar. Sin embargo, se necesitan más personas para manipularlo, el transporte es más tedioso y el sistema tiene que ser rediseñado a las dimensiones específicas de los módulos en cada planta.
- **Multi-cámara y trípode:** respecto de los anteriores se acorta el tiempo de medida al tener más cámaras y el número de módulos por imagen es mayor (se combina en una imagen las captadas simultáneamente) conservando la calidad de antes. La posición de los módulos en la imagen también se conserva y el número de estos por imagen aumenta pero tiene las mismas desventajas que la cámara con el carril (difícil transporte, más personas, rediseño del sistema).

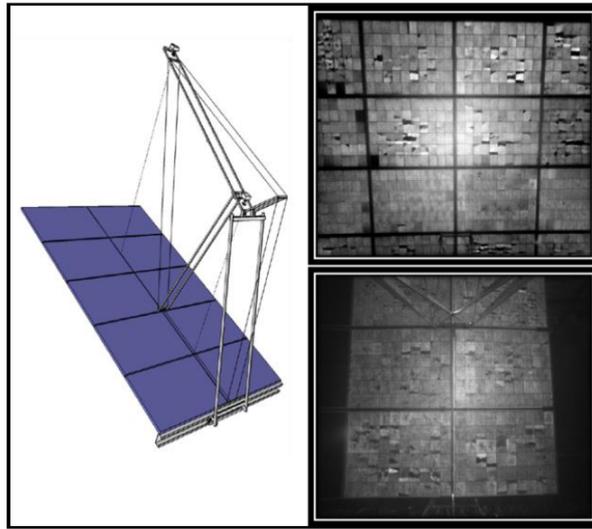


Figura 3.8: Sistema multicámara.

Aire El **dron**, integrado a la CCD, se manejaría por control remoto lo que nos proporciona un mejor acceso a sitios elevados. Se soluciona el problema del terreno inestable pero ahora dependemos más de las condiciones meteorológicas, es más inestable y las imágenes pueden estar borrosas. A pesar de eso, se toman sin deformación y tenemos la posibilidad de hacer un vídeo de toda la planta al inicio para hacer un primer control.



Figura 3.9: CCD asociada a un dron.

Esta técnica está en desarrollo, se está estudiando cómo aumentar el tiempo de vuelo (actualmente de 60min) y la posibilidad de volar con lluvia débil.

Para la EL es necesario conectar una fuente de alimentación a los módulos. Durante las medidas, esta fuente tiene que ser conectada manual e individualmente a cada módulo. En el caso del dron, debido a los cortos tiempos de vuelo se necesita una fuente inalámbrica controlada a distancia.

En conclusión, el carril y el trípode son mecanismos muy adecuados cuando las dimensiones de la planta no son grandes. Para este trabajo, las medidas se han realizado con el trípode indistintamente de si hacíamos caracterización por EL o PL, pues disponíamos de módulos sueltos.

	Trípode	Carril	Multi-cámara	Dron
Módulos/imagen	1-4	1-4	10-15	1-100
Deformación	Sí	No	Sí	No
Personas	2-3	4-6	4-6	2-3
Transporte	Sencillo	Complicado	Complicado	Sencillo
Ventajas	Estabilidad	Fotos célula por célula, idénticas	Fotos idénticas	Sin limitaciones del diseño de planta, rápido

Cuadro 3.2: Comparativa métodos de medida de EL.

3.6. Defectos

Según M. Köntges, un defecto se define como todo aquello en un módulo fotovoltaico que no está previsto que estuviera, y puede implicar un fallo o no. Algunos defectos no están causados por el módulo, sino por fuentes externas o efectos intrínsecos que generan, además de degradaciones de potencia, problemas de seguridad en ciertas ocasiones [9].

La finalidad de ejecutar estas caracterizaciones es encontrar los fallos para verificar el buen funcionamiento de una planta solar. Hay numerosos tipos de defectos, unos son más graves y otros menos, pero no por ello son menos importantes. Aquí exponemos los principales, los que hemos visto a lo largo de la realización de este TFG en módulos solares mc-Si.

Delaminaciones: Es un defecto fácil de ver a simple vista. Se define como la pérdida de adhesión existente entre diferentes capas. Dicha pérdida de adhesión puede darse entre el encapsulante polimérico y las células fotovoltaicas, entre las células fotovoltaicas y el vidrio de la cubierta frontal o entre la cubierta posterior y el encapsulante, y se ve favorecido por la contaminación o factores ambientales.

Esto supone un problema de gran envergadura porque causa dos efectos: se incrementa la reflexión de la luz, por tanto se pierde luz aprovechable para el efecto fotovoltaico, y se facilita la entrada de humedad en el módulo fotovoltaico con consecuencias no deseadas pudiendo generarse otro modo de degradación que es la corrosión. En concreto, las delaminaciones entre las intercaras dan lugar a pérdidas de corriente y las de la parte trasera del módulo pueden ser especialmente peligrosas por el fallo de aislamiento de las componentes eléctricas [15].

Cracks y multicracks: La células de silicio son muy quebradizas y hay un gran riesgo de que se generan pequeños cracks por el estrés mecánico y térmico. Estos se producen en el sustrato de las células, por eso no se aprecian en el visible, y pueden tener distintas formas, tamaños y orientaciones.

- Cracks a lo largo de interconnect ribbons: se ven como manchas en las juntas de las soldaduras y afectan a los fingers de la célula.
- Cracks dendriformes que surgen por grandes cargas mecánicas (golpes, transportes...).
- Defectos lineales extensos: pueden llegar a atravesar todo el módulo.
- Cracks paralelos a los busbars: son en particular los más críticos porque presentan áreas de células potencialmente separadas con una alta probabilidad de degradación [7].

Dependiendo del tipo y magnitud del crack, hay partes de células que pueden volverse inactivas, provocando una bajada sustancial de la potencia. Una célula con más de un 8 % de área inactiva se considera como no aceptable.

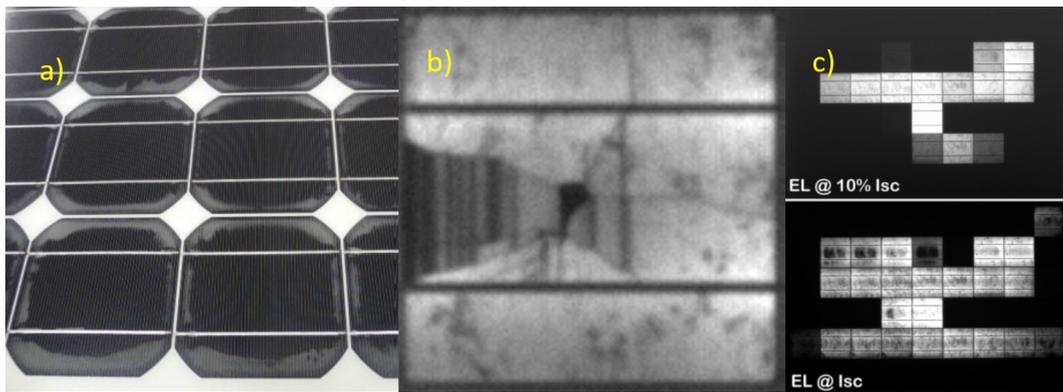


Figura 3.10: a) Delaminaciones en un módulo c-Si, b) crack junto con fallos en los fingers, c) degradación inducida por potencial.

Degradación inducida por potencial: Este defecto ha surgido en los últimos años y está en proceso de estudio. La degradación inducida por potencial (PID por la expresión inglesa *potential induced degradation*) es una degradación en paneles fotovoltaicos causante de pérdidas en el rendimiento, que se debe a la presencia de corrientes parásitas en los mismos. Su efecto puede reducir la potencia del equipo hasta en un 30%. La causa de estas corrientes se debe a la presencia de diferencias de potencial entre el módulo y tierra. En la mayoría de sistemas fotovoltaicos sin puesta a tierra los módulos tienen un voltaje no nulo que genera este efecto, si bien es más frecuente en voltajes negativos, especialmente cuando se dan condiciones de altos voltajes, alta humedad ambiental o elevadas temperaturas [12]. No es fácil de detectar en una supervisión estándar de una planta, pues su efecto se intensifica en condiciones de baja corriente (10% de I_S).

Otros: Hay una gran variedad de defectos y podríamos escribir un libro solo centrándonos en estos. Mencionamos también otros ejemplos como puntos calientes (zonas quemadas) y bajas resistencias en paralelo generadas por agentes externos o por defectos intrínsecos; o defectos de malla y fallos en fingers que surgen por estrés mecánico y soldaduras defectuosas.

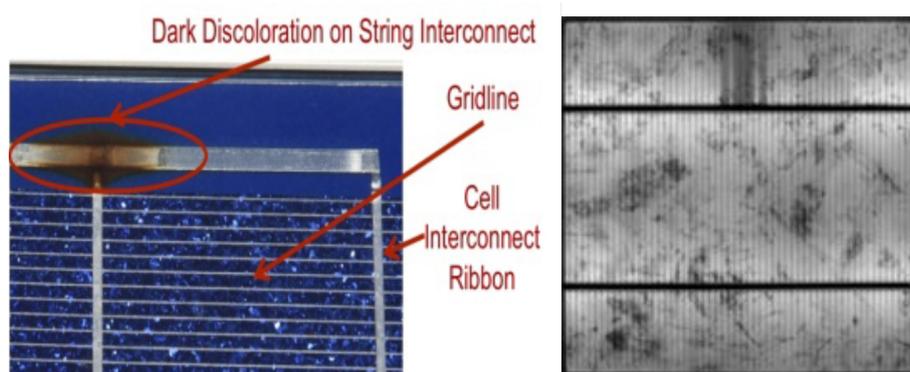


Figura 3.11: A la izquierda puntos calientes, a la derecha fallos en los fingers.

Capítulo 4

Análisis cualitativo y cuantitativo de imágenes de luminiscencia

En este capítulo procedemos a analizar los resultados obtenidos de las diferentes técnicas de caracterización por luminiscencia ejecutadas centrándonos en una especialmente estudiando la influencia de diferentes factores. También proponemos un nuevo método de caracterización basado en los histogramas de las imágenes de las células individuales.

4.1. Imágenes de luminiscencia

Recordando lo mencionado anteriormente (ver 2.8), hay una clara diferencia entre electroluminiscencia y fotoluminiscencia. A continuación exponemos detalladamente las diferencias entre la EL outdoor/indoor y la PL outdoor, viendo qué técnica es más conveniente o si son complementarias, aplicadas a módulos y células de silicio multicristalino.

4.1.1. PL outdoor

En la Figura 4.1 podemos ver imágenes de los distintos módulos a los que hemos realizado la fotoluminiscencia. Estas imágenes están tomadas con el mismo número de ciclos y diferentes valores de irradiación que se muestran en la figura; de entre todos ellos nos centramos en el de menor y mayor irradiación para su estudio (Figura 4.2).

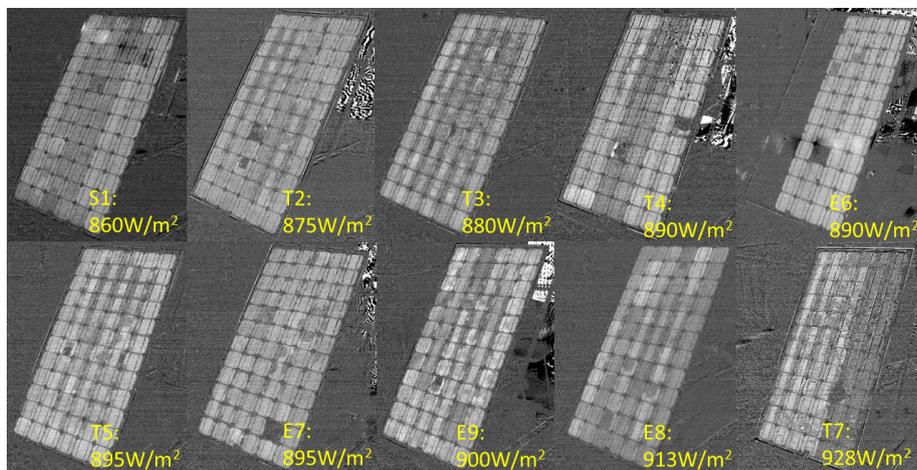


Figura 4.1: Imágenes de PL de módulos *Solucciona* ordenados de menor a mayor irradiación solar realizadas todas ellas con 500 ciclos.

Analizando las imágenes de fotoluminiscencia a distintos ciclos para un mismo módulo vemos que con más ciclos la imagen es mejor ya que la relación señal/ruido aumenta (Figura 4.2). Si aumentamos más el número de ciclos seguramente no veamos ningún defecto a mayores y si es así puede deberse a que al incrementar el tiempo de medida haya variaciones en la irradiación, siendo datos falseados.

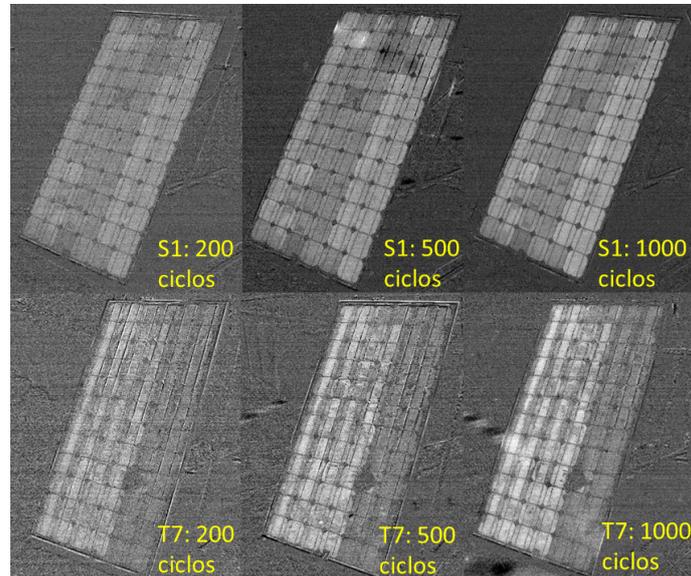


Figura 4.2: Imágenes de PL de los módulos S1 y T7 de *Solucciona* con $860W/m^2$ y $928W/m^2$ respectivamente a distintos ciclos.

Se podría estudiar cuál es el mínimo de irradiación necesaria para obtener una imagen de PL adecuada haciendo medidas para un mismo módulo a diferentes ciclos e irradiaciones. En ese punto la SNR será máxima y el número de ciclos para ver una imagen adecuada será menor.

4.1.2. EL indoor y outdoor

Ya hemos dicho que es preferible realizar la técnica de la electroluminiscencia en condiciones de baja irradiación. Para comprobar que esto efectivamente es cierto comparamos las imágenes de EL de un módulo cualquiera, en nuestro caso el E7, en condiciones de baja y alta irradiación (Figura 4.3).

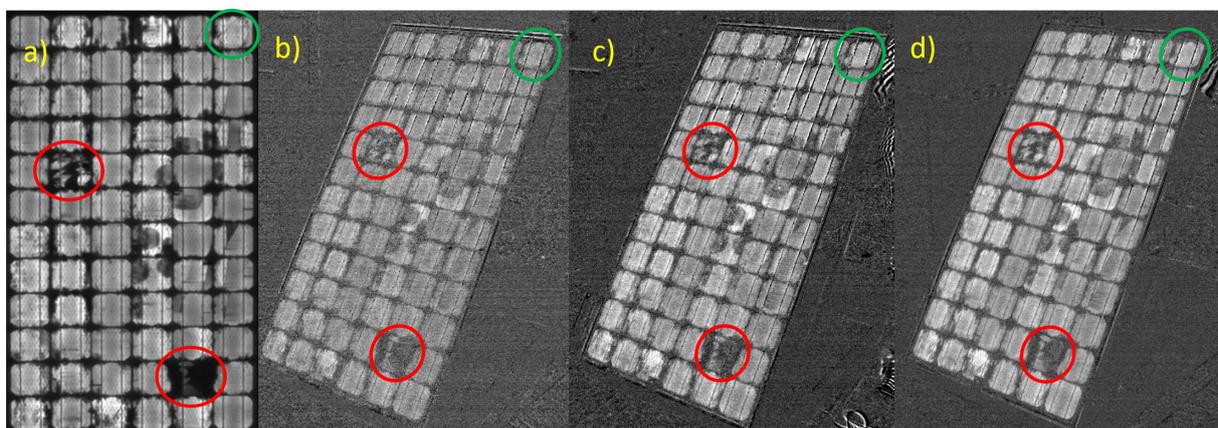


Figura 4.3: Imágenes de EL a) indoor con 50 ciclos, b) outdoor con 200 ciclos, c) outdoor con 500 ciclos y d) outdoor con 1000 ciclos del módulo E7 de *Solucciona*.

Podemos apreciar cracks en la imagen de EL indoor que en las otras no se ven (círculo verde de la Figura 4.3) a pesar de tener un tiempo de exposición de 200ms frente a los 1,1s de las imágenes outdoor. Además, la medida es mucho más rápida debido al número de ciclos (50 frente a 200, 500 y 1000). Los defectos más graves se perciben en todas mostrando así que la EL outdoor es una técnica igual de válida que muestra resultados similares que la indoor aunque las medidas lleven más tiempo y la imagen sea de peor calidad.

Al igual que antes, de entre todos los módulos evaluados mediante la técnica EL outdoor nos centramos en los módulos anteriores, el S1 y el T7, por ser los de menor y mayor irradiación respectivamente (Figura 4.4). La señal de EL en imágenes outdoor es muy débil comparada con el ruido externo. Una solución para aumentar la intensidad de la señal es hacer más ciclos, superponiendo así la señal recibida en cada ciclo, pero sin que sean excesivos por la posible influencia de la variación de la irradiación en los resultados.

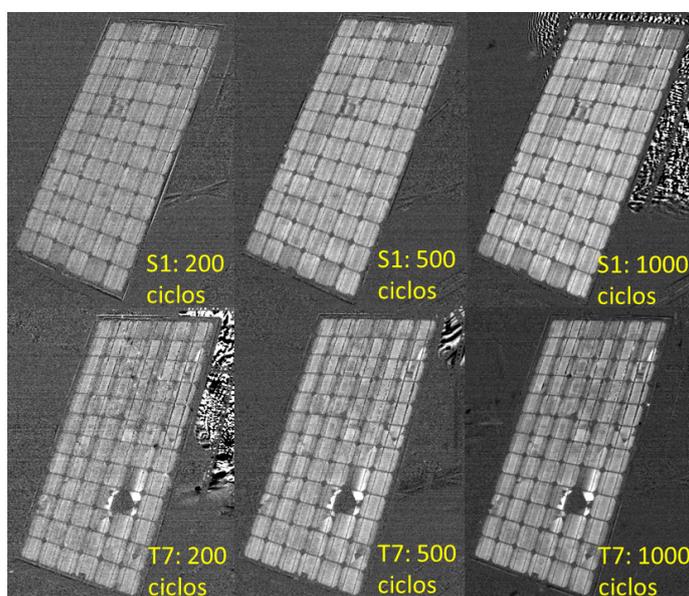


Figura 4.4: Imágenes de EL outdoor de los módulos S1 y T7 de *Solucciona* con $860W/m^2$ y $928W/m^2$ respectivamente a distintos ciclos.

Como en la PL, al aumentar los ciclos la relación señal/ruido aumenta y la imagen de EL outdoor del módulo junto con sus defectos se perciben mejor.

4.1.3. Comparativa PL outdoor, EL indoor y outdoor

Ya hemos visto que el número de ciclos afectan a ambas técnicas de caracterización pero, ¿qué diferencias existen entre una y otra?. Comparamos las imágenes de electro- y fotoluminiscencia de un módulo cualquiera, en nuestro caso el T4 de *Solucciona* por ser el que más información nos puede aportar.

Se aprecia claramente como la imagen de EL indoor es la de mejor calidad y por lo tanto resolución como ya vimos en el apartado anterior con el módulo E7. Podemos ver rodeado en las imágenes de EL outdoor soldaduras defectuosas que no se perciben en las de PL, debido a las resistencias parásitas que hacen que la densidad de corriente no sea homogénea. En la inspección visual vemos delaminaciones y ya intuimos que puede haber células muy dañadas, como luego se verifica en todas las imágenes de luminiscencia, pero lo curioso es que la distribución de corriente de ciertas células no es la misma en las imágenes de electro- y fotoluminiscencia,

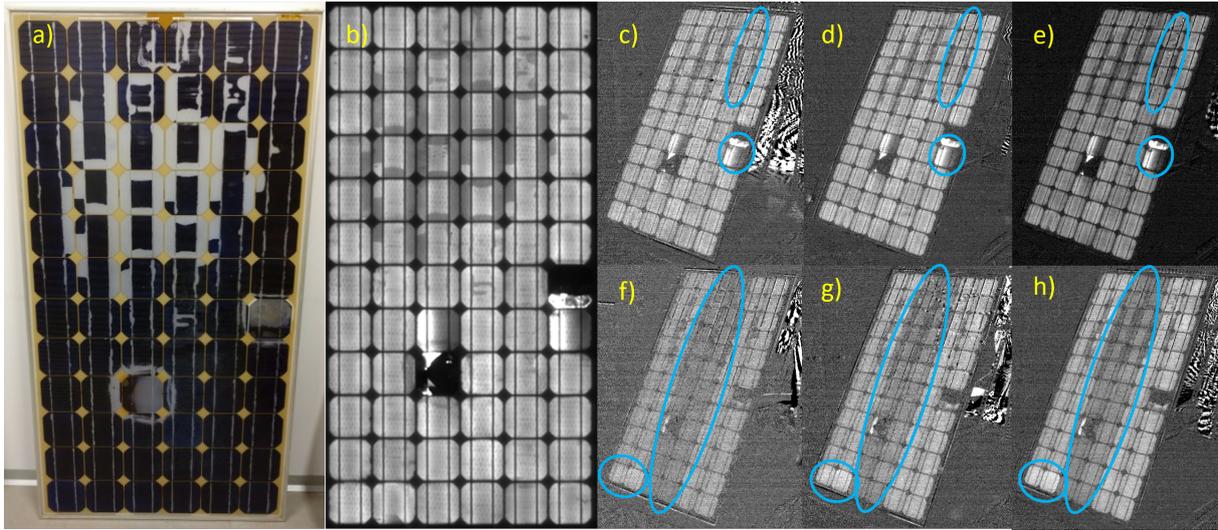


Figura 4.5: Imágenes del módulo T4 de *Solucciona* con $890W/m^2$: a) Visible, b) EL indoor, c) EL outdoor con 200 ciclos, d) EL outdoor con 500, e) EL outdoor con 1000 ciclos, f) PL con 200 ciclos, g) PL outdoor con 500 ciclos y h) PL outdoor con 1000 ciclos.

como las dos células marcadas en las imágenes de fotoluminiscencia.

En las imágenes de fotoluminiscencia vemos como el string central lleva menos corriente que los otros. La célula prácticamente inactiva perteneciente a este string deriva una pérdida de potencia lo que hace que el diodo conectado en paralelo se lleve la mayor parte de la corriente, por eso el tercio del módulo se ve oscurecido. Esto no se ve en las de electroluminiscencia porque la corriente inyectada es mayor.

También vemos en las imágenes de electroluminiscencia cómo se aprecia una especie de hormigueo apenas visible si no se amplía la imagen del que no sabemos su procedencia. A medida que aumentan los ciclos la intensidad de este ‘defecto’ aumenta, sin ser visible en las imágenes de PL salvo en la de 500 ciclos que aparece el mismo pero en distinta zona.

La ventaja de hacer estas técnicas de día es la comodidad. Desmontar un módulo de una planta para hacer la electroluminiscencia indoor es más laborioso, o tomar imágenes nocturnas más difícil por la falta de luz para manejar los equipos. Un análisis rápido y eficiente permite ver defectos que bastan para desechar el módulo. Podría pasar que un crack atravesara todo el módulo siendo suficiente para darlo de baja pero que no se viera en las imágenes de luminiscencia, por eso siempre echamos mano de otros tipos de caracterizaciones.

Podemos concluir entonces que ambas caracterizaciones son complementarias. Los defectos siempre se van a ver mejor cuando la radiación sea mínima porque las condiciones para tomar la imagen son mejores (evitamos perspectiva y reflejos). Se podrán apreciar microcracks que de las otras maneras no vemos, pero si lo que nos interesa es analizar de manera diurna un módulo para localizar los defectos más graves, se podrá realizar la PL o EL outdoor pues los resultados son similares. Para la fotoluminiscencia se necesitan ciertas condiciones de luminosidad más estrictas que la electroluminiscencia no requiere que pueden hacer que en ocasiones solo se pueda, o sea más conveniente, realizar una de las dos caracterizaciones.

4.2. Análisis de los histogramas de módulos

Los métodos de caracterización que acabamos de describir son muy útiles y rápidos si el número de módulos no es excesivo. En el caso de una planta solar nos podemos demorar demasiado si tenemos que analizar las imágenes de luminiscencia de todos los módulos en busca de defectos. Por eso proponemos un análisis basado en los histogramas y unos parámetros estadísticos de las imágenes de luminiscencia de los módulos para que así un ordenador nos pueda simplificar el trabajo clasificándonos los módulos según estén en buenas condiciones, con daños moderados o con daños severos. Aunque las caracterizaciones comparadas antes sean complementarias, la calidad de las imágenes a la hora de estudiarlas es mucho mayor cuando la radiación es mínima, por eso en este TFG nos hemos centrado especialmente en la electroluminiscencia indoor, estudiando las imágenes obtenidas con el programa de *LabVIEW* que nos genera estos histogramas. Comenzamos analizando 3 módulos en distintas condiciones que tomaremos como referencia.

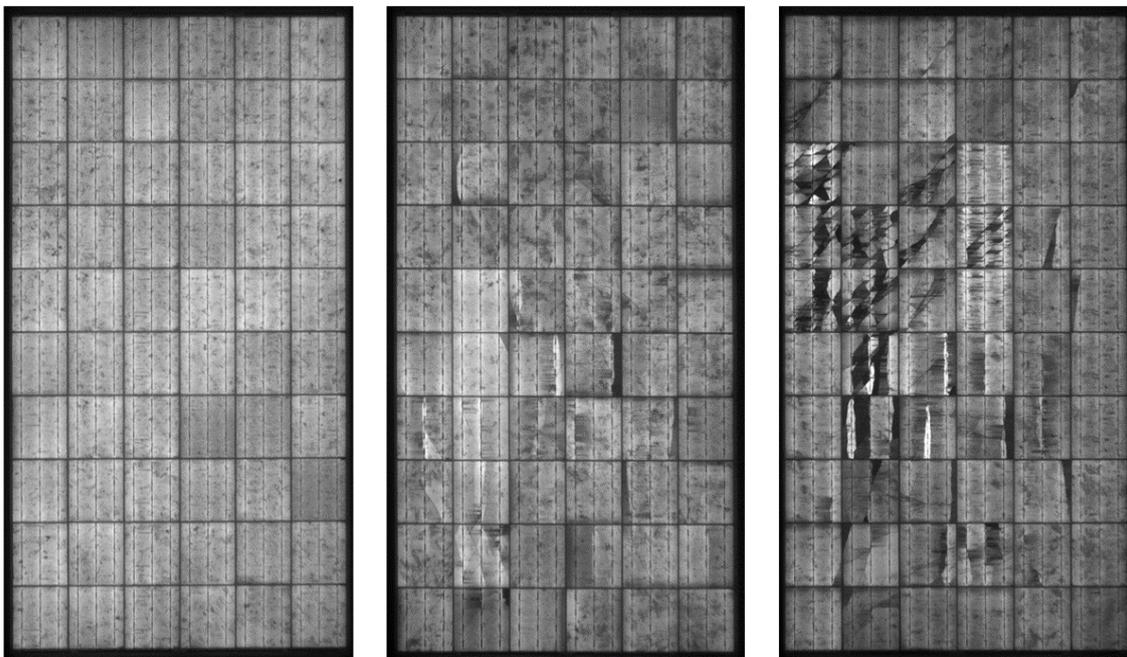


Figura 4.6: Imágenes de EL de 3 módulos en buenas condiciones, con daños moderados y con daños severos respectivamente proporcionados por *Enertis Solar*.

Los histogramas se obtienen representando el valor de píxel normalizado con el mismo número de intervalos en cada célula en el *eje x*. Para ello asignamos un número a la escala de grises, siendo el cero el negro y $2^n - 1$, donde n es el número de bits de resolución de la cámara (14, diferente a la de la imagen) el blanco. En el *eje y* tendremos el porcentaje de píxeles (número de píxeles con ese valor de píxel respecto al número total de ellos en la imagen). En la Figura 4.7 representamos los histogramas de las imágenes de la Figura 4.6.

Se puede apreciar cómo a medida que el módulo se va deteriorando el histograma se desplaza hacia la izquierda, correspondiendo a píxeles más oscuros en la imagen de electroluminiscencia. Para poder estimar los parámetros estadísticos que nos interesan primero tenemos que calcular la relación entre el número de píxeles con un cierto nivel de luminosidad y el número total de píxeles que esta contiene, es decir, la distribución de intensidad de luminiscencia del módulo

$$p_{EL-Module}(i) = \frac{n_i}{n} \quad 0 \leq i \leq L \quad (4.1)$$

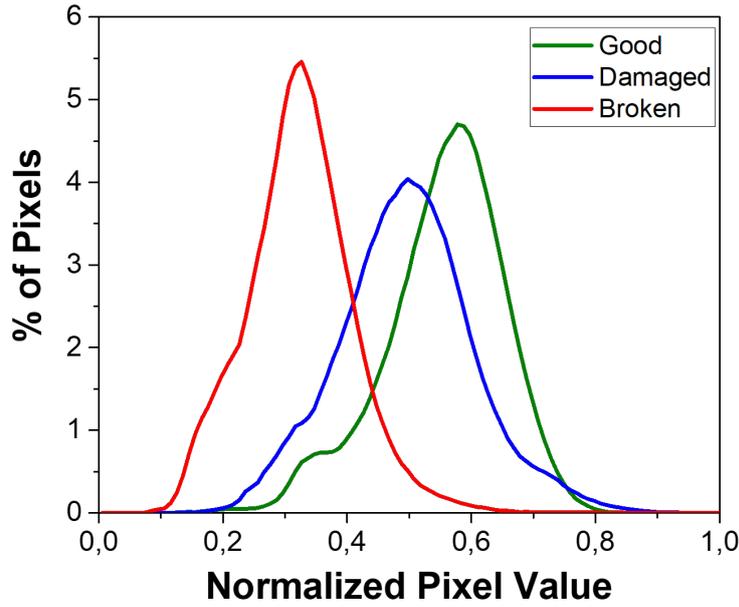


Figura 4.7: Histogramas normalizados de las imágenes de EL de 3 módulos de *Enertis Solar* en distintas condiciones.

donde n_i es el número de ocurrencias de un cierto nivel de gris i en el módulo y n es el número total de píxeles en la imagen. Dependiendo del tipo de fallo hay diferentes parámetros estadísticos que son útiles para identificar el nivel de degradación de los módulos.

4.2.1. Parámetros estadísticos

Los parámetros estadísticos que vamos a considerar son los siguientes:

- **Valor medio:** está directamente relacionado con la luminiscencia de la célula. Nos interesa tener altos valores para cada célula/módulo.

$$\mu = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=0}^{L-1} p_{EL-Module}(i) \quad (4.2)$$

- **Desviación estándar:** es una medida de la dispersión que indica la difusión de datos. El incremento de la dispersión de la luminiscencia está relacionado con los defectos del módulo/célula y la pérdida de potencia dependiendo de la severidad y el tipo de fallo. Cuantos más datos tengamos menos error tendremos. Lo que buscamos son bajos valores de la desviación, indicando que el módulo/célula es uniforme respecto a la luminiscencia con un histograma estrecho.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{L-1} \sum_{i=0}^{L-1} [p_{EL-Module}(i) - \mu]^2} \quad (4.3)$$

- **Curtosis:** la curtosis analiza el grado de concentración que presentan los valores de una variable analizada alrededor de la media. Trata de estudiar la proporción de la varianza que se explica por la combinación de datos extremos respecto a la media en contraposición con datos poco alejados de la misma. Una mayor curtosis implica una mayor concentración

de valores de la variable cerca de la media de la distribución (pico) y muy lejos de la misma (colas), al tiempo que existe una relativamente menor frecuencia de valores intermedios (hombros). Lo ideal serían valores altos de la curtosis.

$$\kappa = \frac{1}{L} \sum_{i=0}^{L-1} \left(\frac{p_{EL-Module}(i) - \mu}{\sigma} \right)^4 \quad (4.4)$$

- **Área inactiva:** cuantifica las regiones oscuras de la célula o módulo. El cálculo requiere la determinación de un valor umbral de intensidad del módulo por el cual determinamos si es o no área inactiva. Se puede usar para cuantificar el porcentaje del módulo con regiones dañadas/degradadas que aparecen oscurecidas en la imagen.

$$I[\%] = 100 \sum_{i=0}^{TH} p_{EL-Module}(i) \quad (4.5)$$

En este TFG el umbral determinado es el 30 % de la intensidad máxima del módulo a estudiar.

P. estadísticos	Buenas condiciones	Daños moderados	Daños severos
Valor medio	0,553	0,493	0,45
Desviación estándar	0,095	0,109	0,122
Curtosis	0,332	0,325	0,35
Área inactiva	0,002	0,017	0,115

Cuadro 4.1: Valores de los parámetros estadísticos de los módulos en buenas condiciones, con daños moderados y con daños severos respectivamente proporcionados por *Enertis Solar*.

Concluimos entonces que los parámetros varían según los daños presentes, aumentando la desviación y el área inactiva a más defectos, y disminuyendo la curtosis y el valor medio. Gracias a estos histogramas y parámetros estadísticos podemos ver de otra forma el deterioro global del módulo, estimando que un módulo en malas condiciones será aquel que tenga la mayor área de su histograma por debajo de aproximadamente 50 % del valor de píxel normalizado.

Estudemos ahora el módulo T4 de *Solucionera* (Figura 4.5), que presenta un par de células inactivas. Por lógica sus parámetros estadísticos deberían encajar con los del módulo dañado, pues así hemos clasificado a este módulo.

Su histograma (Figura 4.8) tiene una gran dispersión con picos muy a la izquierda correspondientes a estas células dañadas. Presenta una desviación estándar elevada debido a la dispersión, un valor mayor que la referencia del módulo con daños severos (Cuadro 4.1). El área inactiva también encaja pues ha incrementado considerablemente a causa de esas células rotas, pero el valor medio se aproxima más al valor para el módulo en buenas condiciones que para el de daños severos porque la mayoría de las células tienen una luminiscencia adecuada. La curtosis, al ir relacionada con la media y la desviación estándar, disminuye y está por debajo del valor de referencia perteneciente al módulo más dañado.

Todo este análisis parece indicar que el módulo T4, si no hubiéramos visto la imagen de electroluminiscencia, pertenece al grupo de los módulos con daños severos, pero el valor medio no encaja. Esto podría hacer que el ordenador nos lo clasificara mal y si ha pasado con un

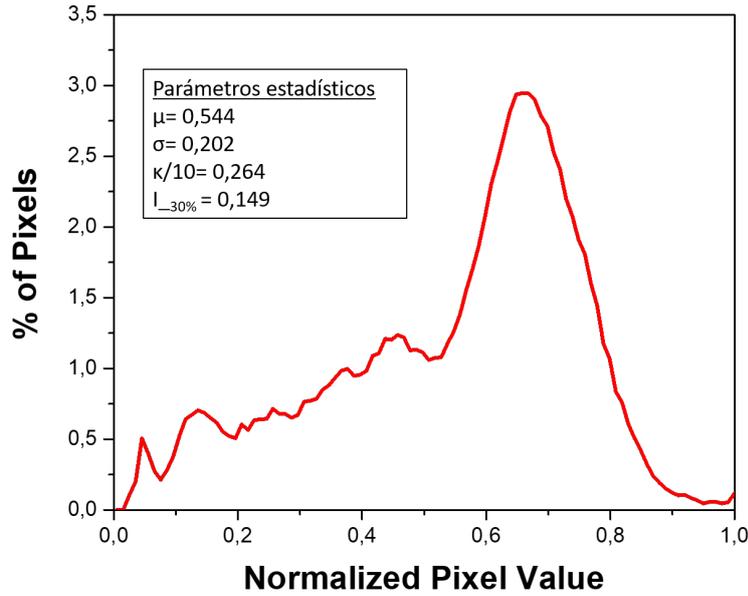


Figura 4.8: Histograma normalizado de la imagen de EL del módulo T4 de *Solucciona* con sus respectivos parámetros estadísticos.

módulo, lo más probable es que pase con más.

Una de las causas por las que este nuevo método complementario a los que ya habíamos visto no nos da unos valores de los parámetros estadísticos que esperábamos es que presenta la desventaja de la pérdida de la posición de los píxeles en la matriz al generar los histogramas, lo que hace que perdamos la posición de los defectos. Todavía no se ha concluido el límite en los parámetros estadísticos por el cual determinamos que un módulo debe ser desechado ya que es difícil fijar uno en un módulo que está compuesto normalmente por 60 células, habría que analizar muchos más y por eso los valores que tomamos como referencia son aproximados.

4.3. Análisis de histogramas de parámetros estadísticos

Una solución a la escasa información que nos proporcionan los parámetros estadísticos asociados al módulo es dividirlo en el número de células que lo componen. Proponemos un nuevo método de caracterización basado en los histogramas individuales de cada célula constituyente del módulo [17]. Esta vez, para llevarlo a cabo necesitamos calcular para cada célula la relación entre el número de píxeles con un cierto nivel de luminosidad y el número total de píxeles que esta contiene, es decir, la distribución de intensidad de luminiscencia de la célula

$$p_{EL-Cell}(k, i) = \frac{n_i^k}{n^k} \quad 0 \leq i \leq L, 1 \leq k \leq N_C \quad (4.6)$$

donde n_i^k es el número de ocurrencias de un cierto nivel de gris i en la célula k de entre las N_C totales y n^k es el número total de píxeles en la imagen de la célula k . El programa de *LabVIEW* no nos representa las gráficas de los histogramas individuales – tendríamos una gran cantidad de gráficas que nos ralentizaría el análisis – sino que nos calcula los valores de ciertos parámetros estadísticos asociados a cada célula para así representar todos los valores obtenidos en el módulo en una nueva gráfica, que representará en el *eje x* el valor normalizado del parámetro estadístico que estamos estudiando y en el *eje y* el porcentaje del número de células

que presentan un valor concreto.

La principal ventaja de este método es la simplicidad computacional – se puede automatizar para así hacer el control de calidad de una planta mucho más rápido – y su principal desventaja es que los parámetros estadísticos no tienen un significado físico directo y unívoco y deben ser interpretados en el contexto de otros histogramas. Sin embargo, la aplicación a gran escala de este método para el análisis de la EL del módulo está todavía en desarrollo, debido a su gran complejidad.

Centrándonos en los parámetros estadísticos definidos previamente pero esta vez aplicados a cada célula presente en el módulo tenemos las mismas fórmulas, sustituyendo $p_{EL-Module}(i)$ por $p_{EL-Cell}(k, i)$.

En el caso de tener una célula, esta es calificada como no aceptable si presenta más de un 8 % de área inactiva [9]. Viendo el histograma de una célula con daños severos de un módulo mc-Si con un 9,923 % de área inactiva (calculado con *imageJ*) en la Figura 4.9 podemos comparar con los histogramas de los módulos.

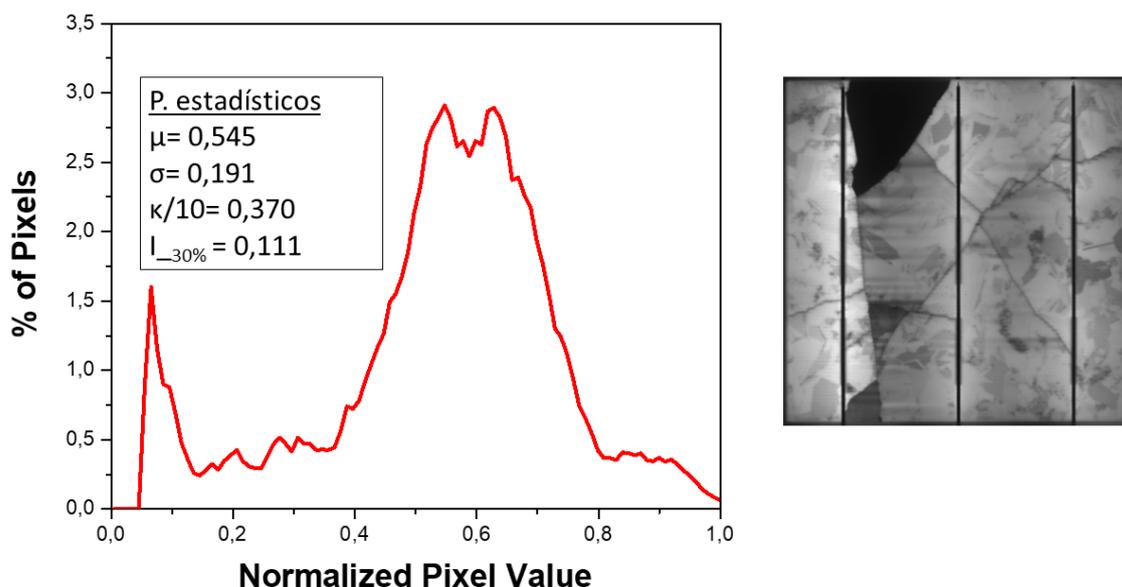


Figura 4.9: Histograma normalizado de la imagen de EL de la célula 6.1 del módulo de *GdS-Optronlab* con sus respectivos parámetros estadísticos.

Dado que está en el límite de aproximadamente un 8 %, consideramos que este es el límite de pasar de tener una célula con daños moderados a severos. La mitad del área del histograma cae aproximadamente en un valor de píxel normalizado del 50 %, correspondiendo en este caso con el máximo del porcentaje de píxeles. Este proceso que acabamos de hacer a la célula individual del módulo es el que nos hace automáticamente el programa para elaborar los histogramas de los respectivos parámetros estadísticos.

Para llevarlo a cabo, en nuestro programa de *LabVIEW* seleccionamos el número de filas y columnas presentes en el módulo para así dividirlo en células. Veamos cómo son estos histogramas de las imágenes tomadas como referencia de la Figura 4.6.

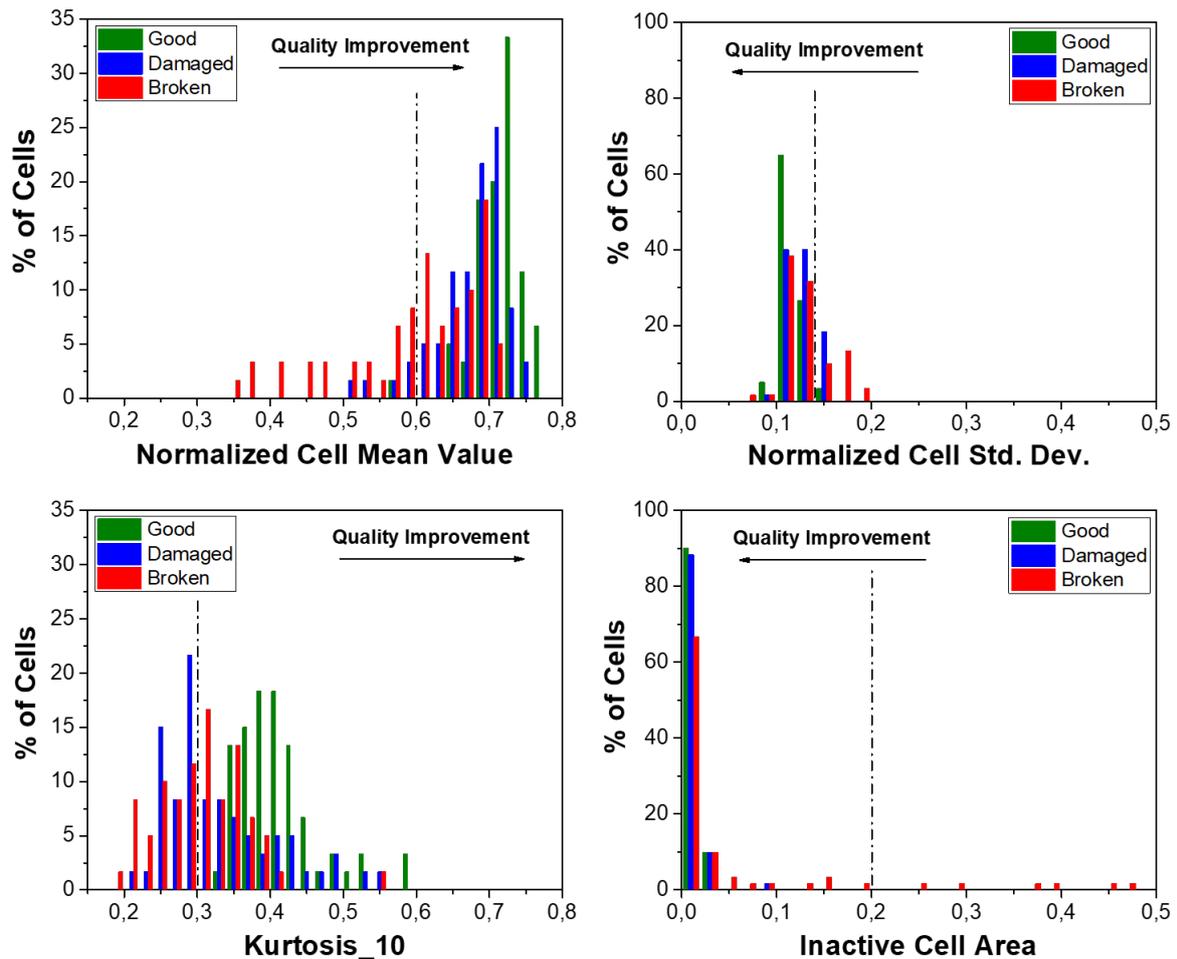


Figura 4.10: Histogramas de los parámetros estadísticos normalizados de la imágenes de EL de los módulos en buenas condiciones, con daños moderados y con daños severos proporcionados por *Enertis Solar*.

En la Figura 4.10 se aprecia la variación del porcentaje de células a medida que se va degradando el módulo, verificando lo dicho en el apartado anterior 4.2 sobre el aumento o disminución de los parámetros. Hemos fijado una recta en cada gráfica indicando el límite de cada parámetro por el cual nosotros consideramos que está en buenas condiciones, siendo derecha o izquierda el lado que nos interesa dependiendo del parámetro.

Valor medio: El módulo en buenas condiciones presenta un 75 % de células cerca del 0,7 del valor medio normalizado con un máximo de 0,77 en la gráfica, siendo un valores muy aceptables de la luminiscencia. Apenas un 2 % está por debajo del límite marcado (0,6), siendo próximo a este. El módulo parcialmente dañado presenta valores un poco más bajos del porcentaje de células (66,67 %) alrededor de los puntos mencionados antes. Esta vez el máximo está en 0,75 con un 3,33 % de células y el mínimo en 0,51 con un 1,67 %. Los valores del módulo en peores condiciones están mucho más desplazados hacia la izquierda, estando por debajo del límite un 38,33 %. Este valor no es aceptable comparándolo con el 2 % del módulo en buenas condiciones, los defectos presentan una bajada importante de la luminiscencia que se refleja aquí. El mínimo se encuentra en 0,45 con un 3,33 % de células y el máximo en 0,71 con un 5 %.

Desviación estándar: Al igual que antes, el módulo ‘bueno’ está por debajo del límite, entendiendo debajo como el lado correspondiente a una mejor calidad del módulo en este caso.

Su valor máximo y el único que está por encima del límite de 0,14 es 0,15 con un 3,33 % de células. En el módulo con daños moderados aumenta un poco, lo que nos da a entender que la imagen es bastante uniforme a pesar de los defectos estando por encima del límite un 18,33 %. Por último, el módulo con daños severos se vuelve a desplazar, esta vez hacia la derecha, debido a los múltiples cracks que presenta teniendo por encima del límite un 26,66 % llegando a un máximo de 0,19.

Curtosis: Se ve que un 65 % de células tienen un valor cercano a 0,4 (la gráfica presenta la curtosis normalizada, para ello esta dividida entre 10) en el módulo en buenas condiciones. El máximo corresponde a 0,59 con un 3,3 % y no hay ninguna célula por debajo del límite. La curtosis nos indica el grado de concentración de los valores respecto de la media. Al ir relacionada con la desviación estándar encaja con los resultados expuestos antes, es decir, la luminiscencia es bastante uniforme en todas las células presentes. Lo contrario pasa en los módulos con daños moderados y severos. El de daños parciales presenta un amplio rango de valores de curtosis desde 0,21 hasta 0,55. Por debajo del límite encontramos un 48,33 %, prácticamente la mitad del módulo, y en el máximo (0,55) encontramos un 1,67 % de células. A pesar de tener un valor medio aceptable como vimos más arriba, esto indica que las células presentan distintos valores de luminiscencia, alejándose de la media ese 48,33 % que será debido a defectos y conexiones que recordamos que aparecen oscurecidas. El módulo más desfavorable también tiene un amplio rango desde 0,19 hasta 0,55. Por debajo del límite tenemos un 45 % de células, menos que antes, y en el máximo 1,67 %. Que sea menor es curioso porque al estar más dañado tendría que tener valores de luminiscencia más dispersos y por consiguiente una mayor número de células con menor curtosis, lo que nos puede indicar que al tener un valor medio más bajo sea algo más uniforme debido a los cracks y tengamos un 1,67 % más cerca de esa media que el resto de valores.

Área inactiva: El módulo en buenas condiciones y el parcialmente dañado están por muy por debajo del límite habiendo una diferencia entre los dos de un 1,67 %. Se puede decir que no presentan áreas inactivas, entendiendo que son las áreas con menos de un 30 % de iluminación respecto del máximo, pues los pequeños valores que hay se deberán a las conexiones. El módulo en peores condiciones en cambio sí que presenta un cierto porcentaje del 10 % por encima del límite. Los cracks y demás defectos hacen que baje la luminiscencia pudiendo generar zonas ennegrecidas que no emiten ni generan energía.

En conjunto podemos decir que:

1. El histograma del valor medio va relacionado con la luminiscencia de las células individuales del módulo, como dijimos en el apartado anterior.
2. El de la desviación estándar con las diferencias de luminosidad, siendo un indicio de defectos del tipo resistencias parásitas y malas soldaduras, que hacen que algunas células tengan valores muy dispares de luminosidad, o cracks y áreas inactivas, que hacen que aparezcan zonas muy oscurecidas en contraste con el valor de la luminosidad.
3. El histograma de la curtosis, aunque difícil de entender, recoge información del valor medio y la desviación estándar, como pudimos observar en su fórmula. Nos indica el grado de concentración de los valores alrededor de la media, siendo alto cuando las células son bastante uniformes entre sí. En el caso de que el histograma sea desfavorable será indicio de células muy luminosas frente a otras oscuras que presenten cracks o zonas inactivas. Si el módulo está muy destrozado la curtosis puede ser alta porque el histograma del valor medio estará muy desplazado a la izquierda y con poca dispersión.

4. Y por último el del área inactiva, como dice el nombre, se relaciona con el porcentaje de células que aparecen con una luminosidad por debajo del 30 % del máximo del módulo. Nos permite estimar el número de células que son inactivas en el módulo.

Analizados ya estos resultados, comparamos con las imágenes de EL de la Figura 4.6 para verificar si este método es factible o no:

- Los valores medios de todos los módulos encajan con lo previsto. El módulo en buenas condiciones tiene células muy uniformes, todas con valores similares de luminiscencia y sin áreas inactivas. Esto hace que la desviación sea pequeña y por consiguiente la curtosis alta y concentrada en un valor.
- El módulo con daños moderados presenta algún que otro crack y resistencias parásitas que hacen que el valor medio disminuya un poco (los descensos en luminosidad no son excesivos) y la desviación aumente. La no uniformidad de ciertas células respecto a la mayoría hacen que la curtosis sea menor que en el caso anterior. Vemos que hay zonas con áreas inactivas que calculadas con *ImageJ* tenemos un 6,47 % del módulo. En las gráficas, despreciando los dos primeros valores, tenemos un 1,67 %, que concuerda poco con el calculado. Si nos centramos en las células de este módulo que vemos que tienen áreas inactivas, calculándolas obtenemos unos valores de 16,37 % para la célula 6.4, 9,46 % la 3.2 y 18,65 % la 12.2, valores que no se asemejan a los del histograma. Las diferencias pueden deberse a que el programa no considere realmente el 30 % o que desprecie los bordes que contribuyen al área inactiva.
- Por último, el módulo más desfavorable tiene múltiples cracks, numerosas zonas inactivas y zonas con malas soldaduras y resistencias parásitas. No se aprecia uniformidad, dando lugar a un alto valor de la desviación estándar y bajo de la curtosis como hemos podido comprobar. El área inactiva incrementa considerablemente respecto del caso anterior, estimando nosotros que es de un 16,37 % frente al 23,34 % que nos da el histograma. A efectos de cálculo los resultados difieren, no obstante, se deberá a que el programa calcula el área inactiva en función de la luminiscencia de cada célula individualmente y nosotros en función de todo el módulo.

Los límites, como hemos mencionado arriba, son orientativos, pudiéndose modificar en el programa a nuestra elección. Por ejemplo, en el caso del área inactiva seleccionamos el límite en 0,2 porque la empresa *Enertis Solar* desecha los módulos que tengan una célula con más de un 20 % de área inactiva.

Veamos ahora el caso anterior del módulo T4 de *Solucciona* (Figura 4.5) que nos daba valores extraños de los parámetros estadísticos (Figura 4.8). Compararemos estos histogramas de los parámetros estadísticos asociados a cada célula con las referencias del módulo en buenas condiciones y el de daños severos (Figura 4.11).

El módulo no presenta valores bajos de luminiscencia cosa que se percibe en el histograma del valor medio; ahora se ve que el dato del valor medio del apartado anterior de 0,544 se debe al 30,56 % de células con un valor de 0,65 que comparándolo con las referencias, a pesar de este porcentaje tan alto, el histograma se asemeja un poco más al del módulo con daños severos. Presenta dos valores muy bajos en 0,19 y 0,27 ambos con un 1,39 % de células que dan a entender que sean el par de células prácticamente inactivas que tiene. Por este contraste la desviación estándar es elevada estando por encima del límite de 0,2 un 98,61 %. El histograma de la curtosis está desplazado hacia la izquierda como se preveía con un valor muy alto en 0,65 del 1,39 % procedente seguramente de la célula 9.3. Finalmente el área inactiva es relativamente

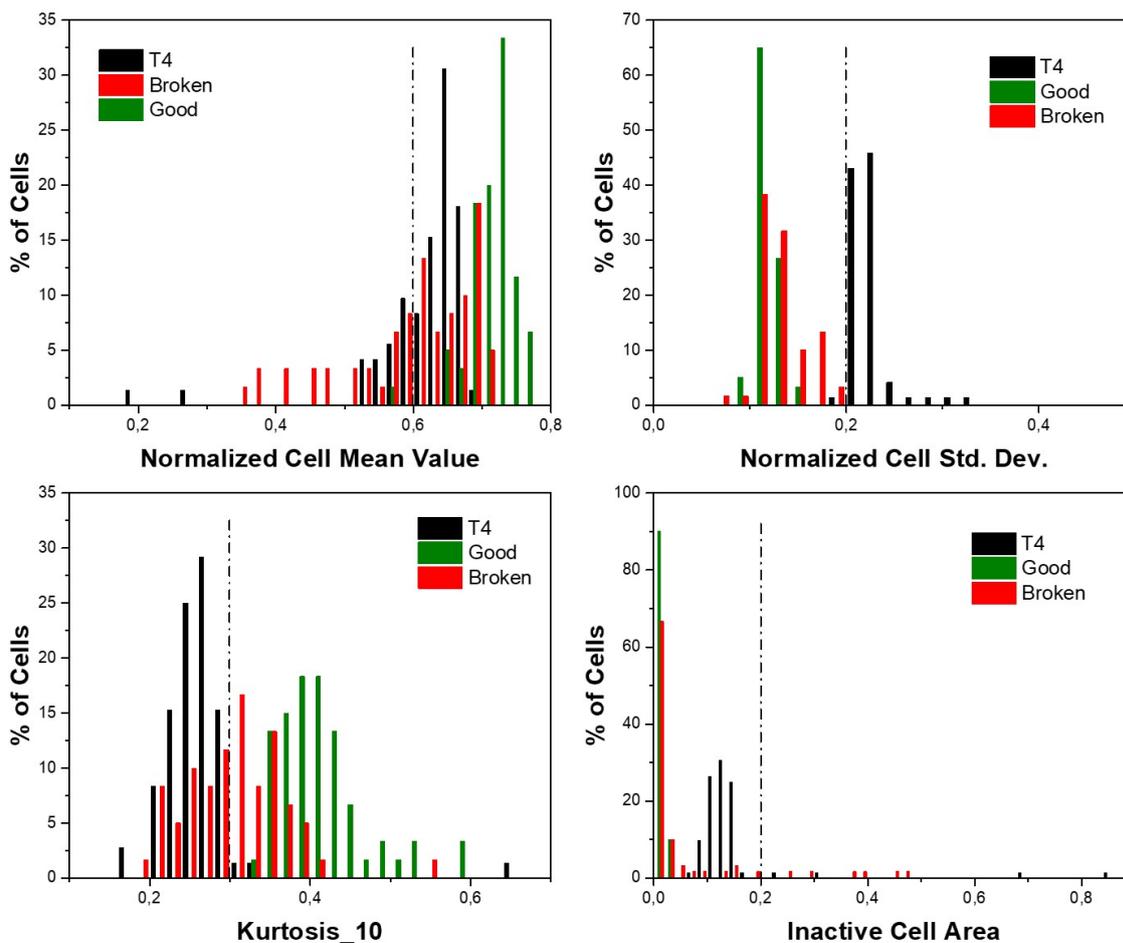


Figura 4.11: Histogramas de los parámetros estadísticos normalizados de la imagen de EL del módulo con daños severos T4 proporcionado por *Solucciona* comparado con las referencias.

baja con algún valor muy alto en 0,23 y 0,31 también del 1,39% cada uno. En conjunto todos los histogramas se parecen más a la referencia del módulo con daños graves, lo que verifica nuestra evaluación al inicio sobre el estado del módulo T4.

En conclusión, con este método si sabemos el número de células que tiene el módulo podemos calcular fácilmente si tiene células inactivas o PID porque aparecen valores en los histogramas del valor medio y área inactiva muy desplazados. Si los cracks influyen considerablemente en la luminosidad también se perciben en estos, pero no podemos saber en que parte de la imagen están o si por ejemplo es un crack que atraviesa varias células porque perdemos la localización en la matriz. Una mejor idea sería representar los valores que se obtienen para cada célula en un gráfico 2D con una escala de colores, así solucionamos el problema de la localización. Esta posibilidad también nos lo ofrece el programa pero de momento no lo hemos usado.

4.4. Estudio de la variación del ángulo

Más arriba mencionamos cómo puede afectar la perspectiva y la resolución en el análisis de los histogramas. Los defectos se deforman perdiendo calidad y definición si tomamos las imágenes muy lejos y con mucho ángulo, pero hay veces que no se pueden realizar mejor. Siempre que podamos resulta conveniente hacer las capturas de frente con un ángulo de 0° y encuadrando al máximo el módulo. Aquí procedemos a hacer un estudio para ver la variación y estimar el ángulo máximo con el que podríamos realizar las imágenes sin percibir apenas variaciones.

Para ello desplazamos la cámara paralelamente al módulo enfocando a este o a la célula de interés. Lo primero será entonces ver cómo varía la distancia cámara-módulo y el desplazamiento en función del ángulo.

$$L_\alpha = \frac{L_0}{\cos \alpha} \quad (4.7)$$

$$d_\alpha = L_0 \tan \alpha \quad (4.8)$$

siendo L_0 la distancia a la que se encuentra la cámara cuando está perpendicular al módulo. Visualizando los valores relativos en el siguiente cuadro:

Ángulo α ($^\circ$)	Distancia relativa L_α/L_0	Desplazamiento relativo d_α/L_0
0	1	0
15	1,035	0,268
30	1,155	0,577
45	1,414	1
60	2	1,732
75	3,864	3,732

Cuadro 4.2: Ángulos, distancias y desplazamientos respecto la posición de la CCD.

La resolución nos afectará a la nitidez de la imagen y con lo que acabamos de obtener sabemos que el área tendrá una variación del tipo

$$A_\alpha = a_\alpha b_\alpha = a_0 b_0 \cos^2 \alpha \quad (4.9)$$

donde a_0 y b_0 son los lados del módulo o célula correspondientes. Estimamos entonces que, de momento, como máximo tendremos un ángulo de 45 grados que es cuando se pierde la mitad de la calidad; suficiente para decir que los datos ya no son válidos.

4.4.1. Células fotovoltaicas del módulo de *GdS-Optronlab*

Vamos a empezar realizando el estudio en 3 células de distintas condiciones pertenecientes al módulo mc-Si de *GdS-Optronlab*: una sin defectos, otra con daños parciales y otra con daños severos, como hemos hecho en ocasiones anteriores (Figura 4.12).

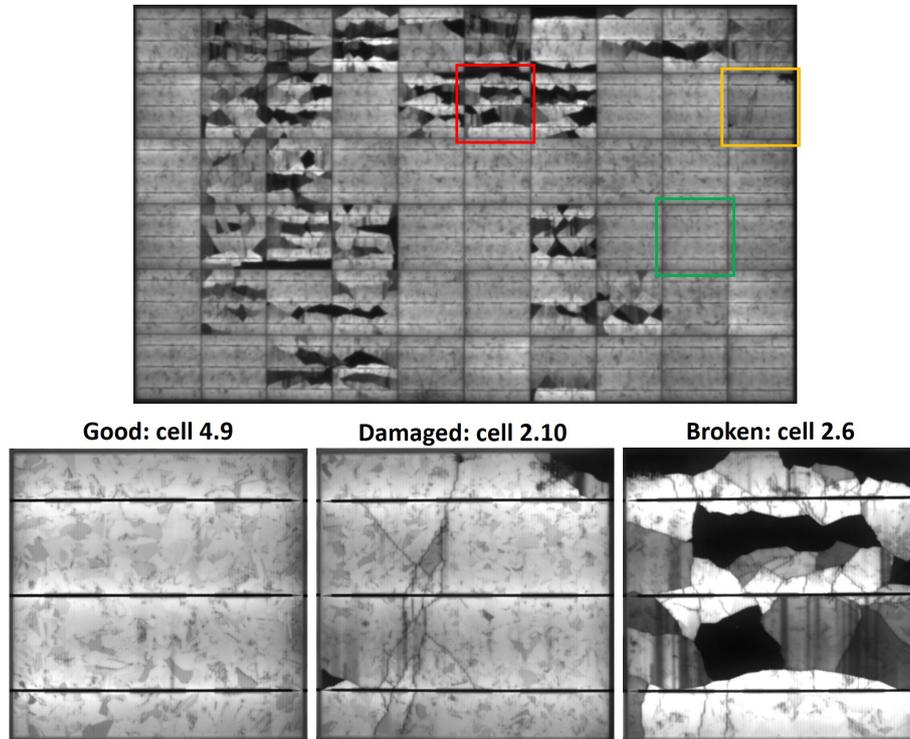
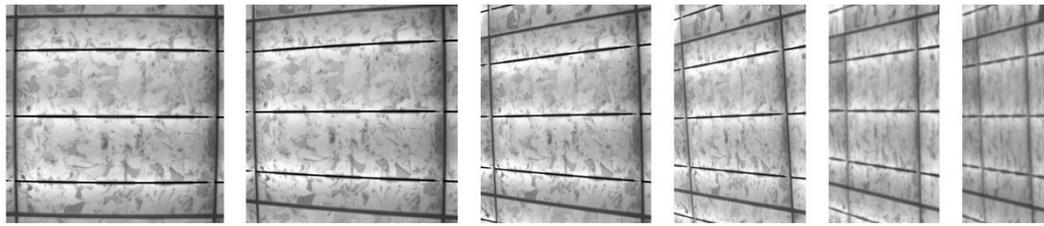


Figura 4.12: Módulo de *GdS-Optronlab* y células caracterizadas.

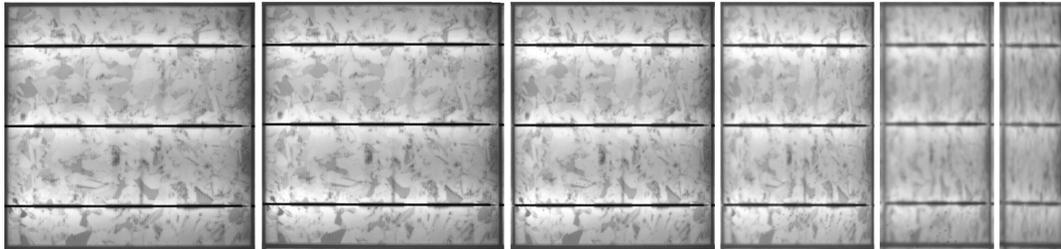
Seguimos en mismo proceso para todas estas células, efectuando las imágenes de electroluminiscencia a diferentes ángulos y distancias descritos en el cuadro anterior (Figura 4.13).

En la célula en buenas condiciones, al no poseer defectos, no percibimos ninguna deformación de estos. Sin embargo, se ve cómo las resoluciones de la última imagen hecha a 75° y de la primera a 0° son muy dispares, presentando incluso una deformación excesiva de las dimensiones debido al procesado con *Photoshop* para eliminar la perspectiva. Lo mencionado ocurre en todas las células, como podemos ver. En la célula con daños moderados se visualizan dos zonas con áreas inactiva y un crack dendriforme que ocupa la mayor parte de la célula. Se aprecia como el área efectiva de cada defecto disminuye al aumentar el ángulo, perdiendo resolución. En los histogramas lo más seguro es que veamos que la desviación estándar disminuya al suavizarse las líneas que delimitan los defectos por la resolución, el área inactiva disminuya, la curtosis aumente y el valor medio aumente. Todo esto lo comprobaremos en el siguiente apartado.

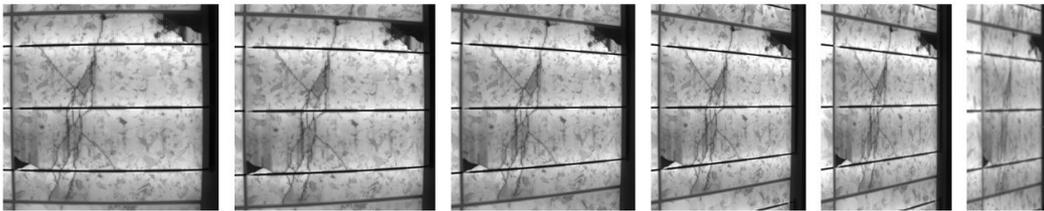
Lo que le ocurre a la célula parcialmente dañada también le pasa a la de daños graves, y los histogramas se espera que tengan la misma evolución. En la Figura 4.13 se muestran las imágenes de electroluminiscencia de esta célula que presenta múltiples cracks que han generado zonas inactivas y defectos de malla, así como soldaduras defectuosas.



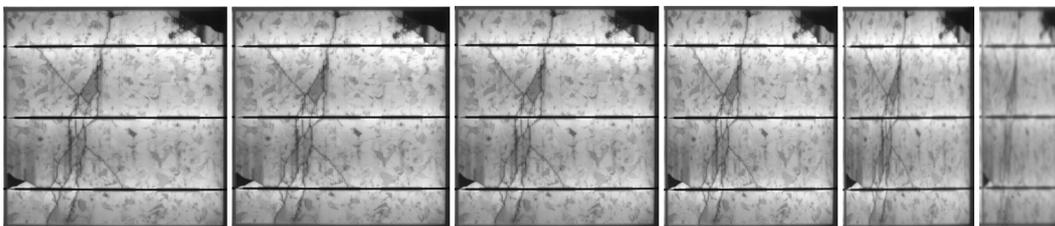
(a) Célula 4.9 sin modificar



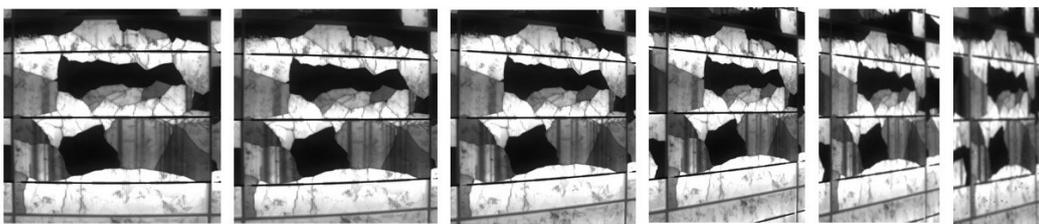
(b) Célula 4.9 editada



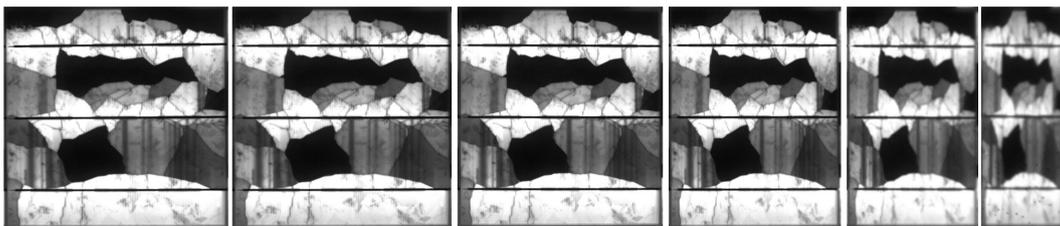
(c) Célula 2.10 sin modificar



(d) Célula 2.10 editada



(e) Célula 2.6 sin modificar



(f) Célula 2.6 editada

Figura 4.13: Células en distintas condiciones a diferentes ángulos de menor a mayor.

Histogramas de imágenes de electroluminiscencia

Ahora que ya hemos analizado visualmente las imágenes previas, procedemos a ejecutar el programa para obtener los histogramas. Pero primero, analicemos los histogramas de cada célula en 0 grados (Figura 4.14, $\alpha = 0^\circ$):

- **Célula 4.9:** Su histograma está bastante desplazado hacia la derecha presentando valores adecuados de luminiscencia. Muestra dos pequeños picos a la derecha que pueden deberse a las conexiones y a la resistencia parásita presente en el lateral derecho.
- **Célula 2.10:** Apenas se desplaza el histograma respecto de la célula anterior, pero la altura del máximo absoluto disminuye. Aparece un pico al inicio consecuencia de las áreas inactivas y el crack que atraviesa toda la célula.
- **Célula 2.6:** El histograma es completamente distinto a los anteriores. El máximo absoluto esta vez está al inicio porque la célula presenta más zonas inactivas que activas, y el siguiente máximo, situado en el valor de píxel 1 se refiere a las zonas con gran luminiscencia debido a que la corriente pasa por esas partes al haber muchos cracks.

Siempre vamos a tomar como referencia el histograma de las imágenes realizadas perpendicularmente al módulo/célula, ya que son las mejores condiciones para realizar las fotografías.

Célula 4.9: En la Figura 4.15 comparamos cada histograma de cierto ángulo con el de referencia. Esta célula no tiene defectos y podríamos esperar que los histogramas fueran muy similares entre sí, pero no es el caso. A 15 grados la imagen de EL es muy similar a la de las condiciones ideales, verificándose a mayores en la forma de ambos histogramas que prácticamente coinciden salvo algún pico. En 30 grados ocurre lo mismo aunque ya no están tan superpuestos. No obstante, una vez que pasamos este límite la cosa cambia mucho. A 45 y 60 grados el histograma ha empezado a desplazarse a la derecha, la cola inicial del histograma es casi cero en ambos casos y el pico máximo ha aumentado. Viendo estos resultados es innecesario analizar el histograma a 75 grados pues parece que 30 es el ángulo límite para no perder información.

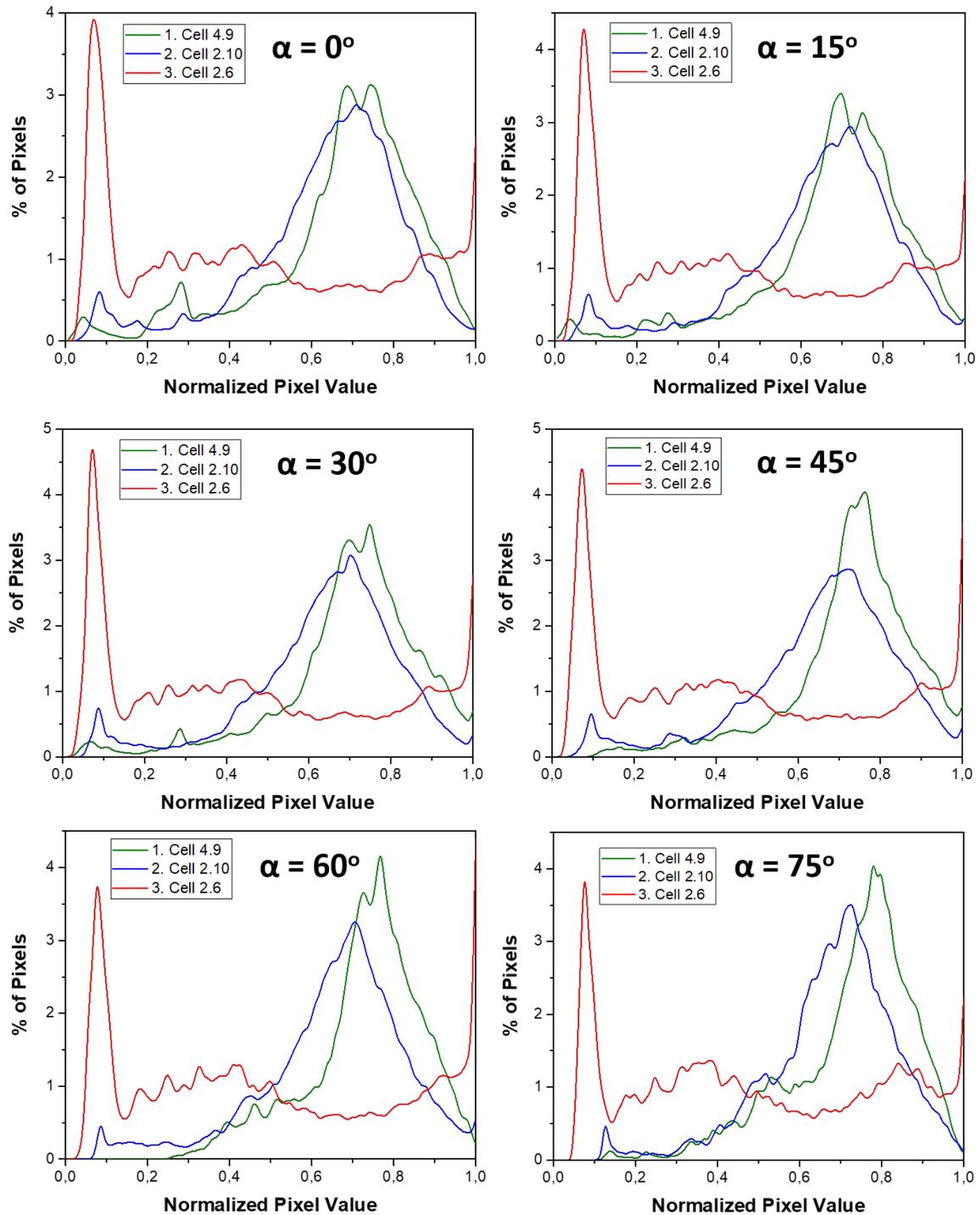


Figura 4.14: Histogramas de las imágenes de EL de las diferentes células a distintos ángulos.

Célula 2.10: Esta célula presenta áreas inactivas y un crack con forma dendrítica como dijimos más arriba (Figura 4.13). Al contrario que en el caso anterior parece que los histogramas concuerdan bastante bien hasta los 45 grados, seguimos apreciando el primer pico debido a las áreas inactivas y el máximo de la gráfica está superpuesto al de 0 grados. Es curioso ver cómo en el histograma de 30 grados desaparece un pico que luego aparece en el de 45. La gráfica de 60 se desvía un poco de la referencia pero no es excesivo (Figura 4.16).

Dado la falta de información en este caso analizamos el histograma de 75 grados (Figura

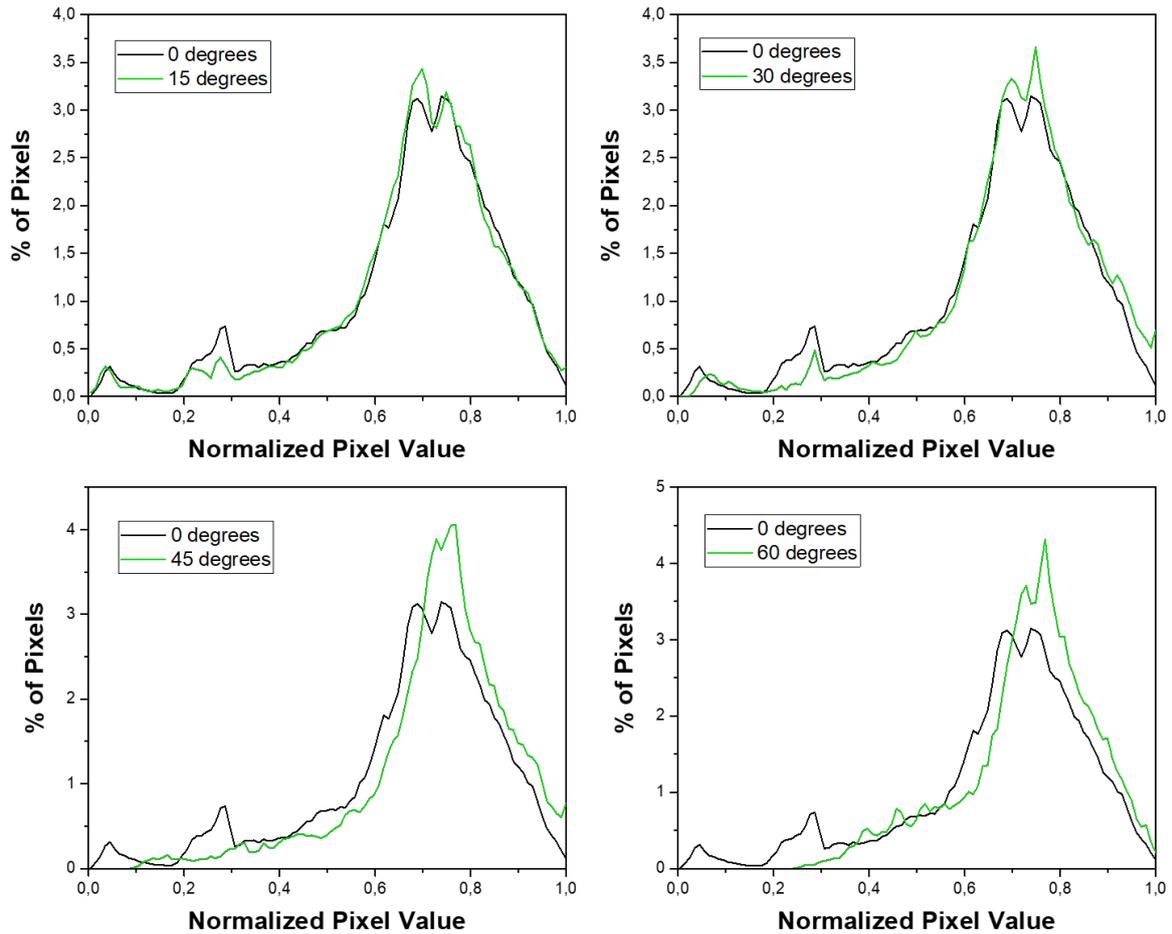


Figura 4.15: Histogramas de la célula 4.9 (buena) a distintos ángulos comparados con la referencia.

4.17). Ya se ve como la cola inicial ha disminuido y el histograma se ha desplazado a la derecha. También el pico más grande ha aumentado de 3% a 3,5%. Todas estas cosas las veíamos en el caso de la célula 4.9.

Podemos concluir entonces que el límite se encuentra en 45 grados aproximadamente. Esto lo terminaremos de verificar en el siguiente apartado viendo las variaciones de los parámetros estadísticos.

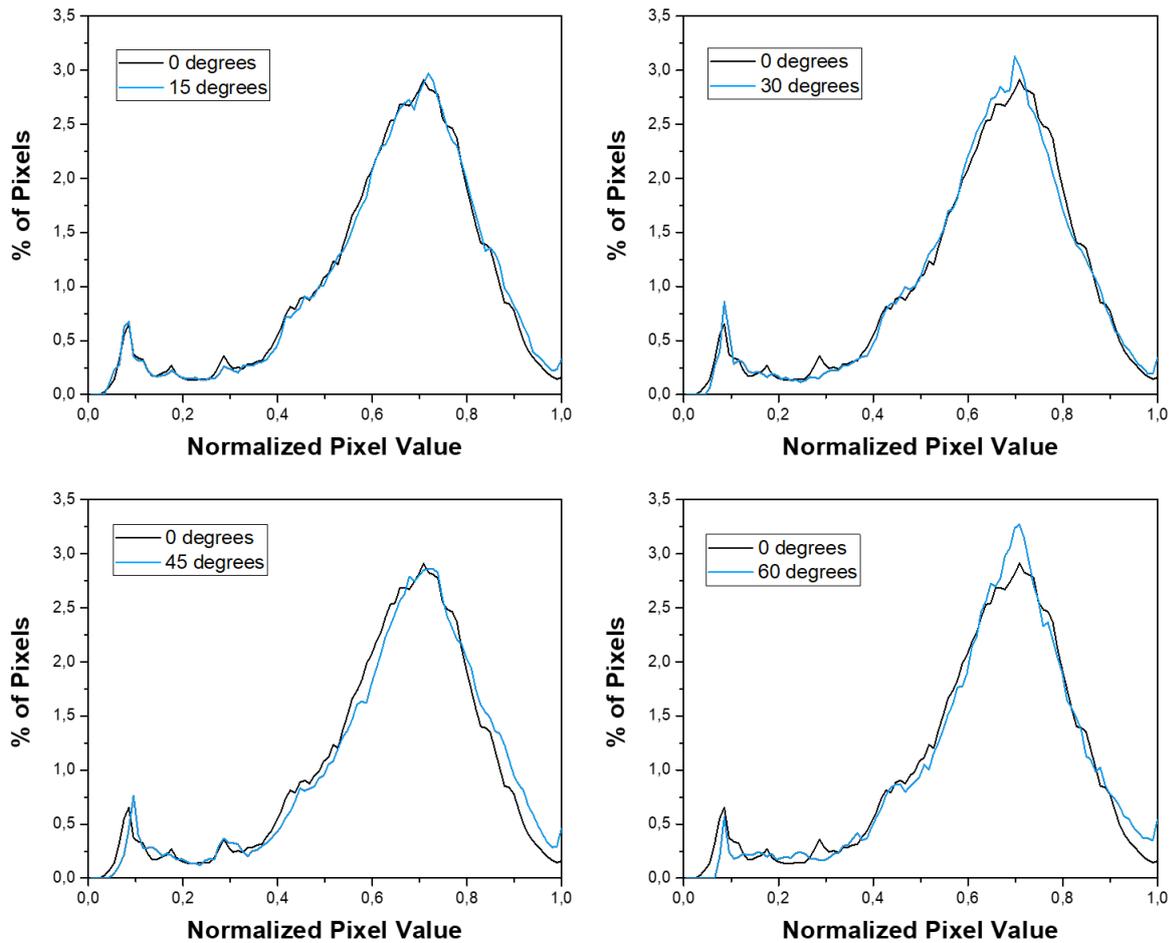


Figura 4.16: Histogramas de la célula 2.10 (daños moderados) a distintos ángulos comparados con la referencia.

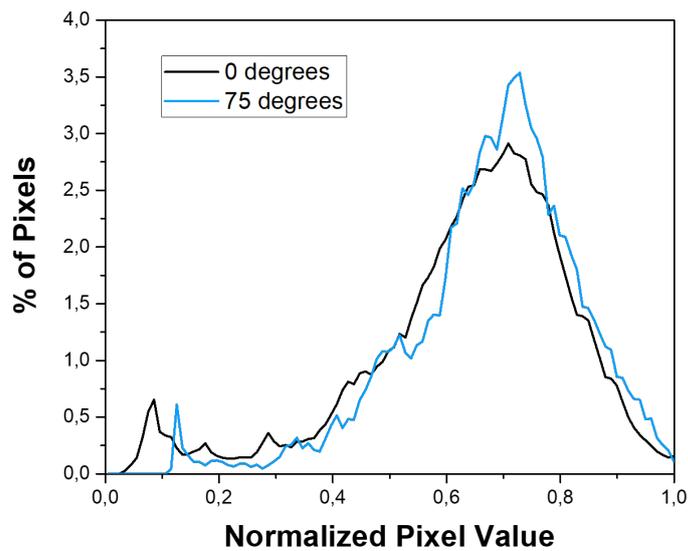


Figura 4.17: Histogramas de la célula 2.10 (daños moderados) a 0 y 75 grados.

Célula 2.6: Para terminar, esta célula es la de más defectos los cuales se han mencionado antes. Hasta el histograma a 45 grados incluido parece que se corresponden bastante bien con la

referencia, excepto el último pico del máximo valor de píxel que aumenta. Hay algún pico más alto, como el inicial, pero no es hasta 60 grados donde se perciben los cambios más bruscos. El primer pico disminuye hasta la altura de la referencia siendo un cambio muy grande comparado con la gráfica de 45 grados.

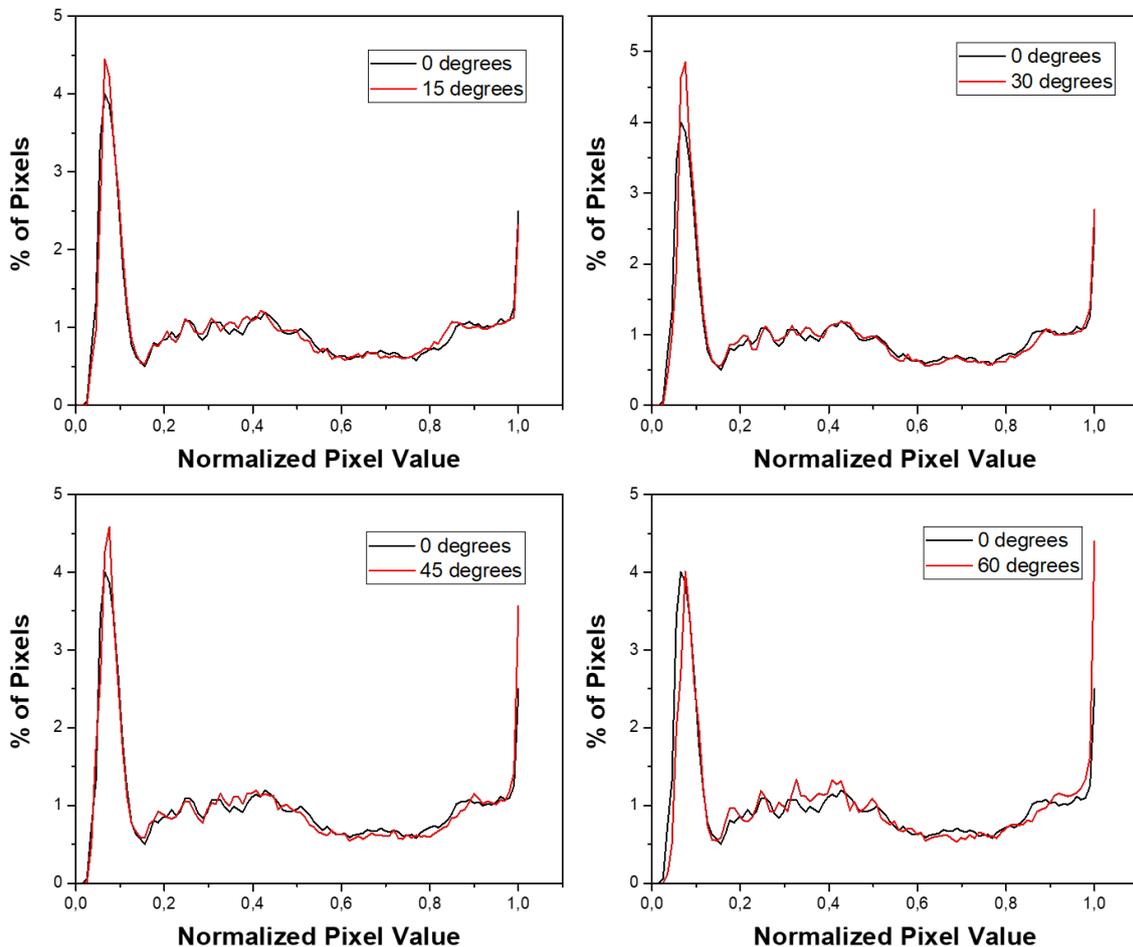


Figura 4.18: Histogramas de la célula 2.6 (daños severos) a distintos ángulos comparados con la referencia.

Como en el primer caso, no es necesario analizar el histograma de 75 grados viendo los resultados.

El ángulo límite estará entre 30 y 45 grados pero no lo sabemos con certeza hasta que analicemos los parámetros estadísticos de cada célula y hagamos el mismo análisis en el módulo.

Parámetros estadísticos

Ya examinados los histogramas procedemos a estudiar sus parámetros estadísticos. Para ello visualizaremos en tablas y gráficas sus valores y diferencias respecto de la referencia a 0 grados.

P. estadísticos	Célula 4.9	Célula 2.10	Célula 2.6
Valor medio	0,736	0,634	0,459
Desviación estándar	0,179	0,182	0,311
Curtosis	0,837	0,426	0,172
Área inactiva	0,048	0,064	0,375

Cuadro 4.3: Valores de los parámetros estadísticos a 0 grados.

Como es lógico, la célula 2.6 presenta valores mucho más bajos de la curtosis y el valor medio, que han ido disminuyendo a medida que aumentan los defectos. En cambio, el área inactiva y la desviación estándar aumentan, como era de esperar.

Célula 4.9: A simple vista en la Figura 4.19 solo apreciamos que varía la curtosis al aumentar el ángulo. El resto de parámetros se mantienen prácticamente constantes a lo largo de todo el estudio.

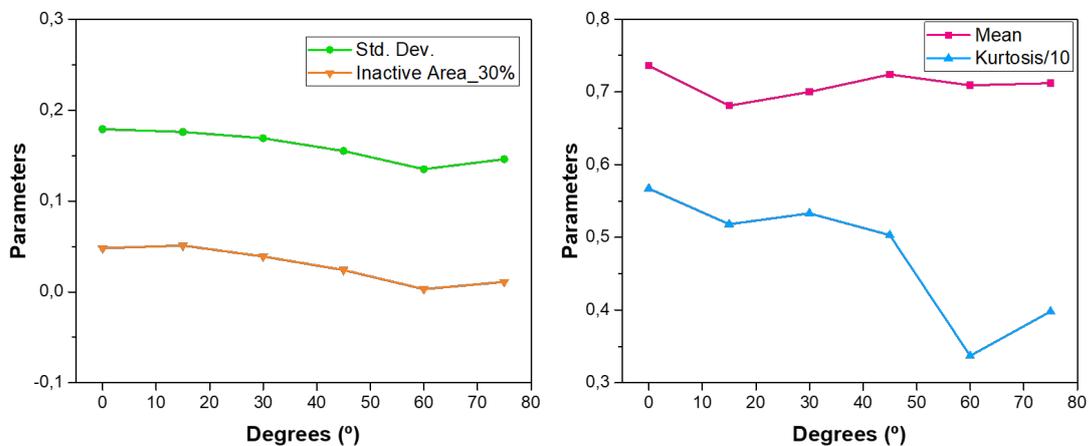


Figura 4.19: Valores de los parámetros estadísticos de la célula 4.9 (buenas condiciones) a distintos ángulos.

No podemos sacar mucha más información de esta gráfica debido a la escala, por eso para un mejor análisis calculamos los errores relativos respecto de la referencia para ver a qué ángulo se produce el cambio más brusco.

Es peculiar como los errores relativos del valor medio van disminuyendo, lo cual no tiene mucho sentido. La desviación estándar da un gran salto de un 7,82 % al pasar de 30 a 45 grados, así como en el área inactiva es de un 31,25 % en el mismo intervalo incrementando cada vez más. El mayor cambio en la curtosis se produce en el paso de 45 a 60 grados siendo de un 29,27 %. Confirmamos lo que dijimos en el apartado 4.4.1 de que el ángulo se encuentra próximo a 30 grados.

Ángulos	$\epsilon(\mu)$	$\epsilon(\sigma)$	$\epsilon(\kappa)$	$\epsilon(I_{30\%})$
15 grados	7,47	1,68	8,64	6,25
30 grados	4,89	5,59	6,00	18,75
45 grados	1,63	13,41	11,29	50,00
60 grados	3,67	24,58	40,56	93,75
75 grados	3,26	18,44	29,81	77,08

Cuadro 4.4: Errores relativos (%) de los parámetros estadísticos en valor absoluto respecto de la referencia a 0 grados de la célula 4.9.

Célula 2.10: Como antes, parecen bastante invariables los parámetros para los diferentes ángulos al ver la Figura 4.20. La desviación estándar y el área inactiva van disminuyendo poco a poco, mientras que el valor medio y la curtosis parece que tienden a incrementar. Esto se debe a la pérdida de resolución de las imágenes como comentamos anteriormente.

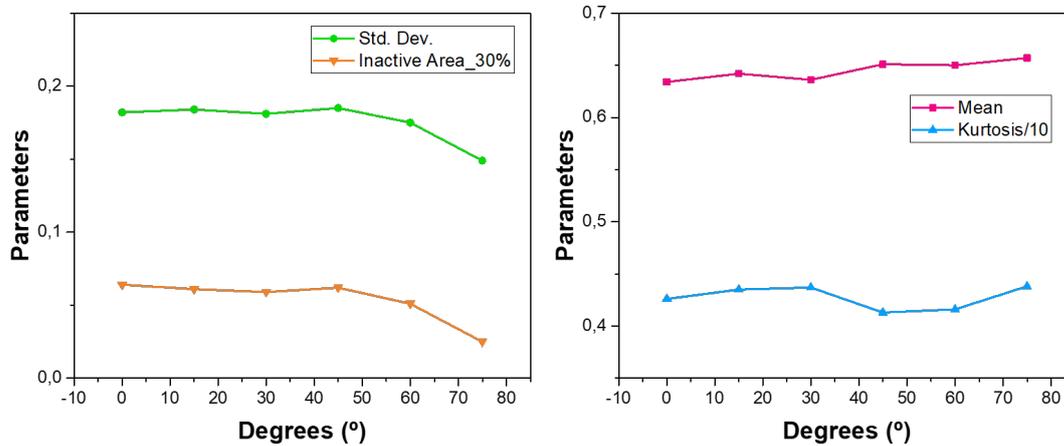


Figura 4.20: Valores de los parámetros estadísticos de la célula 2.10 (daños moderados) a distintos ángulos.

Volvemos a calcular los errores relativos por la falta de información en el siguiente cuadro. No se percibe ningún cambio significativo salvo en el área inactiva al pasar de 45 a 60 grados de 3,13% a 20,31%. Los parámetros a 75 grados no son adecuados para el análisis debido a la deformación desmesurada que presentan las imágenes a este ángulo.

Ángulos	$\epsilon(\mu)$	$\epsilon(\sigma)$	$\epsilon(\kappa)$	$\epsilon(I_{30\%})$
15 grados	1,26	1,10	2,11	4,69
30 grados	0,32	0,55	2,58	7,81
45 grados	2,68	1,65	3,05	3,13
60 grados	2,52	3,85	2,35	20,31
75 grados	3,63	18,13	2,82	60,94

Cuadro 4.5: Errores relativos (%) de los parámetros estadísticos en valor absoluto respecto de la referencia a 0 grados de la célula 2.10.

Célula 2.6: La Figura 4.21 revela que a 45 grados el área inactiva disminuye y el valor medio aumenta. La causa se debe a que al perder calidad y resolución en la imagen los defectos se ‘encogen’ dando la impresión de que la luminosidad es mayor. La curtosis y la desviación estándar parecen mantenerse en un valor constante a medida que se incrementa el ángulo.

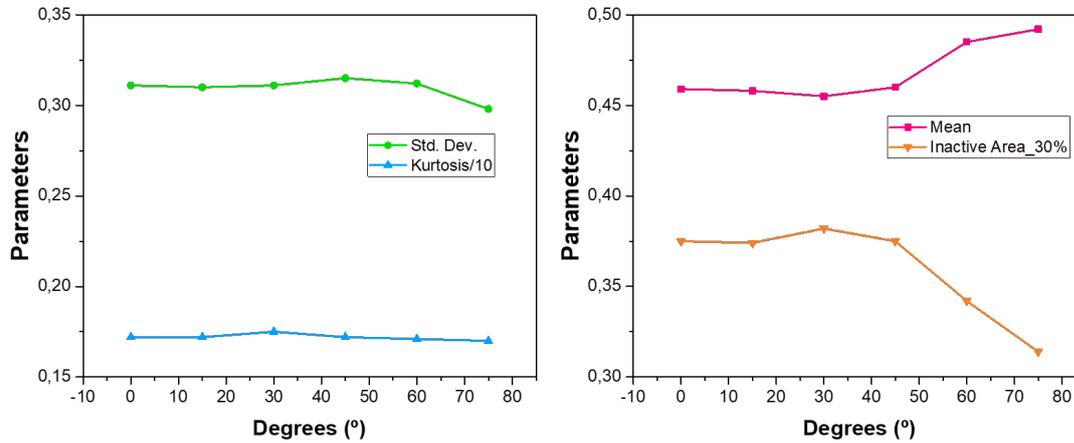


Figura 4.21: Valores de los parámetros estadísticos de la célula 2.6 (daños severos) a distintos ángulos.

Los errores relativos verifican nuestras suposiciones sobre κ y σ en el cuadro correspondiente a esta célula, no superando ninguno el 2% de error a ningún ángulo. Esto no nos ayuda pues al ver las imágenes de EL es de esperar que todos los parámetros cambien bruscamente a partir de 45 grados que es cuando la resolución desciende a la mitad. También se verifican las de μ y $I_{30\%}$ teniendo saltos del 5,44% y 8,8% respectivamente.

Ángulos	$\epsilon(\mu)$	$\epsilon(\sigma)$	$\epsilon(\kappa)$	$\epsilon(I_{30\%})$
15 grados	0,22	0,32	0,00	0,27
30 grados	0,87	0,00	1,74	1,87
45 grados	0,22	1,29	0,00	0,00
60 grados	5,66	0,32	0,58	8,80
75 grados	7,19	4,18	1,16	16,27

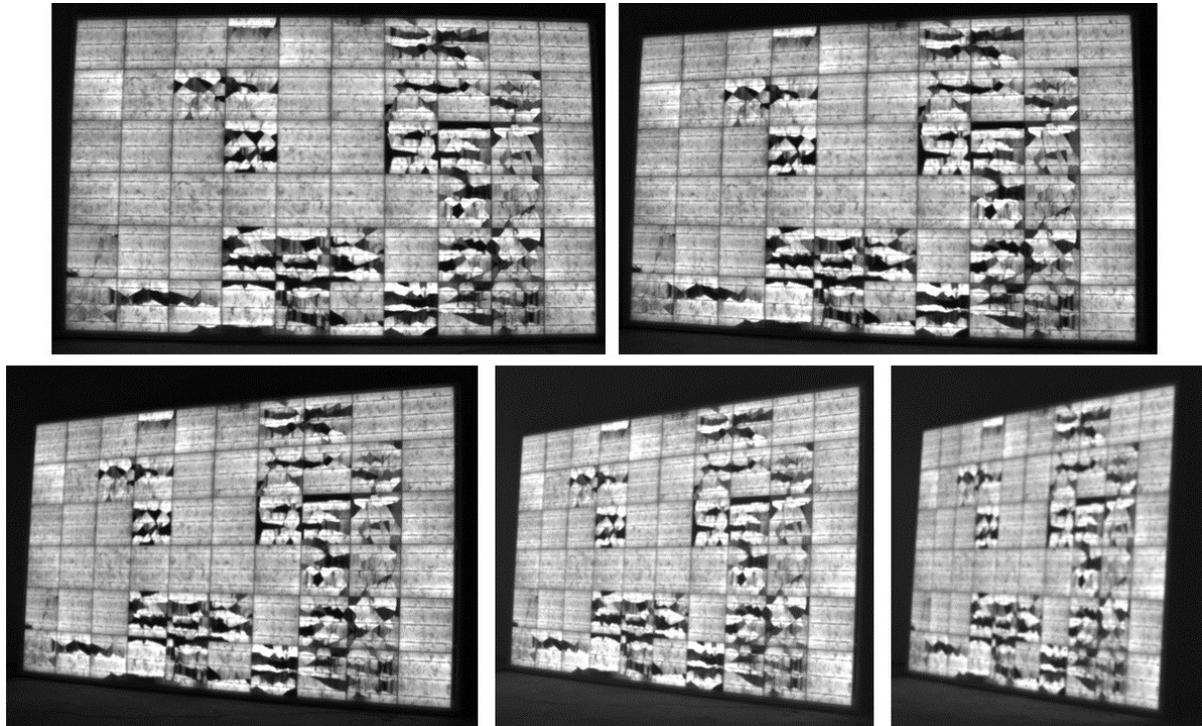
Cuadro 4.6: Errores relativos (%) de los parámetros estadísticos en valor absoluto respecto de la referencia a 0 grados de la célula 2.6.

Analizando los histogramas de las imágenes de electroluminiscencia y los parámetros estadísticos obtenemos suficiente información como para evaluar que el ángulo máximo de toma de datos sea 30°. Repetimos el mismo proceso para el módulo al que pertenecen estas células analizadas añadiendo a mayores los histogramas de los parámetros estadísticos. Lo más posible es que nos den información que antes no teníamos solo con un valor.

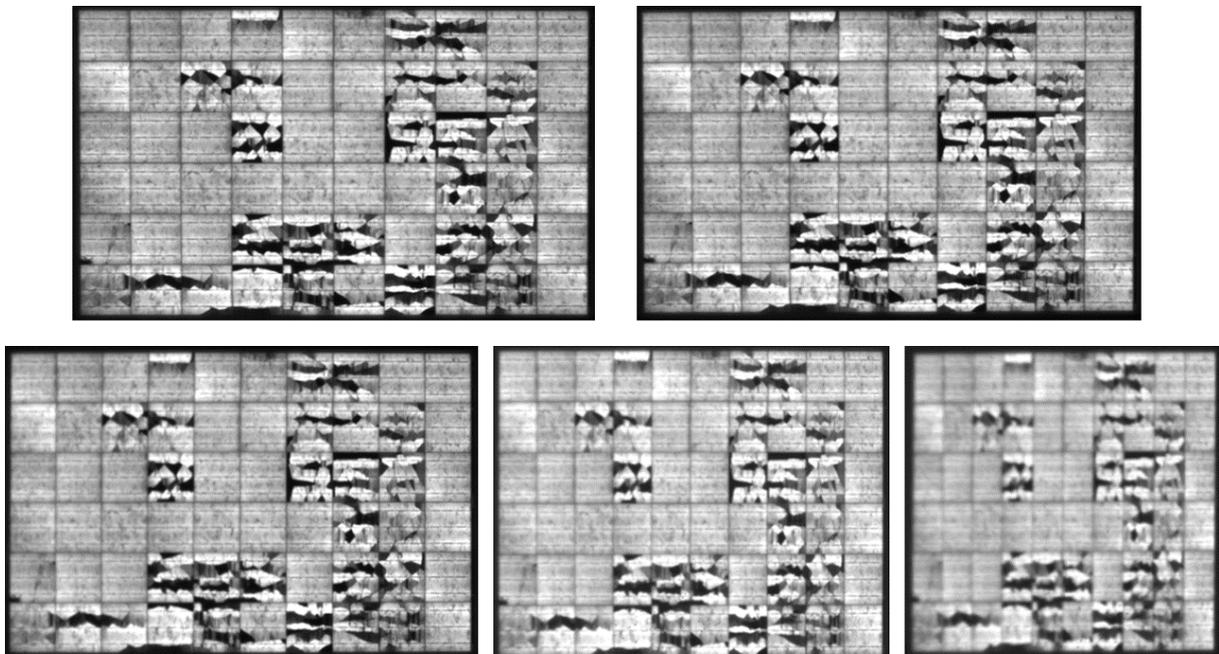
4.4.2. Módulo fotovoltaico de *GdS-Optronlab*

Las fotografías del módulo aparecen en la Figura 4.22. Es un módulo completamente defectuoso pero muy útil a la hora de hacer estudios sobre él por la cantidad de información que podemos sacar. Tiene desde áreas inactivas y cracks hasta defectos de malla. El histograma a

0 grados presenta en aproximadamente 0,6 un máximo, lo cual es un valor muy aceptable a pesar de lo destruido que está el módulo. También se aprecia una cola inicial con un pico a causa de todos los defectos (zonas oscurcidas) y un aumento del porcentaje de píxeles en 1, por las soldaduras defectuosas y las zonas por las que pasa más densidad de corriente (Figura 4.23).



(a) Originales



(b) Editadas

Figura 4.22: Imágenes de EL del módulo de *GdS-Optronlab* a distintos ángulos ordenados de menor a mayor, de izquierda a derecha y de arriba a abajo.

Se vuelve a repetir la misma situación de antes en la Figura 4.22. Los defectos se deforman al igual que las imágenes completas del módulo al ajustar la perspectiva con programas de

edición. Perdemos resolución al alejarnos mientras aumentamos en ángulo de medida lo que conduce a variaciones en los histogramas, los parámetros estadísticos y sus correspondientes histogramas.

Histogramas de imágenes de electroluminiscencia

A partir de los 30° ya notamos una gran variación en los histogramas (Figura 4.23). En 45 grados el histograma se ha desplazado hacia la derecha aumentando la altura de su máximo absoluto, síntomas que vimos en el caso de las células, indicando que la luminosidad es mayor y por lo tanto el valor medio también. A 60 grados sigue la tendencia hacia la derecha pero más suave estrechándose el pico, con una posible bajada de la desviación estándar y aumento de la curtosis. No analizamos el caso de 75 grados porque ya descartamos antes que se pudieran obtener datos veraces con ese ángulo.

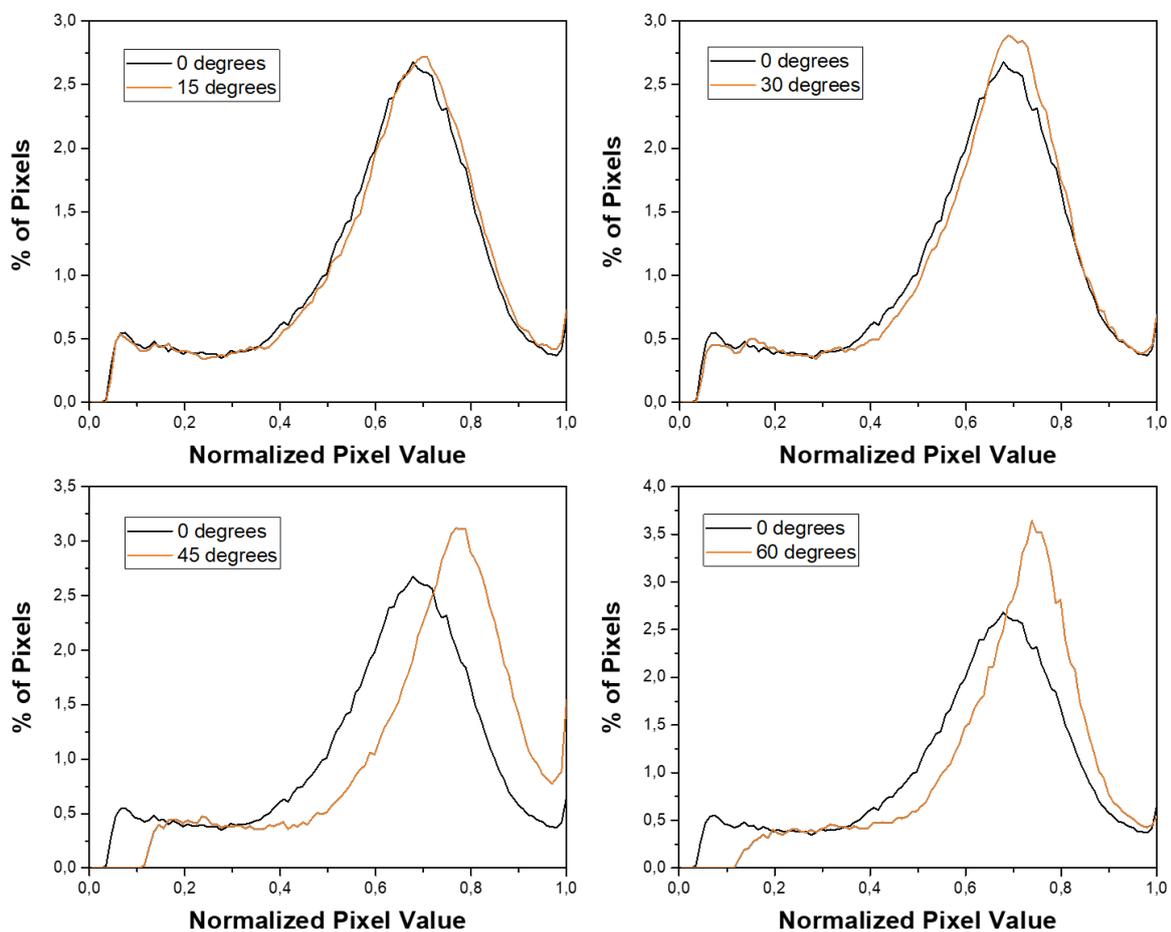


Figura 4.23: Histogramas del módulo de *GdS-Optronlab* a distintos ángulos comparados con la referencia.

Se empieza a percibir entonces que a ángulos mayores de 30° perdemos fiabilidad.

Parámetros estadísticos

Imitando el procedimiento para las células vemos que a los valores de los parámetros estadísticos cuando la cámara está perpendicular al módulo son:

$$\mu = 0,606 \quad \sigma = 0,209 \quad \kappa = 0,33 \quad I_{30\%} = 0,11 \quad (4.10)$$

Presenta valores bajos de curtosis y desviación, así como de área inactiva. El valor medio es aceptable teniendo en cuenta que la mayor parte del módulo está roto. Si representamos en la Figura 4.24 la variación de estos en función del ángulo vemos que empiezan a variar con más rapidez a partir de los 30 grados, sobre todo el valor medio y el área inactiva.

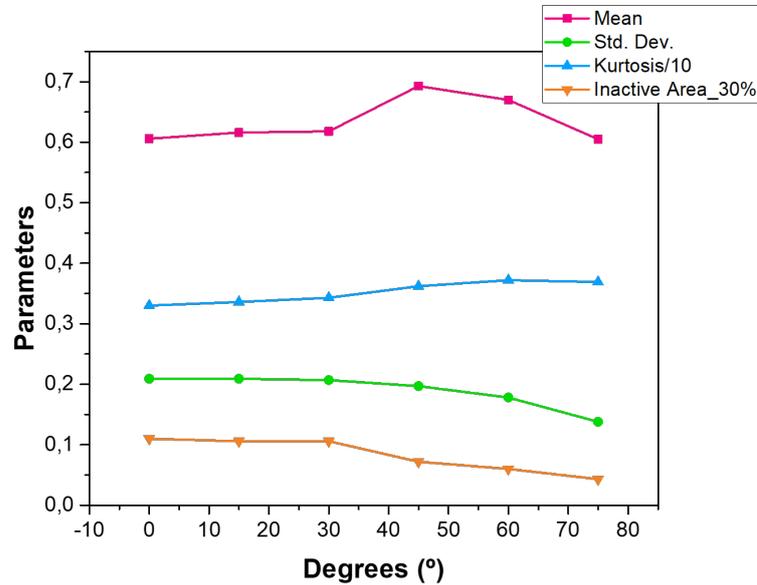


Figura 4.24: Valores de los parámetros estadísticos del módulo de *GdS-Optronlab* a distintos ángulos.

No se aprecia en condiciones y por eso calculamos los errores relativos para confirmar que los mayores saltos se producen en el paso de 30 a 45 grados. Como hemos dicho en anteriores ocasiones, no era necesario analizar los datos de 75 grados. Aquí los analizamos para ver la tendencia de los parámetros si seguimos aumentando el ángulo y porque en el caso de las células no se apreciaban grandes variaciones de estos debido a la escala utilizada – los datos se ven mejor con los errores relativos en vez de con gráficas individuales para cada parámetro, además de no aportar información complementaria que no veamos en la otra gráfica.

Ángulos	$\epsilon(\mu)$	$\epsilon(\sigma)$	$\epsilon(\kappa)$	$\epsilon(I_{30\%})$
15 grados	1,65	0,00	1,82	3,64
30 grados	1,98	0,96	3,94	3,64
45 grados	14,36	5,74	9,70	34,55
60 grados	10,56	14,83	12,73	45,45
75 grados	0,17	33,97	11,82	60,91

Cuadro 4.7: Errores relativos (%) de los parámetros estadísticos en valor absoluto respecto de la referencia a 0 grados del módulo.

Histogramas de parámetros estadísticos

Al ser un módulo en esta ocasión el objeto de estudio, podemos analizar los histogramas de los parámetros estadísticos como explicamos ya en el apartado 4.3. Nos centramos individualmente en cada parámetro.

Valor medio: La tendencia de los histogramas es a desplazarse hacia la derecha a medida que aumenta el ángulo. Esta tendencia ya la pudimos ver en los histogramas de las imágenes de EL y encajan con la idea de que se pierde resolución a medida que nos alejamos. Las líneas que delimitan los defectos pierden definición suavizándose así el paso de una zona de célula activa a otra inactiva, por ejemplo. Todo esto y la deformación de la imagen hacen que el valor medio aumente (Figura 4.25).

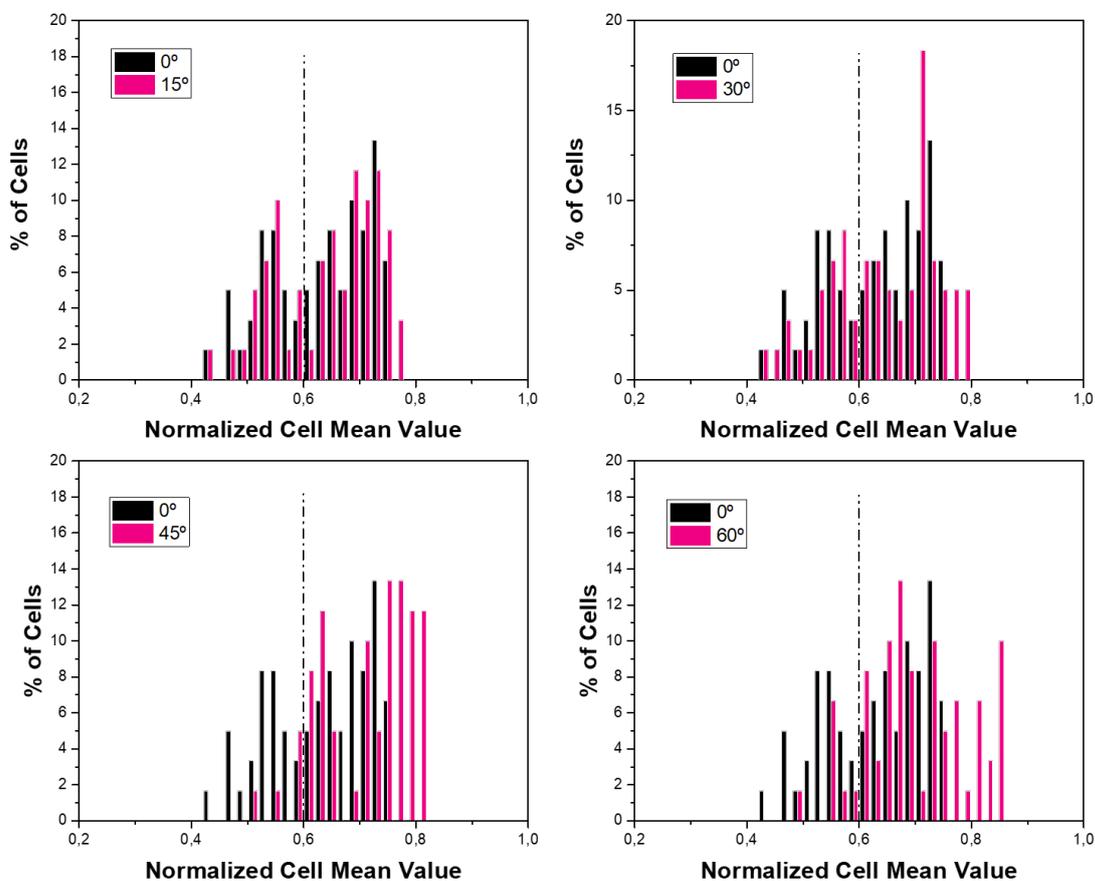


Figura 4.25: Histogramas del valor medio del módulo a distintos ángulos comparados con la referencia.

Desviación estándar: Sobre el histograma del valor medio hemos atribuido que los cambios se producen por la pérdida de resolución. Aquí pasa lo mismo, al perder resolución tenemos una transición en la escala de grises más suavizada en límites de defectos bajando así la desviación estándar. Aun así, en este módulo no se aprecia bien el desplazamiento debido a los valores tan aleatorios del porcentaje de células (Figura 4.26).

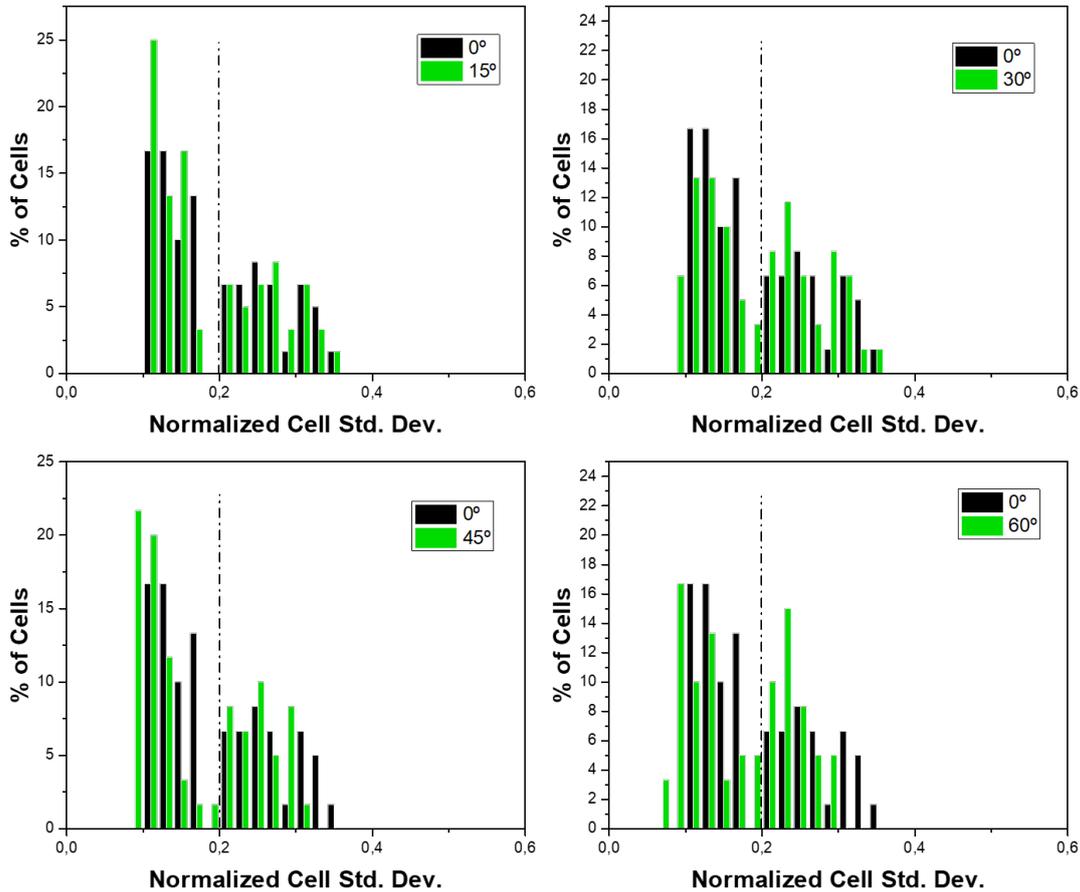


Figura 4.26: Histogramas de la desviación estándar del módulo a distintos ángulos comparados con la referencia.

Curtosis: El histograma de la imagen de EL del módulo a cero grados es muy ancho con una zona donde se concentran más los valores de luminiscencia. Esto se traduce en una curtosis baja como pudimos ver antes, proporcionándonos más información los histogramas correspondientes. Estos muestran mucha dispersión, hay tanto valores altos como bajo en cada célula, pudiendo ser porque hay células con valores muy dispares de luminiscencia, completamente inactivas o con buena luminosidad. A medida que aumentamos el ángulo parece que se desplaza hacia valores más altos, pero en 60 grados va en dirección contraria. Volviendo a echar un ojo a las imágenes de EL y a los errores relativos no sé a qué puede deberse esto; contradice los resultados de los histogramas de la desviación estándar y valor medio (Figura 4.27).

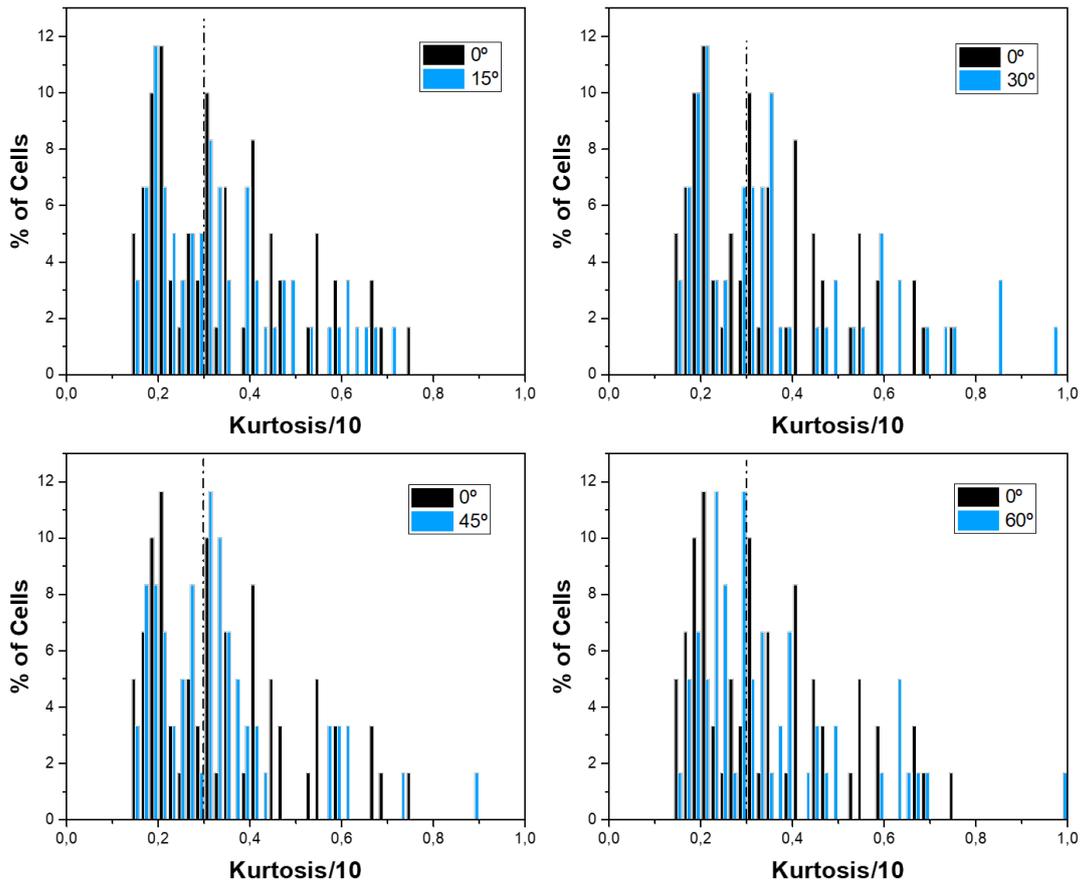


Figura 4.27: Histogramas de la kurtosis del módulo a distintos ángulos comparados con la referencia.

Área inactiva: Como era de esperar, el área inactiva disminuye con el ángulo por las mismas razones. Esto concuerda con el valor medio y la desviación estándar. El mayor cambio se produce al pasar a 45 grados (Figura 4.28).

Podemos representar globalmente todos los datos en una misma gráfica (Figura 4.29) a partir del porcentaje de células que se encuentra fuera del límite determinado a nuestra elección. Aquí no nos importa mucho la posición del límite – mientras esté bastante centrado – porque nos interesa la variación que hay. Ya veníamos intuyendo que iba a estar entre 30 y 45 grados por todas las evidencias que había tanto en el estudio de las células como en el del módulo. En esta gráfica se ve claramente cómo es hasta 30 grados cuando se mantienen bastante bien los datos, especialmente el valor medio y el área inactiva que son los que más información nos han aportado hasta ahora. No se puede deducir nada claro de la kurtosis por sus subidas y bajadas; en cambio de la desviación estándar, parece que su tendencia es aumentar hasta que llega a los 30 grados que empieza a disminuir, fruto de la pérdida de resolución y la gran perspectiva con la que se han tomado las imágenes.

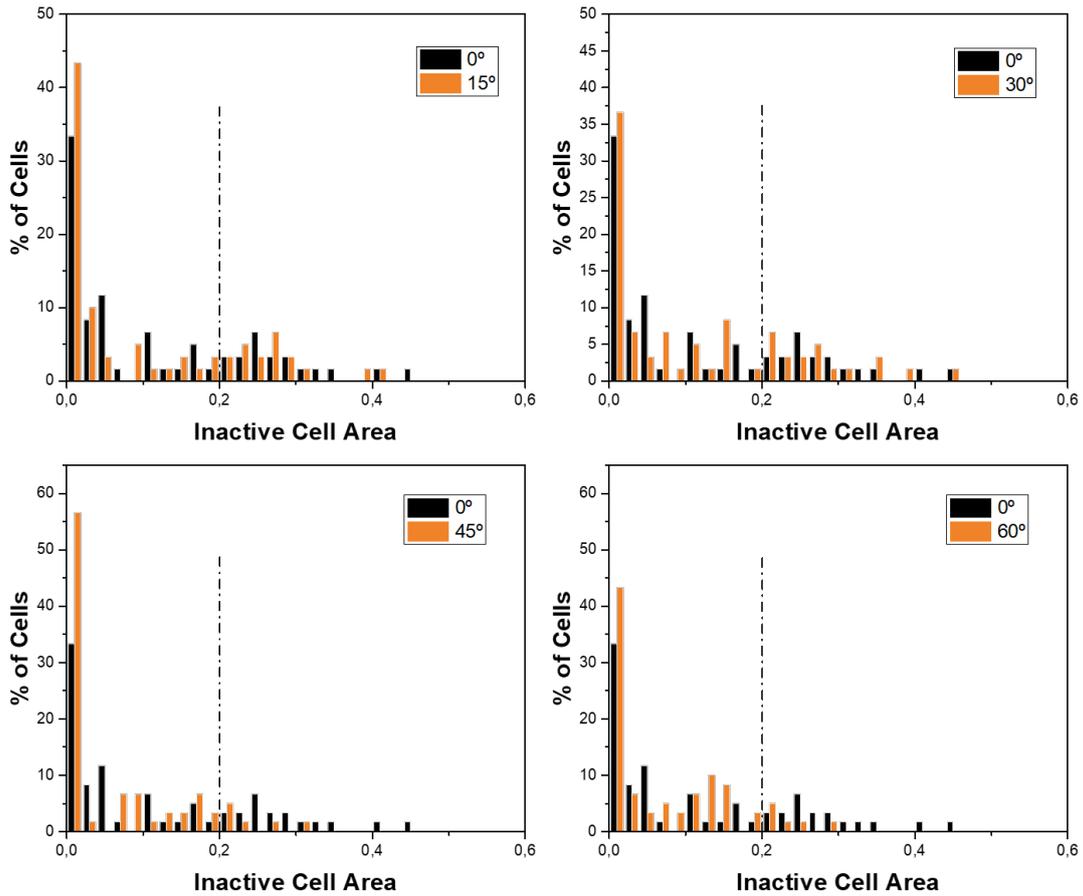


Figura 4.28: Histogramas del área inactiva del módulo a distintos ángulos comparados con la referencia.

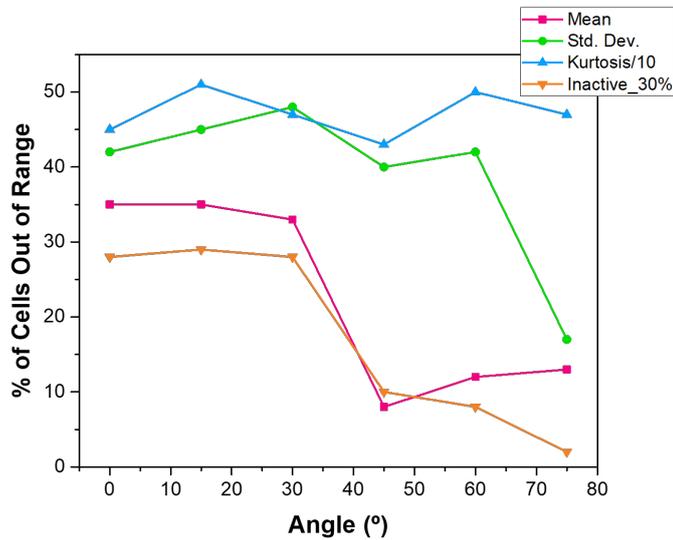


Figura 4.29: Valores del porcentaje de células fuera del límite del módulo para distintos parámetros estadísticos a distintos ángulos.

En resumen, concluimos que el ángulo máximo para realizar un estudio y que sea válido es 30 grados. No conviene arriesgarse tomando datos a ángulos mayores porque las probabilidades de errores aumentan considerablemente al aumentar el ángulo. Este resultado coincide con el dicho anteriormente para células.

Capítulo 5

Conclusiones

El control de calidad de plantas solares se ha convertido en algo esencial para asegurar el buen funcionamiento de los módulos solares que la componen. Las técnicas de caracterización como la fotoluminiscencia o electroluminiscencia son de fácil realización y permiten detectar los defectos presentes en los módulos. En este TFG se ha evaluado un sistema para la toma rápida de imágenes de electroluminiscencia, siendo las fotografías de buena calidad incluso bajo condiciones de alta irradiación gracias a la aplicación de la técnica lock-in. La ventaja de hacer esta técnica o la fotoluminiscencia de día es la comodidad. Desmontar un módulo de una planta para hacer la electroluminiscencia indoor es más laborioso, o tomar imágenes nocturnas más difícil por la falta de luz para manejar los equipos. Con las imágenes de luminiscencia obtenidas hemos podido verificar cómo la electro- y fotoluminiscencia son dos técnicas de caracterización complementarias.

Dependiendo de las condiciones podremos realizar cualquiera de las dos para obtener información más o menos detallada (en función de la resolución de la imagen) sobre los daños estructurales de las células, teniendo en cuenta que los resultados siempre se van a ver mejor cuando la radiación es pequeña. Un análisis rápido y eficiente permite ver defectos que bastan para desechar el módulo.

La cámara que usamos influye notablemente en la calidad de las imágenes dependiendo del rango espectral de la eficiencia cuántica que presentan. Según nuestras necesidades elegiremos una, teniendo en cuenta que la cámara de InGaAs tiene una mejor eficiencia cuántica que la CCD de Si en el rango de emisión del silicio.

Respecto de la técnica lock-in que aplicamos en EL y PL outdoor vemos que con más ciclos la imagen es mejor. Se podría estudiar cuál es el mínimo de irradiación necesaria para obtener una imagen de PL adecuada haciendo medidas para un mismo módulo a diferentes ciclos y radiaciones. Cabe la posibilidad que una vez encontrado este punto, la señal de fotoluminiscencia aumente con la radiación sin ser necesario ejecutar más ciclos, es decir, que el ruido no enmascare la señal al ser de órdenes más próximos.

Debido a la gran cantidad de módulos presentes en una planta, la caracterización completa de todos nos puede llevar mucho tiempo si basamos nuestro análisis en la visualización de las imágenes de luminiscencia; además esta tarea todavía no está automatizada correctamente. Por eso hemos desarrollado un programa con el que podemos explotar imágenes tanto de electroluminiscencia como de fotoluminiscencia con el que obtenemos los histogramas de luminiscencia de módulos o células junto con unos parámetros estadísticos característicos del mismo. El problema de este método es la pérdida de la posición de los píxeles en la matriz con la consecuente

pérdida de la localización de los defectos. Esto afecta a los parámetros estadísticos, que no nos proporcionan suficiente información sobre si un módulo debe desecharse o no. Además, debido a la escasa cantidad de módulos analizados no podemos fijar un límite en estos parámetros que nos determine si un módulo está dañado gravemente.

La solución que proponemos es realizar el mismo proceso pero esta vez aplicado a las células que conforman el módulo. Esto nos permite generar unos nuevos histogramas basados en cada uno de los parámetros estadísticos calculados para cada célula. La principal ventaja de este nuevo método de los histogramas de los parámetros estadísticos es la simplicidad computacional (puede automatizarse) y su principal desventaja es que los parámetros estadísticos no tienen un significado físico directo y unívoco y deben ser interpretados en el contexto de otros histogramas. Sin embargo, la aplicación a gran escala de este método para el análisis de la EL del módulo está todavía en desarrollo, debido a su gran complejidad.

Un punto a tener en cuenta sobre las imágenes que analizamos es la perspectiva con la que hayamos realizado las imágenes, su resolución y el criterio de cada empresa. Con este método si sabemos el número de células que tiene el módulo podemos calcular fácilmente si tiene células inactivas o PID porque aparecen valores en los histogramas del valor medio y área inactiva muy desplazados. Si los cracks influyen considerablemente en la luminosidad también se perciben en estos, pero no podemos saber en qué parte de la imagen están o si por ejemplo es un crack que atraviesa varias células porque perdemos la posición de los píxeles en la matriz al generar los histogramas. Una mejor idea sería representar los valores que se obtienen para cada célula en un gráfico 2D con una escala de colores, así solucionamos el problema de la posición. Esta posibilidad también nos lo ofrece el programa pero de momento no lo hemos usado.

En el estudio de la variación del ángulo donde se aprecia como influye la perspectiva con la que está realizada la imagen de luminiscencia concluimos que el ángulo máximo para realizar un análisis y que sea válido es 30 grados. En algún caso podremos tomar datos a 45, pero es mejor no arriesgarse porque las probabilidades de errores aumentan considerablemente al aumentar el ángulo. Como trabajo futuro podríamos centrarnos en el intervalo de 30 a 45 grados, desplazándonos ángulos más pequeños para afinar más ese ángulo límite.

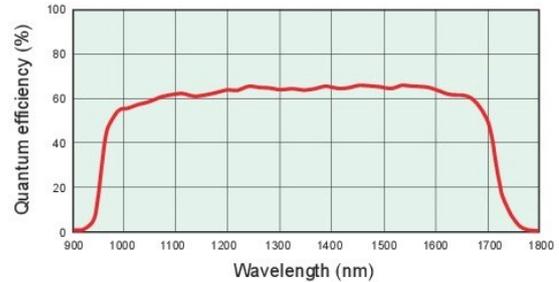
Anexo A

Hoja de especificaciones Hamamatsu C12741-03

SPECIFICATIONS

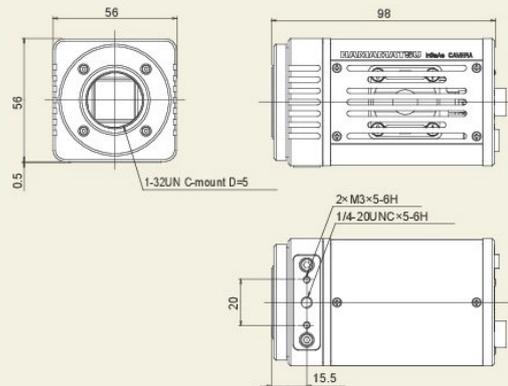
Type number	C12741-03	
Imaging device	InGaAs sensor	
Effective number of pixels	640 (H) × 512 (V)	
Pixel size	20 μm (H) × 20 μm (V)	
Effective area	12.8 mm (H) × 10.24 mm (V)	
Quantum efficiency	Over 50 % (at 1500 nm)	
Full well capacity	600 000 electrons	
Dynamic range (typ.)	600 : 1	
Cooling method	Peltier cooling	
Cooling temperature	Passive-air cooled (Ambient temperature: +25 °C)	+10 °C
Frame rate	59.774 frames/s	
Readout noise (rms) Max.	1000 electrons	
Readout noise (median) typ.	500 electrons	
A/D converter	14 bit	
Exposure time (Internal mode)	16.7 ms to 1 s	
External trigger input	Yes	
External trigger input mode	Edge trigger, Level trigger, Start trigger	
Trigger delay function	0 to 1 s in 10 μs steps	
Trigger input connector	SMA	
Interface	USB 3.0	
Image processing functions	Background subtraction, Shading correction	
Software interface	DCAM-SDK	
Lens mount	C-mount	
Connector	USB 3.0 MicroB type	
Power supply	DC +12 V	
Power consumption	Approx. 16 W	
Ambient operating temperature	0 °C to +40 °C	
Ambient operating humidity	30 % to 80 % (with no condensation)	
Ambient storage temperature	-10 °C to +50 °C	
Ambient storage humidity	0 % to 90 % (with no condensation)	

SPECTRAL RESPONSE



DIMENSIONAL OUTLINES

● Camera (Approx. 0.6 kg)



OPTIONS

- Camera adapter: A13206-03 (for AC 117V)
A13206-04 (for AC 220 / 240V)
- 12PIN cable 5 m: A3194-01
- BNC cable 3 m: A3746-03

Bibliografía

- [1] D. Abou-Ras, T. Kirchartz, U. Rau, *Advanced Characterization Techniques for Thin Film Solar Cells*, Wiley-VCH.
- [2] J. Adams et al., *Non-Stationary outdoor EL-Measurements with a fast and Highly Sensitive InGaAs Camera*, 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- [3] J. Balenzategui, *Fundamentos de la Conversión Fotovoltaica: La célula solar*, 2007.
- [4] K. Friedrischková, B. Horák, *A measuring system for monitoring error artefacts in photovoltaic solar cells by the electroluminescence method*, IFAC Proceedings Volumes, vol. 46, no. 28, pp. 444-448, 2013.
- [5] T. Gómez, *Diseño de un prototipo de soporte mecánico para la realización de medidas de Electroluminiscencia en plantas fotovoltaicas. Grado en Ingeniería Mecánica*, Universidad de Valladolid, 2017.
- [6] Hamamatsu Photonics K.K., *Datasheet InGaAs Camera C12741-03*, 2016.
- [7] S. Kajari-Schröder et al., *Criticality of cracks in PV modules*, Energy Procedia, 2012.
- [8] S. Koch et al., *Outdoor electroluminescence imaging of crystalline photovoltaic modules: comparative study between manual ground-level inspections and drone-based aerial surveys*, European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2016.
- [9] M. Köntges et al., *Review of Failures of Photovoltaic Modules*, IEA International Energy Agency.
- [10] A. Luque, S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Second Edition*, John Wiley and Sons, 2011.
- [11] O. Martínez et al., *Implementation of a friendly daylight electroluminescence system for the inspection of solar PV panels*
- [12] A. Moretón, *Estudio de la fotoluminiscencia en obleas y células solares de Silicio. Grado en Ingeniería Eléctrica*, Universidad de Valladolid, 2016.
- [13] J. Nelson, *The physics of solar cells. First edition*, Imperial College Press, 2003.
- [14] D. Redondo, *Desarrollo de un sistema de caracterización de obleas y células solares de Silicio multicristalino mediante la adquisición de imágenes de fotoluminiscencia usando un detector de InGaAs. Grado en Ingeniería Mecánica*, Universidad de Valladolid, 2017.
- [15] F.J. Reguera Gil, *Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos. Máster Tecnología de los sistemas de energía solar fotovoltaica*, Universidad Internacional de Andalucía, 2015.

- [16] A. Smets, K. Jäger, *Solar Energy, the physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*, UIT Cambridge, 2016.
- [17] S. Spataru et al., *Quantification of solar cell failure signatures based on statistical analysis of electroluminescence images*
- [18] L. Stoicescu et al., *United States Patent: Method and apparatus for testing photovoltaic modules*, 2017.