



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en tecnologías Industriales.

**Aplicación de técnicas de diagnóstico in-situ  
de paneles fotovoltaicos en la instalación del  
LUCIA**

Autor:

Santos Alfageme, Iván

Tutor(es):

González Rebollo, Miguel Ángel  
Departamento Física de la Materia  
Condensada

Valladolid, Julio de 2020.



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Aplicación de técnicas de diagnóstico in-situ de paneles fotovoltaicos en la instalación del LUCIA



## Agradecimientos

Me gustaría mostrar agradecimientos a todas aquellas personas que en algún momento se han interesado por este trabajo, pues de alguna manera me han dado fuerzas para su consecución.

A mi tutor Dr. Miguel Ángel González Rebollo por su dedicación, adaptación y ayuda siempre que ha sido necesaria a lo largo de todo el proceso, pues este año todo ha sido distinto debido a las circunstancias conocidas por todos.

Al grupo de semiconductores Optronlab, y en especial a Ángel Moretón que ha sido un apoyo constante durante el desarrollo de este trabajo.

A mi familia, ya que sin ellos no habría conseguido llegar hasta aquí.

A mis amigos, que han conseguido hacer de esta etapa algo que merezca la pena recordar toda la vida.



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Aplicación de técnicas de diagnóstico in-  
situ de paneles fotovoltaicos en la  
instalación del LUCIA



## Resumen

En la actualidad la energía solar fotovoltaica está experimentando un fuerte impulso tanto en su desarrollo como en su competitividad. La gran mayoría de países apuestan ya por esta tecnología firmemente. Por lo tanto, el mantenimiento cobra una especial relevancia tanto como para reducir costes, como para rentabilizar su inversión.

En el presente trabajo, se analiza tanto cualitativa como cuantitativamente mediante las técnicas de electroluminiscencia y curvas IV la posible existencia de deficiencias en la instalación fotovoltaica sita en el edificio de la UVA el LUCIA (Lanzadera Universitaria de Centros de Investigación Aplicada).

Una vez obtenidos los resultados, se procede a un análisis global apoyándose en los datos obtenidos mediante las técnicas mencionadas en el párrafo anterior para lograr arrojar conclusiones decisivas y convincentes.

**Palabras clave:** fotovoltaica, mantenimiento, electroluminiscencia, curvas IV, defectos.

## Abstract

Nowadays, photovoltaic solar energy is experiencing a strong boost not only in its development but also in its competitiveness. The majority of countries are firmly committed to this technology. Therefore, maintenance takes on special relevance both to reduce costs and to make your investment profitable.

In the present work, the possible existence of deficiencies in the photovoltaic installation located in the UVA building, LUCIA (University Shuttle of Applied Research Centers) is analyzed both qualitatively and quantitatively by using electroluminescence techniques and IV curves.

Once the results were obtained, they were proceed to a global analysis supported by the data obtained using the techniques explained in the previous paragraph in order to achieve decisive and convincing conclusions.

**Keywords:** Photovoltaics, maintenance, electroluminescence, IV curves, deffects.



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Aplicación de técnicas de diagnóstico in-  
situ de paneles fotovoltaicos en la  
instalación del LUCIA



## ÍNDICE.

LISTA DE FIGURAS.	9
1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.	1
2. FUNDAMENTO TEÓRICO.	7
2.1 Curvas I-V	7
2.2 Luminiscencia.	11
3. FALLOS EN PANELES FOTOVOLTAICOS.	13
3.1 Introducción y definición	13
3.2 Errores que no se consideran fallo.	14
3.3 Fallos ocurridos antes de la operación:	15
3.4 Fallos más comunes durante la operación:	16
4. TÉCNICAS DE DETECCIÓN DE FALLOS.	25
4.1 Medidas mediante curva I-V.	25
4.1.1 Instrumentación.	25
4.1.2 Modo de operar.	25
4.2 Medidas mediante electroluminiscencia.	30
4.2.1 Instrumentación.	30
4.2.2 Modo de operar.	31
5. PRESENTACIÓN DE MEDIDAS Y ANÁLISIS.	33
5.1 Contextualización.	33
5.2 Consideraciones previas al análisis.	33
5.3 Análisis módulo en estudio (I).	38
5.4 Análisis módulo en estudio (II).	42
5.5 Análisis módulo en estudio (III).	45
5.6 Análisis módulo en estudio (IV).	48
6. CONCLUSIONES.	51
7. BIBLIOGRAFÍA	53
Anexo I: Resultados de electroluminiscencia y curvas I-V.	57



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Aplicación de técnicas de diagnóstico in-  
situ de paneles fotovoltaicos en la  
instalación del LUCIA



## LISTA DE FIGURAS.

➤ Ilustración 1. Evolución de la potencia fotovoltaica mundial instalada. ....	1
➤ Ilustración 2. Evolución de la tarifa eléctrica en Alemania hasta el año 2015. .....	2
➤ Ilustración 3. Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en España entre los años 2006 y 2018. ....	3
➤ Ilustración 4. Porcentaje de cobertura de la solar fotovoltaica sobre la generación renovable 2007-2018. ....	4
➤ Ilustración 5. Instalación fotovoltaica del edificio LUCIA. ....	5
➤ Ilustración 6. Curva I-V con sus puntos más característicos. ....	7
➤ Ilustración 7. Variación con la irradiancia de las curvas I-V y de potencia. ....	9
➤ Ilustración 8. Curva I-V sometidas a diferentes temperaturas. ....	10
➤ Ilustración 9. Fallos en paneles comparando pérdida de potencia y tiempo. .....	13
➤ Ilustración 10. “Marcas marrones” en paneles fotovoltaicos. ....	15
➤ Ilustración 11. Rotura de cristal debida a las sujeciones del módulo. ....	16
➤ Ilustración 12. Defectos en la caja de conexiones. ....	18
➤ Ilustración 13. Distribución de fuerzas en el módulo debido a una carga externa. ....	18
➤ Ilustración 14. Efecto snail tracks. En la izquierda visto a simple vista y en la derecha a través de una imagen de electroluminiscencia. ....	20
➤ Ilustración 15. Efecto causado por la desconexión de células de las bandas de interconexión. ....	22
➤ Ilustración 16. Curvas I-V que muestran los defectos del diodo de bypass. ....	23
➤ Ilustración 17. Esquema de conexionado del instrumento I-V500W de HT. ....	25
➤ Ilustración 18. Esquema del conexionado si tuviésemos el MPP300 conectado. ....	26
➤ Ilustración 19. Captura de pantalla ejemplo del trazador I-V500W. ....	28
➤ Ilustración 20. Esquema del conexionado al módulo. ....	29
➤ Ilustración 21. Esquema de conexionado de la unidad SOLAR-02. ....	30
➤ Ilustración 22. Esquema de funcionamiento del proceso de electroluminiscencia. ....	31
➤ Ilustración 23. Instalación fotovoltaica sita en el LUCIA (Universidad de Valladolid). ....	33
➤ Ilustración 24. Datos técnicos de los módulos de la instalación. ....	34
➤ Ilustración 25. Instalación fotovoltaica (ii). ....	34
➤ Ilustración 26. Arriba se muestra la imagen de una EL sin tratar (izquierda) frente a la misma tratada (derecha). Abajo el histograma de la EL sin tratar (izquierda) frente al histograma de la EL tratada (derecha). ....	35
➤ Ilustración 27. Módulo 14 (izquierda). Imagen de electroluminiscencia del módulo 14 (derecha). ....	38
➤ Ilustración 28. Histograma de grises del módulo 14 entero (izquierda). Histograma de grises de una célula central (fila 7-columna4) del módulo 14 (derecha). ....	39
➤ Ilustración 29. Distribuciones en función del coeficiente de curtosis. ....	40
➤ Ilustración 30. Curva I-V del módulo 14 de la instalación. ....	40
➤ Ilustración 31. Datos numéricos del módulo 14 de la instalación. ....	41



➤ Ilustración 32. Curva de potencia del módulo 14 de la instalación. ....	41
➤ Ilustración 33. Módulo 1 (izquierda). Imagen de electroluminiscencia del módulo 1 (derecha) .....	42
➤ Ilustración 34. Histograma de grises del módulo 1 entero (izquierda). Histograma de grises de la última fila de células del módulo 1 (derecha) ...	43
➤ Ilustración 35. Curva I-V del módulo 1 de la instalación. ....	43
➤ Ilustración 36. Tabla con datos numéricos obtenidos con el trazador para el módulo 1 .....	44
➤ Ilustración 37. Curva de potencia del módulo 1 de la instalación. ....	44
➤ Ilustración 38. Módulo 8 (izquierda). Imagen de electroluminiscencia del módulo 8 (derecha) .....	45
➤ Ilustración 39. Histograma de grises del módulo 8 entero (izquierda). Histograma de grises de la tercera célula de la última fila del módulo 8 (derecha) .....	46
➤ Ilustración 40 Curva I-V del módulo 8 de la instalación. ....	46
➤ Ilustración 41. Datos numéricos del módulo 8 de la instalación. ....	47
➤ Ilustración 42. Curva de potencia del módulo 8. ....	48
➤ Ilustración 43. Curva I-V del módulo 8 sin el efecto inducido por la vegetación (arriba). Tabla de datos numéricos del módulo 8 (abajo) .....	48
➤ Ilustración 44. Curva I-V del módulo 8 provocando el efecto de una sombra (arriba). Tabla de datos numéricos del módulo 8 provocando el efecto de una sombra (abajo) .....	49
➤ Ilustración 45. Comparación del efecto del sombreado en el módulo 8. ....	50
➤ Ilustración 46. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	57
➤ Ilustración 47. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	58
➤ Ilustración 48. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	58
➤ Ilustración 49. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	59
➤ Ilustración 50. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	59
➤ Ilustración 51. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	60
➤ Ilustración 52. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	60
➤ Ilustración 53. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	61
➤ Ilustración 54. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	61
➤ Ilustración 55. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	62
➤ Ilustración 56. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	62
➤ Ilustración 57. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo) .....	63



- Ilustración 58. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo). ..... 63
- Ilustración 59. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo). ..... 64
- Ilustración 60. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo). ..... 64
- Ilustración 61. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo). ..... 65
- Ilustración 62. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo). ..... 65
- Ilustración 63. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo). ..... 66
- Ilustración 64. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo). ..... 66
- Ilustración 65. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo). ..... 67



## 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.

Actualmente, la energía solar fotovoltaica se encuentra en un periodo histórico de expansión mundial. Factores como las políticas energéticas de los países, su papel como mitigador del cambio climático global y la favorable evolución hacia precios cada vez más bajos hacen de esta tecnología una interesante fuente de energía renovable. En la ilustración 1 se pone de manifiesto la expansión a nivel mundial de la energía fotovoltaica durante los últimos años. [3] y [5]

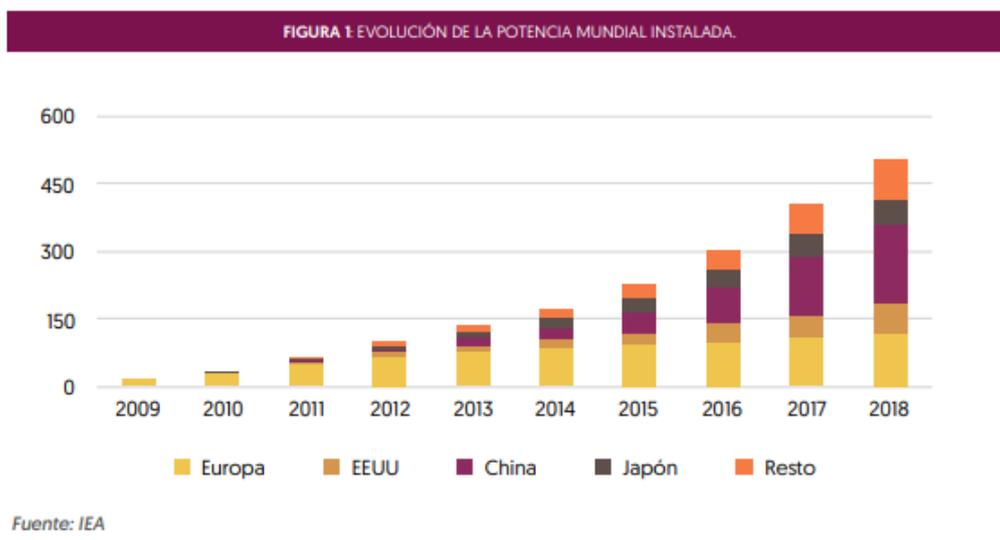


Ilustración 1. Evolución de la potencia fotovoltaica mundial instalada.

Fuente: Anuario fotovoltaico (2019) anpier (Asociación nacional de productores de energía fotovoltaica)

Para ponernos en contexto, en el año 2005, el coste de la tarifa eléctrica en Alemania (se muestra como país representativo de Europa) para esta tecnología era de 40 céntimos/Kwh; por el contrario, en el año 2014 (como se muestra en la ilustración 2) se alcanzaron costes de 9 céntimos/Kwh. Siendo una de las tecnologías más baratas, actualmente compite en todo el mundo con la energía eólica *onshore* y los combustibles fósiles como el gas natural, que son dos fuentes energéticas de referencia en todo el mundo. [9]

La energía solar fotovoltaica se volverá muy competitiva económicamente en todo el mundo en los próximos años principalmente debido a las restricciones políticas y la mejora de la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas, así como la reducción de coste de sus componentes debido a la mejora que, gracias a la investigación,



están experimentando en sus procesos de fabricación (inversores, paneles fotovoltaicos y su fabricación, estructuras soporte).

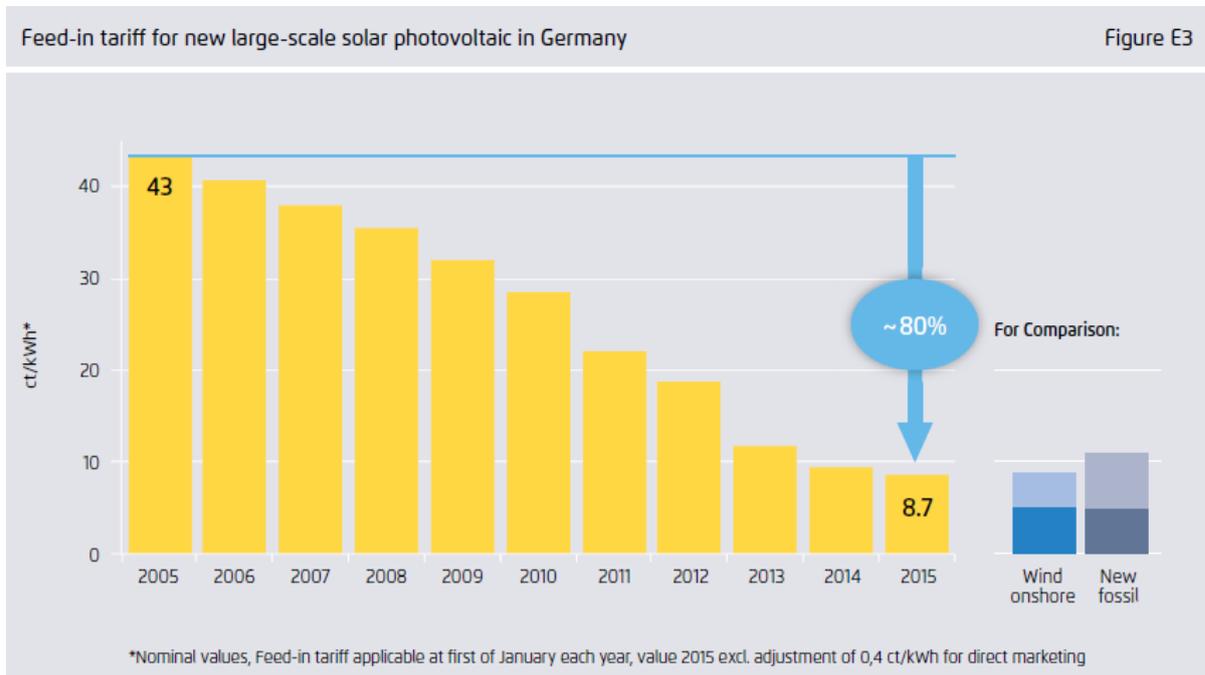


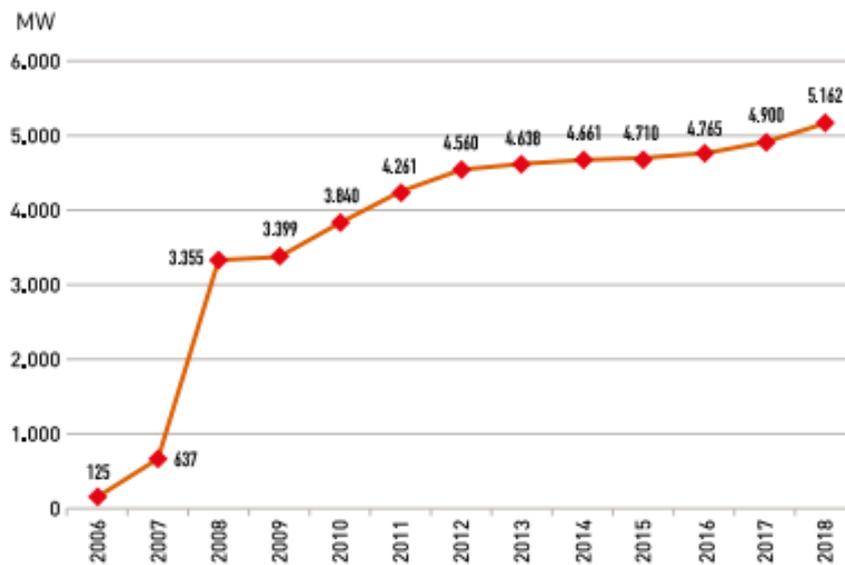
Ilustración 2. Evolución de la tarifa eléctrica en Alemania hasta el año 2015.

Fuente: AGORA Energiewende, 2015 (Informe de Transición energética en Alemania).

En España, la energía solar fotovoltaica se encuentra en una fase de estancamiento, según REE aporta el 3% del total de electricidad generada. En el año 2019 representaba el 8.2% de la potencia total instalada en el sistema eléctrico español.



Potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en España  
en el periodo 2006-2018



Fuente: Datos de Red Eléctrica de España y elaboración propia UNEF.

Ilustración 3. Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en España entre los años 2006 y 2018.

Esta tendencia de estabilidad se verá fuertemente alterada hacia un aumento en las instalaciones fotovoltaicas para lograr el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), cuyo objetivo persigue eliminar una de cada tres toneladas de gases de efecto invernadero que se emiten en la actualidad.

La cobertura solar representa el porcentaje de las necesidades de energía de una casa cubierto por el suministro de la instalación solar fotovoltaica. En la ilustración 4 se muestra el porcentaje de cobertura de la energía solar fotovoltaica sobre la generación renovable en el periodo comprendido entre 2007 y 2018.

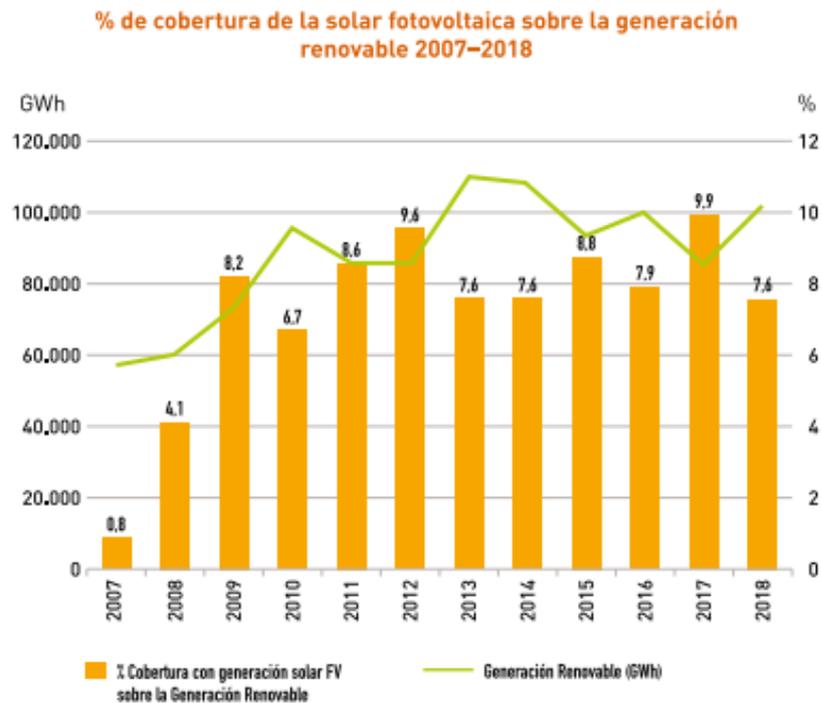


Ilustración 4. Porcentaje de cobertura de la solar fotovoltaica sobre la generación renovable 2007-2018.

Fuente: UNEF.

El mantenimiento de una instalación fotovoltaica, tanto si opera aislada, como si está conectada a red es primordial si se quiere operar la planta adecuadamente sin pérdidas económicas sustanciales y rentabilizar así la inversión que supone.

La misión principal del mantenimiento es alargar la vida útil de la instalación, consolidando la productividad y el funcionamiento de la misma. Existen dos tipos de mantenimiento: el preventivo y el correctivo. El mantenimiento preventivo permite detectar y corregir problemas potenciales; mientras que el correctivo consiste en solucionar fallos ya existentes como reemplazo de equipos por averías, ajustes de sistemas y regularización. Este tipo de fallos son fácilmente detectables mediante el trazo de la curva I-V o la electroluminiscencia.

Para el mantenimiento predictivo se emplean métodos como la inspección visual de los paneles para comprobar la penetración de la humedad en el interior del módulo, las posibles roturas del vidrio, control de las conexiones eléctricas y cableado del módulo.

El objetivo principal de este TFG es tratar de comparar, cuantitativa y cualitativamente con las diferentes técnicas disponibles, como afectan a los paneles fotovoltaicos diferentes factores que pueden comprometer el rendimiento de los citados paneles perjudicando así el abastecimiento de energía solar. Tras el análisis y tratamiento de datos, éstos nos ayudarán a discernir si realmente esos



factores son o no realmente importantes a la hora de comprometer el rendimiento de los paneles (se puede medir viendo si los paneles producen la energía que promete el fabricante mediante la potencia nominal).

Para la toma de medidas se hará uso de la instalación fotovoltaica (véase ilustración 5) sita en la azotea del edificio de la UVA, LUCIA (Lanzadera Universitaria de Centros de Investigación Aplicada). Gracias a la colaboración del grupo de investigación GDS Optronlab, se dispondrá de los instrumentos que componen las técnicas y que son necesarios para acometer las medidas y proceder a su evaluación.



*Ilustración 5. Instalación fotovoltaica del edificio LUCIA.*

Todas estas predicciones estimadas a medio plazo fueron realizadas en una etapa previa a la pandemia mundial provocada por el virus SRAS-CoV-2 y que causa la enfermedad conocida como covid-19 que se ha sufrido recientemente. De tal forma, que debido a la crisis económica experimentada todo pronóstico se antoja aún más difícil si cabe. Sectores energéticos como el petróleo ha visto como sus precios han llegado a mínimos históricos, así como los proyectos de energía renovable se han visto paralizados. La etapa venidera está llena de incertidumbres en el ámbito económico, lo que repercutirá directamente en el planteamiento del sector energético, de ahí que sea tan complicado hacer predicciones.

El próximo PNIEC 2021-2030 establece como objetivo para el año 2030 que las energías renovables representen un 42% del consumo de energía final en España. El plan define también objetivos intermedios tales como alcanzar un 24 % en cuota de participación de energías renovables para el año 2022 y en un 30% para 2025. En el periodo 2020-2022 el parque renovable deberá aumentar en aproximadamente 12.000 MW y para el periodo 2020-2025 en el entorno de



29.000 MW, de los que aproximadamente 25.000 MW corresponden a tecnología eólica y fotovoltaica. [8]

Para combatir la crisis venidera, el gobierno ha actuado mediante el real decreto-ley 23/2020, del 23 de Junio, por el que se aprueban un paquete de medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. [4]

En él, además, se pretende acabar con la especulación de los puntos de acceso a la red en las subastas por parte de las distintas empresas que se encargan de ello.

Según el real decreto emitido por el gobierno:

“el análisis de los permisos de acceso de los dos últimos trimestres de 2019, muestra que en el tercer trimestre se otorgaron permisos de acceso a 39.000 MW de plantas fotovoltaicas y eólicas y se denegaron por falta de capacidad a 21.000 MW. En el cuarto trimestre de dicho año, se otorgaron permisos de acceso a 15.500 MW de plantas fotovoltaicas y eólicas y se denegaron por falta de capacidad a 39.500 MW. Este aumento rápido del ritmo de desestimaciones pone de manifiesto que la saturación artificial de la red por proyectos especulativos poco maduros puede causar un perjuicio a numerosos proyectos de generación que sí están respaldados por una iniciativa firme y que pueden calificarse como maduros. Así, la no adopción de las medidas que se proponen en este real decreto-ley implicaría el aumento de costes y la paralización de proyectos de generación en avanzado estado de maduración que, por indisponibilidad de un punto de acceso a la red, no podrían llevarse a cabo. Lo anterior pone en riesgo la ejecución de cuantiosas inversiones, la creación de empleo y el desarrollo de zonas con escasas alternativas económicas y, en algunos casos, sujetas a procesos de cierres de centrales térmicas convencionales, con los consiguientes efectos negativos que dichos cierres pueden tener sobre el empleo y la actividad de estas zonas”.

En definitiva, se apuesta definitivamente por la inversión en renovables para lograr los objetivos marcados por Europa y continuar con un desarrollo sostenible para lograr la meta de ser una economía descarbonizada para comienzos del año 2050.



## 2. FUNDAMENTO TEÓRICO.

### 2.1 Curvas I-V

La curva de intensidad voltaje o curva I-V es la curva característica de un panel fotovoltaico y representa los valores de intensidad y voltaje medidos experimentalmente en un panel a una irradiación y una temperatura dadas. Nos da idea de cuán eficiente es la célula a la hora de convertir los fotones de la luz del sol directamente en electricidad mediante un proceso que se denomina efecto fotovoltaico.

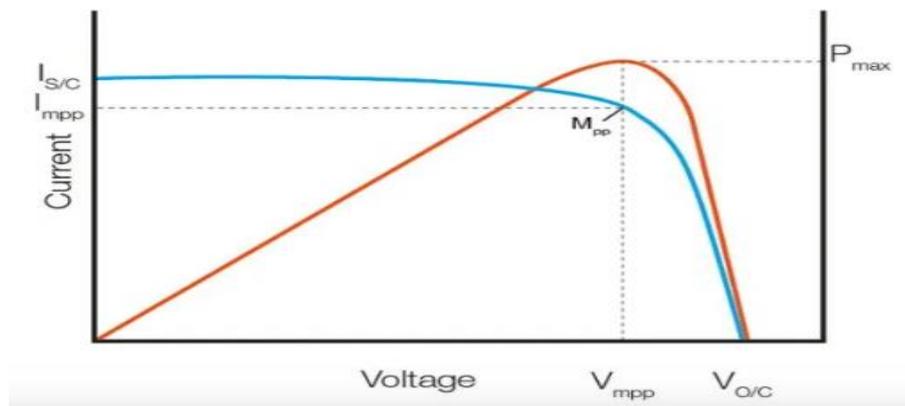


Ilustración 6. Curva I-V con sus puntos más característicos.

Los puntos característicos de la curva son los siguientes:

- $V_{OC}$  (*open circuit voltage*). Es la tensión de circuito abierto. En este instante la resistencia es infinita y la corriente es nula. Es la máxima tensión y la potencia es cero.
- $I_{SC}$  (*intensity short circuit*). Es la corriente de cortocircuito. En este instante tanto tensión como potencia son nulas. La intensidad es máxima porque no hay resistencia en el circuito, es decir, existe cortocircuito entre los terminales positivo y negativo.
- $V_{MPP}$  (*máximum power voltage*). Tensión en el punto de máxima potencia. Con esta tensión se producirá la máxima potencia y dicha tensión será siempre menor que la de circuito abierto.
- $I_{MPP}$  (*máximum power current*). Es la corriente en el punto de máxima potencia; esta corriente es menor que la de cortocircuito.
- $M_{PP}$ . Es el punto en el cual se encuentran  $V_{MPP}$  y  $I_{MPP}$  que al multiplicarse se traduce a la máxima potencia que puede alcanzar el panel y por tanto la energía fotovoltaica máxima extraíble.

Existen también dos parámetros a tener en cuenta en el estudio de un módulo fotovoltaico:



El factor de forma (FF) determina como es la transición de la curva I-V del módulo entre la zona de corriente constante y la de tensión constante. Se calcula como:

$$FF = \frac{I_{MPP} \times V_{MPP}}{I_{SC} \times V_{OC}}$$

La eficiencia de conversión del módulo ( $\eta$ ) es el porcentaje de luz solar que se convierte en energía eléctrica, es decir, si un módulo tiene un 16% de eficiencia, una parte se perderá en forma de calor y por reflexión de la luz y el 16% es lo que realmente se aprovecha para obtener energía eléctrica. Para calcular la eficiencia se usa la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{I_{MPP} \times V_{MPP}}{P_{INCIDENTE}}$$

La potencia incidente es el producto de la superficie de captación por la irradiación.

La irradiación es la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. La irradiación solar, por lo tanto, es la potencia recibida por los rayos del sol tras pasar a través de la atmósfera terrestre. Se mide en  $W/m^2$ .

La curva I-V de un panel viene dada por el fabricante del mismo y las medidas las realizan en condiciones estándar o STC (*standard test condition*), que son 1000  $W/m^2$  de irradiación, una temperatura de 25 grados centígrados y una masa espectral (AM) de 1.5 para la atmósfera. La masa espectral corresponde a un día claro con luz solar incidiendo sobre una superficie con 41.81 grados de inclinación sobre la horizontal, condición en los equinoccios de primavera y otoño en la parte más continental de Estados Unidos, donde se espera una célula patrón de 6 pulgadas ( $15.2 \times 15.2 \text{ cm}^2$ ) y con una eficiencia del 16% para obtener 4.4 vatios.

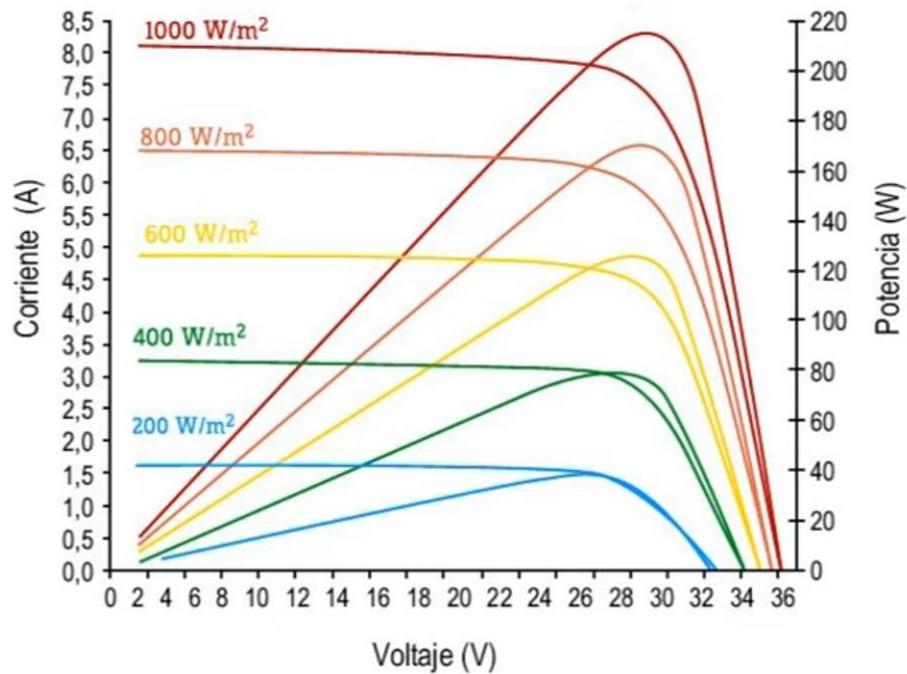


Ilustración 7. Variación con la irradiancia de las curvas I-V y de potencia.

En la ilustración 7 se puede observar cómo varía la curva I-V por la variación de la irradiancia. El valor máximo, por el cual se obtiene la máxima potencia, se alcanza para  $1000 \text{ W/m}^2$  y vemos que conforme disminuye este valor, también lo hace la curva de intensidad-voltaje y la curva potencia-voltaje. Existen mayores valores de irradiancia, pero con ellos también se alcanzan potencias menores.

Las curvas también varían con la temperatura, en la siguiente ilustración 8 se expresa dicha variación gráficamente a una irradiancia constante de  $1000 \text{ W/m}^2$  :

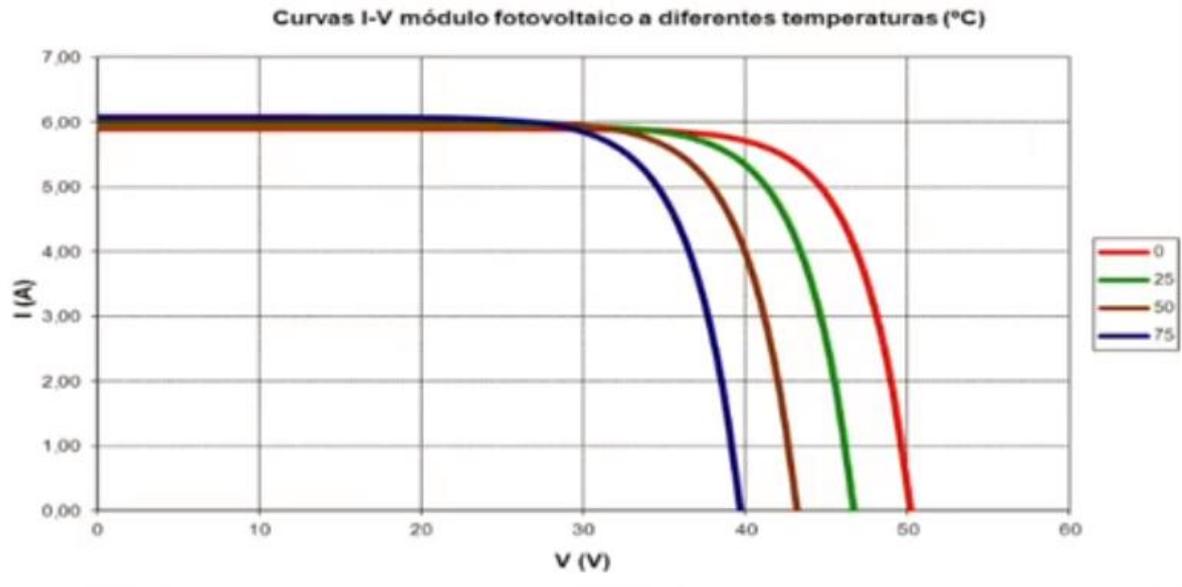


Ilustración 8. Curva I-V sometidas a diferentes temperaturas.

Como se puede observar, la tensión de circuito abierto y la tensión de máxima potencia tienen una gran dependencia de la temperatura. A grandes temperaturas de trabajo las tensiones mencionadas se reducen y a la vez las potencias en el punto de máxima potencia también se reducen. La corriente de cortocircuito no se ve afectada (incluso se podría decir que aumenta ligerísimamente), prácticamente, por la temperatura.



## 2.2 Luminiscencia.

Las dos primeras técnicas de detección de fallos se basan en el fenómeno de la luminiscencia. Este fenómeno se produce siempre que en un átomo o molécula se promociona un electrón a un nivel de energía superior y al volver a nivel inferior emite luz. Los sólidos o moléculas son los encargados de emitir la luz cuando se encuentran excitados por una fuente externa. El fenómeno descrito se produce por la recombinación radiativa de pares electrón-hueco

La recombinación es el proceso mediante el cual el electrón se estabiliza hacia abajo en la banda de valencia y elimina de manera efectiva un hueco. En la recombinación radiativa estando el electrón en la banda de conducción se combina con un hueco de la banda de valencia liberando un fotón. Dicho fotón tiene una energía parecida a la de la banda prohibida, entonces es absorbido de manera que puede salir del semiconductor.

Existen varios tipos de luminiscencia, dependiendo de cómo haya sido el modo de excitación del electrón: Bioluminiscencia, fluorescencia, termoluminiscencia, quimioluminiscencia, triboluminiscencia...etc. En este caso, para el tema que nos ocupa se usarán la fotoluminiscencia y la electroluminiscencia.

### 2.2.1 Electroluminiscencia.

La electroluminiscencia se realiza inyectando portadores mediante una corriente eléctrica para que el electrón pase de la banda de conducción a la de valencia produciéndose así su excitación. La electroluminiscencia sirve para descubrir las causas de un menor rendimiento de lo esperado en una instalación fotovoltaica. Una de las grandes ventajas que presenta este método es la posibilidad de realizarlo "in situ" en las instalaciones que se necesitan examinar, por tanto, reduce la tarea de tener que desinstalar el módulo que se quisiese evaluar.

Su modo de operación es el siguiente: se alimenta la cadena de módulos que forman el panel mediante una tensión bien determinada, de modo que pueda circular una corriente capaz de inducir a las celdas a una emisión electromagnética invisible al ojo humano pero perceptible por una cámara especializada. Luego, utilizando una fuente de alimentación y una cámara específica, se puede evaluar el módulo en cuestión.[2]



### 3. FALLOS EN PANELES FOTOVOLTAICOS.

#### 3.1 Introducción y definición

En este apartado se especificarán cuáles son los fallos más comunes en las instalaciones fotovoltaicas, tanto las de autoconsumo como las que se utilizan como explotaciones para venta directa a la red, cuyos paneles están fabricados mediante silicio policristalino o monocristalino.[7]

Un fallo en un panel fotovoltaico es un efecto que degrada considerablemente la producción de energía eléctrica o crea un problema de seguridad, mientras está siendo operado normalmente. Un fallo es relevante en la garantía que prestan los suministradores de paneles cuando ocurre bajo condiciones en las que normalmente trabaja dicho módulo.

Un problema causado por las condiciones climatológicas o por el mal manejo de los paneles, no es considerado fallo. Por ejemplo, la suciedad debida al polvo no es considerada fallo. Por otra parte, los defectos causados por cargas de nieve son consideradas fallos solo si el fabricante especifica que dicho módulo ha sido diseñado para soportar cargas de nieve.

En la ilustración 10 se muestran los fallos más típicos que ocurren en los paneles y se expresa la pérdida de potencia porcentual con los años debido a los fallos.

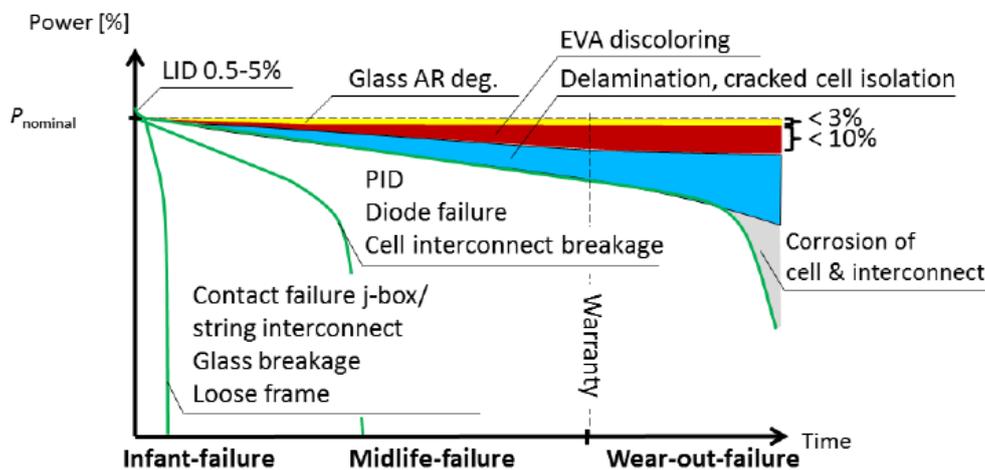


Ilustración 9. Fallos en paneles comparando pérdida de potencia y tiempo.

Fuente: (Kurtz, y otros, 2014)

- **Los fallos al comienzo de la vida útil (*infant-failure*):** comienzan al principio de la vida de trabajo de la instalación. Éstos provocan un erróneo funcionamiento de la instalación muy pronto y repercuten negativamente en el aspecto económico tanto del fabricante como del instalador pues son los



responsables de los fallos mencionados. Se calcula que en torno al 5% de este tipo de fallos son realizados en el transporte. Los más frecuentes son los producidos por contactos en la caja de conexiones (*contact failure j-box*), rotura del cristal (*glass breakage*), defectos en la interconexión de células (*string interconnection*), marco flojo (*loose frame*) y delaminación (*delamination*) del módulo.

- **Los fallos en la edad mediana (*midlife-failure*):** ocurren, aproximadamente, a los 8 años de servicio de la instalación. Suelen ser cubiertos por la garantía.
- **Fallos por desgaste (*wear-out failures*):** La mayoría de errores ocurren en este escenario. Suceden al final de la vida útil de los paneles. La vida útil de un panel termina cuando ocurre un fallo de seguridad o cuando la producción cae por debajo del 80% o 70% de la producción nominal.

Estos fallos serán explicados en los siguientes epígrafes.

### 3.2 Errores que no se consideran fallo.

La definición del apartado anterior hace referencia a lo que se considerará fallo a lo largo de este trabajo. De tal forma que, si el defecto no acelera la pérdida de producción o causa problemas de seguridad en el futuro, queda excluido de lo que aquí se entiende por fallo.

Un claro ejemplo es el *lighting* que es un defecto en el diodo de *bypass* causado por un golpe de luz es originado por una fuente externa, por eso no es considerado como fallo. Los típicos efectos inducidos causados por el *lightning* son diodos de *bypass* en circuito abierto o roturas mecánicas del módulo. Estos defectos pueden ocasionar puntos de conflicto con sus consecuentes fallos.

Otra muestra de lo que no es considerado error son las “marcas marrones”, las cuales son originadas en las esquinas de la célula solar durante el montaje de la capa anti-reflexiva.

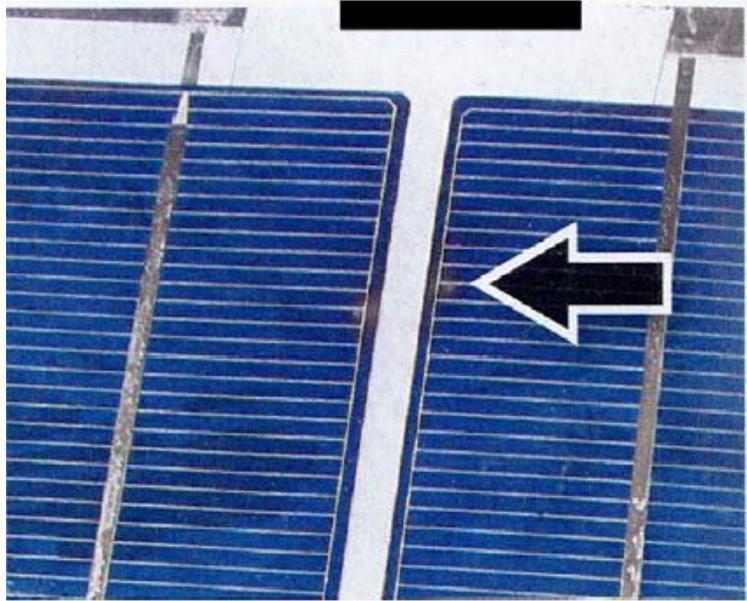


Ilustración 10. "Marcas marrones" en paneles fotovoltaicos.

Fuente: (Kurtz, y otros, 2014)

### 3.3 Fallos ocurridos antes de la operación:

En este epígrafe se explicarán cuáles son los fallos predominantes en los paneles debidos a causas externas, quedando ligeramente alejados de la definición válida para este TFG.

- De sujeción: un fallo visto relativamente con frecuencia sucede cuando se rompe el cristal externo debido a las sujeciones (tornillos, abrazaderas, etc.) que llevan. El origen de este fallo está en la planificación de la instalación, ocasionado por una inadecuada geometría de las sujeciones, así como por sujeciones demasiado cortas o estrechas; O incluso, por la posición inadecuada de éstas en contraposición de lo especificado en el manual del fabricante. La rotura del vidrio induce a la corrosión del circuito eléctrico causado por la penetración de oxígeno y vapor de agua. Debido a la rotura del vidrio pueden surgir fallos severos de seguridad eléctrica: el aislamiento térmico del módulo no está garantizado, particularmente en condiciones húmedas; además la rotura causa puntos conflictivos que derivan en sobrecalentamientos del módulo.



*Ilustración 11. Rotura de cristal debida a las sujeciones del módulo.*

➤ En el transporte y la instalación:

Es la primera etapa crítica que han de pasar los paneles. El vidrio que recubre el módulo puede quebrar debido a vibraciones o golpes. Esta rotura es fácilmente atribuible a esta etapa, pero cuando se rompe la célula solar (sin rotura previa del cristal exterior) no es tan fácil de atribuir, ni detectar, pues esta insuficiencia solo es apreciable mediante imágenes de electroluminiscencia. Algunas situaciones que pueden llevar a dicho suceso son:

- (1) Caída de un módulo.
- (2) Un palé insuficientemente rígido que toca el último panel de la pila durante el transporte.
- (3) Durante el desapilamiento, el segundo panel colocado más arriba se puede caer al elevar el primer panel de la pila.
- (4) Alguien que pise los módulos.
- (5) Incluso en los contenedores mejores diseñados, pueden ocurrir roturas durante el transporte normal.

### **3.4 Fallos más comunes durante la operación:**

En este epígrafe se explicarán cuáles son los fallos predominantes en los paneles fotovoltaicos fabricados con silicio.

- Delaminación:

La adhesión entre el vidrio, el encapsulante, las capas activas y la protección posterior se puede ver alterada por diferentes factores. Si la adhesión se ve comprometida por la contaminación o por fenómenos atmosféricos, la delaminación ocurrirá seguida por una penetración de la humedad y corrosión. La delaminación es relativamente fácil de ver. En teoría el desprendimiento de las capas puede ser cuantificado usando un



reflectómetro. En la encapsulación EVA (etil vinil-acetileno), en lo que se refiere a adherencia es el aditivo menos estable, limitando la vida útil del EVA incluso más que el peróxido usado en su unión. Los factores que afectan a la durabilidad de las capas que conforman el panel son la radiación ultravioleta, la temperatura y la humedad. La delaminación suele ser más severa en la unión EVA-célula que en la unión EVA-vidrio debido principalmente a que la fuerza en la unión suele estar más limitada. La degradación ocasionada por los rayos ultravioletas puede afectar a la adhesión a largo plazo. Este fallo reduce las prestaciones energéticas del módulo pero no provoca un fallo de seguridad. Cuando la delaminación afecta a la capa de protección posterior puede sin embargo, dejar expuestos componentes eléctricos provocando situaciones de aislamiento eléctrico y fallos más severos en la seguridad.

- Pérdida de adhesión de la protección posterior:

La capa de protección posterior sirve a la vez para proteger componentes electrónicos de la exposición directa a la climatología y para proporcionar una operación segura ante la presencia de altos valores de tensión. Suele estar compuesta por vidrio o un polímero y por una lámina metálica; normalmente, suele utilizarse Tedlar o EVA. El Tedlar o fluoruro de polivinilo es un termoplástico similar estructuralmente al PVC y posee características tales como baja permeabilidad a los vapores, baja inflamabilidad y una excelente resistencia al desgaste ocasionada por los agentes climatológicos. Si la protección posterior no es de un material adecuado o con una película demasiado fina y se rompe podría originar pérdidas de tensión y si ocurre en conjunción con un fallo en el diodo de bypass, se escaparía todo el voltaje formando un arco eléctrico que, posiblemente provocaría un incendio.

- Fallo en la caja de conexiones:

La caja de conexiones está fijada en la protección posterior del módulo y su objetivo es la protección de las células del módulo de los terminales externos.

Generalmente, contiene los diodos de bypass para proteger las células en caso de la aparición de sombras (pues la cadena de células querrá consumir energía y el diodo cerrará el paso de la corriente por ese camino) o de puntos de conflicto. Los fallos observados son:

- ❖ Mala adhesión a la capa protectora. Algunos adhesivos son ineficaces a largo plazo.
- ❖ Mal cierre en algunos casos debido a una fabricación incorrecta.

- ❖ Entrada de humedad que provoca corrosión
- ❖ Mal cableado que puede causar fuegos a causa de arcos en el interior de la caja.

Una soldadura poco fiable en las cadenas de interconexión puede causar altas temperaturas elevando así el riesgo de un incendio.



Ilustración 12. Defectos en la caja de conexiones.

Fuente: (Kurtz, y otros, 2014)

- Rotura del marco:

Muchos módulos han sido diseñados para aguantar fuertes cargas de nieve. El problema radica en que la nieve se acumula sobre la superficie inclinada del panel y se desliza hacia la parte más baja de éste; entonces, la nieve se va acumulando contra el marco en esa parte inferior y produce problemas mecánicos e incluso posibles daños estructurales o roturas parciales del marco que porta al módulo. En la siguiente ilustración se muestra visualmente el diagrama de fuerzas que se produce en el panel.

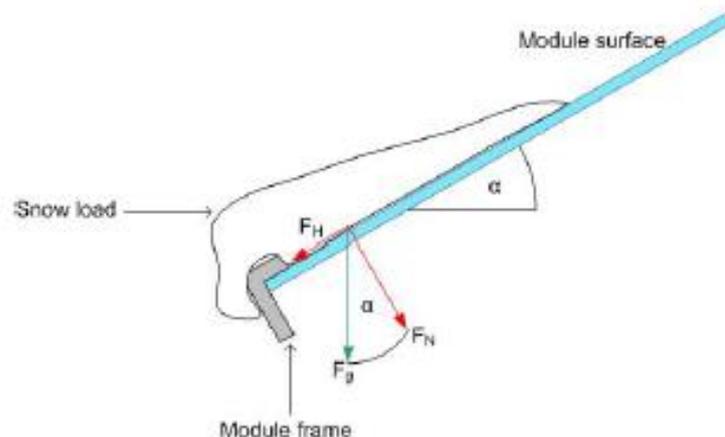


Ilustración 13. Distribución de fuerzas en el módulo debido a una carga externa.

Fuente: (Kurtz, y otros, 2014)

- Decoloración EVA (etil vinil-acetileno):



Uno de los mecanismos de degradación más relevante es la denominada decoloración EVA o de otras partes del encapsulamiento del módulo. Suele ser considerado un defecto estético. Se puede observar visualmente antes que la corriente empiece a decaer, pero es sabido que la decoloración EVA contribuye mínimamente en la degradación de los módulos de silicio. El EVA está formado por varios aditivos, que se si mezclan en proporciones inadecuadas y en concentraciones erróneas dará lugar al problema aquí descrito. A menos que la decoloración sea muy severa o esté localizada en una sola célula, donde puede activar el diodo de bypass y desconectar una cadena entera, no representa un fallo de seguridad.

- Crack de las células:

El silicio que forma las células de los paneles fotovoltaicos es frágil. Estas roturas o cracks, a veces no son visibles a simple vista. El crack puede suceder en cualquier orientación y de cualquier longitud. En el proceso de fabricación, unas 60 células son embebidas en cada módulo. Durante la producción existen tres modos de rotura de las células:

- ❖ Rotura por la banda de interconexión de las células causado por la tensión residual inducido por el proceso de soldadura. Estos cracks están situados al final del punto de comienzo del conector porque ahí es donde está la mayor tensión residual.
- ❖ El llamado rotura de cruz, el cual es causado por la innecesaria presión en la oblea durante la producción.
- ❖ La rotura que comienza por la esquina es consecuencia directa de golpear la célula contra un objeto duro.

Una vez presente en el módulo una rotura, existe un riesgo mayor durante el proceso de operación a que la rotura se acentúe debido al aumento de la tensión por la temperatura, la humedad, la carga de nieve o incluso el viento.

- Efecto “Snail tracks”

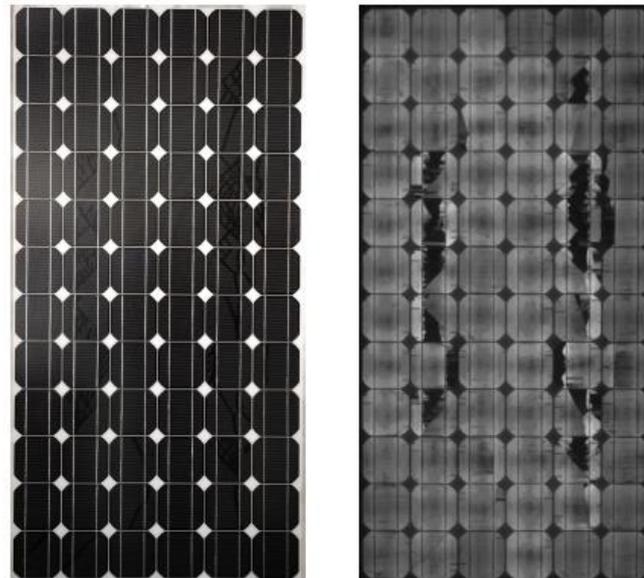
El efecto Snail tracks es visible por el ojo humano. Es una decoloración grisácea o negra de la capa frontal del módulo que recubre la célula. Se llama así porque emula a las huellas de caracol en una superficie similar. Ocurre en las esquinas y a lo largo de las roturas invisibles en las células. Este efecto se produce entre los 3 meses y el año siguiente a la puesta en marcha de la instalación. La velocidad del efecto es variable, pero hay evidencias de que se acelera durante el verano beneficiado por el tiempo cálido. El origen de la decoloración a lo largo de las regiones plateadas que conducen la electricidad muestra nanopartículas plateadas en el EVA por debajo de estas regiones metálicas. Esto puede reducir la conductividad de



las regiones metálicas, especialmente a lo largo de las roturas de las células fotovoltaicas.

La elección del material EVA y el de la capa posterior del módulo es determinante en la aparición de la huella de caracol, la cual no depende de la región metálica usada.

La rapidez en el crecimiento de este efecto se hace cada vez más lento tras manifestarse una vez. Además, se sabe que este efecto no influye en la pérdida de rendimiento (aumentando la pérdida de corriente) del módulo, aunque potencia las roturas de las células. Por lo tanto, actúa de manera indirecta en la bajada de rendimiento del módulo fotovoltaico.



*Ilustración 14. Efecto snail tracks. En la izquierda visto a simple vista y en la derecha a través de una imagen de electroluminiscencia.*

*Fuente: (Kurtz, y otros, 2014)*

- Quemaduras :

Uno de los defectos más comunes en los módulos de silicio es el asociado con partes del módulo que se vuelven calientes por fallos en la soldadura, rotura de la banda de conducción, localización de calor por aplicación de un flujo de corriente en el sentido contrario o por otros puntos calientes.

Los fallos en la soldadura o en la banda de conducción son debidos a fatiga térmica. Estos fallos pueden ser acelerados por el incremento de la resistencia y por calentamientos asociados al fallo de las juntas de conducción mientras sigue fluyendo la corriente. A medida que aumenta la temperatura, la resistencia aumenta también hasta que se provoca esa



decoloración del módulo y aparece la quemadura en la capa de vidrio frontal y/o en la parte trasera del módulo.

Las quemaduras suelen estar asociadas a la pérdida de potencia, pero si hay interconexiones eléctricas redundantes, el fallo en la soldadura puede ser insignificante para la pérdida de potencia.

Si todas las soldaduras de una misma célula se rompen, entonces el flujo de corriente en esa cadena (conjunto de células unidas) será bloqueado completamente y podría suceder la aparición de un arco eléctrico, siempre y cuando la corriente no pueda ser eliminada mediante el diodo de bypass y el sistema se encuentra operando a altos voltajes. Un arco eléctrico, como ya se ha señalado puede provocar un incendio en la instalación fotovoltaica.

- Degradación por potencial inducido (PID):

Este fenómeno produce una reducción en la producción y la degradación de las células que conforman el módulo propiciado por las corrientes parásitas que circulan a través de elementos del panel fotovoltaico que no están preparados para ello.

La estructura, que suele ser de aluminio y estar conectada a tierra, posee un potencial negativo respecto a tierra. Esta diferencia de potencial puede provocar un movimiento de cargas por las capas que forman el módulo. El PID se produce con mayor probabilidad en las células periféricas y en un *string* o cadena de células en serie las que se sitúan más al lado del potencial negativo son más susceptibles de sufrirlo.

Los factores que provocan la aparición de este defecto son las elevadas temperaturas y el aumento de la humedad relativa; la calidad de la capa anti reflectante que se añade para reducir las pérdidas por reflexión, entonces al aumentar la conductividad este fenómeno es más débil pues reduce el campo eléctrico que hace que iones de sodio que fluyen por la capa anti reflectante y de la neutralización de los iones de sodio que avanzan.

No existen problemas de seguridad derivados directamente de este efecto. Aunque es sabido que, la severidad de la pérdida de potencia debido al PID depende de la configuración del sistema y las condiciones ambientales, así como de los parámetros de diseño del módulo.

- Desconexión en las células y en la banda de interconexión de las cadenas de células:

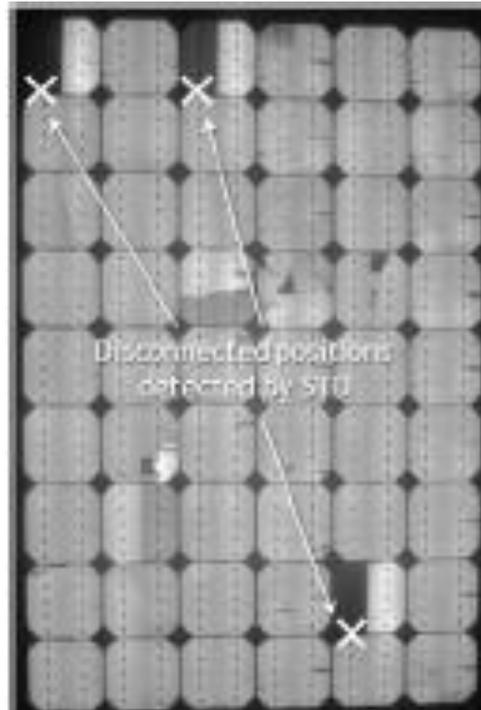
Los módulos fotovoltaicos convencionales de silicio poseen un número de células solares conectadas en serie mediante bandas de interconexión para obtener un elevado voltaje. Esta interconexión de células es llamada *string* o cadena, en castellano. Estas cadenas están a su vez interconectadas en serie o paralelo.



En todas estas interconexiones se encuentran células debilitadas o desconexiones entre elementos. Puede haber diferentes causas de estos errores.

La principal causa para la desconexión es una soldadura ineficaz en la conexión entre células y entre cadenas.

Una estrecha distancia entre células provoca la rotura de las bandas de interconexión.



*Ilustración 15. Efecto causado por la desconexión de células de las bandas de interconexión.*

*Fuente: (Kurtz, y otros, 2014)*

- Defectos en el diodo de Bypass:

En paralelo a un cierto número de células solares, se integra el diodo de bypass.

El diodo de bypass mitiga la pérdida de potencia cuando aparecen sombras parciales sobre el módulo. A parte de la pérdida de potencia, evita también la polarización inversa de una sola célula solar a un nivel mayor de voltaje que el permitido en la célula. Si la célula se invierte con un voltaje superior al de diseño puede evolucionar hacia puntos de conflicto donde se originan defectos tales como oscurecimiento o quemaduras, y en el peor de los casos incluso fuego.

Consecuentemente, varios fallos en el diodo de bypass pueden ocurrir. Pero son difíciles de encontrar pues solo llaman la atención cuando hay serios desajustes en las curvas I-V.

En la ilustración 16 se muestran curvas I-V tomadas en el exterior, de color negro, rojo, verde y azul indicando medidas sin sombra parcial, con sombra parcial sobre el sub-módulo izquierdo (el módulo se ha repartido en agrupaciones o cadenas que son gobernadas por un mismo diodo), con sombra parcial en el centro del sub-módulo y con sombra parcial en el sub-módulo derecho, respectivamente.

La curva azul posee una reducción de un tercio en el voltaje respecto a la curva negra. Esto indica que el diodo de bypass integrado en el sub-módulo derecho funciona bien.

Por otra parte, las curvas roja y verde ilustran formas distintas respecto a la azul, estando en las mismas condiciones de sombra. Esta observación concluye que el diodo de bypass sito en los sub-módulos central e izquierdo opera en circuito abierto.

Las causas no están confirmadas al 100%, pero las posibilidades que se barajan es que o bien haya defectos en el diodo o existan desconexiones en la soldadura que une el diodo de bypass y el contacto metálico de la caja de conexiones.

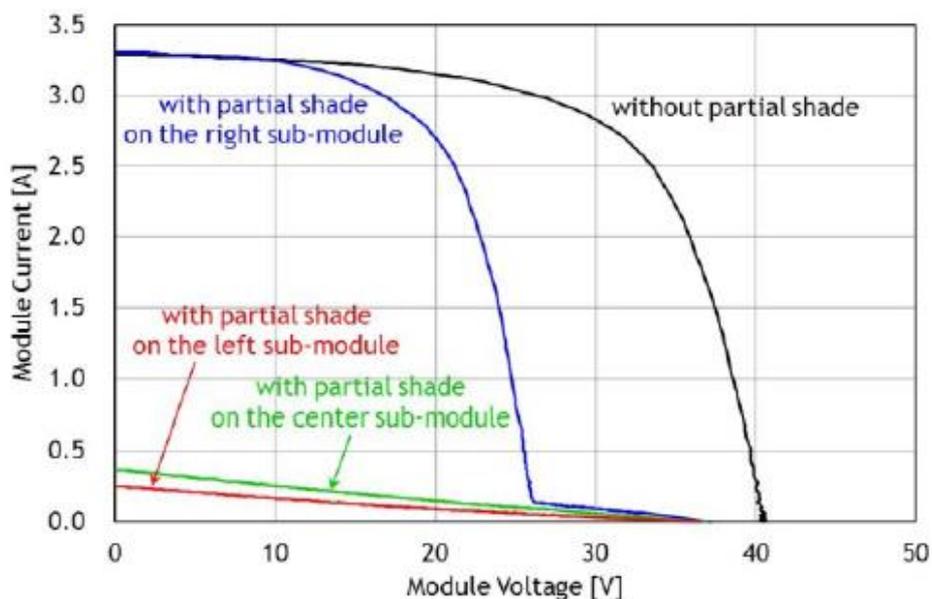


Ilustración 16. Curvas I-V que muestran los defectos del diodo de bypass.

Fuente: (Kurtz, y otros, 2014)





## 4. TÉCNICAS DE DETECCIÓN DE FALLOS.

Primeramente, se expondrá la instrumentación de la que se dispone. A continuación, se expondrán también los pasos a seguir a la hora de tomar las medidas y el modo de operar con los instrumentos que componen las técnicas.[6]

### 4.1 Medidas mediante curva I-V.

#### 4.1.1 Instrumentación.

Se utiliza el instrumento de multifunción para el mantenimiento I-V500W de la marca HT. Este instrumento permite la medida de la característica de uno o más módulos o de un grupo entero de módulos. También facilita la medida tanto de la tensión de vacío ( $V_{oc}$ ) como de la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) hasta un máximo de 1000 voltios y 15 amperios. Por último, I-V500W gestiona una base de datos conformada por 30000 módulos seleccionables y actualizables por el usuario, de tal manera que permite saber si la eficiencia del módulo o módulos es la especificada por el fabricante, o si por el contrario ha perdido eficiencia. Permite conexión wifi.

#### 4.1.2 Modo de operar.

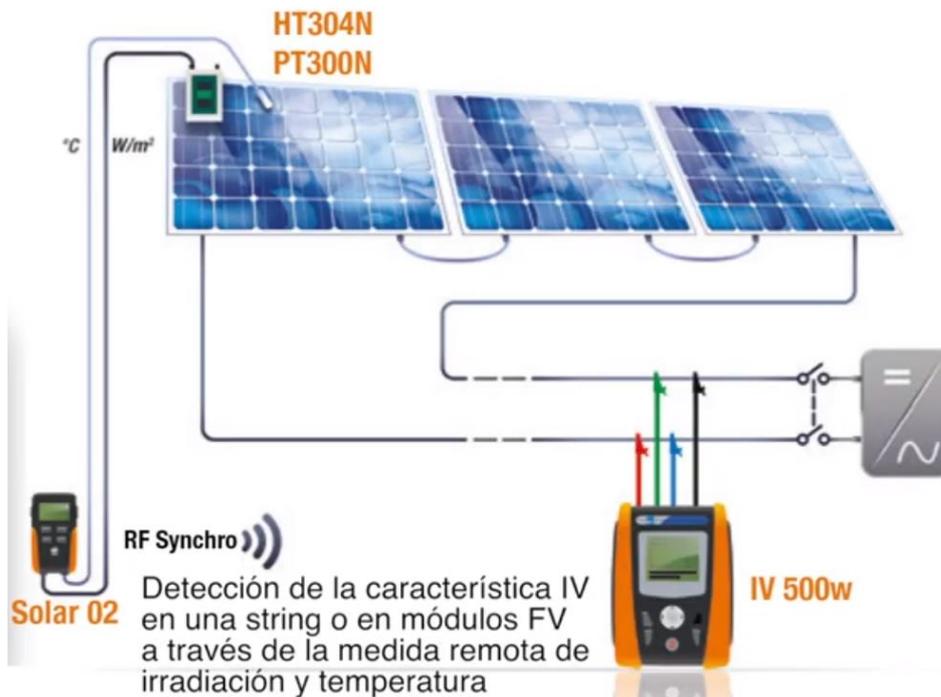


Ilustración 17. Esquema de conexionado del instrumento I-V500W de HT.

Fuente: Manual de Instrucciones IV-500w-SOLAR-IVe



### Conexión a la instalación.

Como primer paso, se procede a la toma de las medidas ambientales necesarias, que son la irradiancia y la temperatura. Este paso se realiza con la unidad remota SOLAR-02 a través del conexionado Wireless por radiofrecuencia activo hasta aproximadamente 1 metro de I-V500W.

Tras realizar una valoración preliminar al valor de la irradiación sobre el plano de los módulos fotovoltaicos en examen mediante SOLAR-02, se enciende I-V500W para controlar la posibilidad de modificar las configuraciones en función del tipo de unidad remota, el umbral mínimo de irradiancia, el fondo de escala de las pinzas CA (corriente alterna) y CC (corriente continua), el periodo de integración y a los parámetros del sistema en examen.

Para garantizar la seguridad del usuario se ha de llevar fuera de servicio el sistema en estudio actuando sobre los interruptores/seccionadores aguas arriba y abajo del convertidor CC/CA.

Acercar entre ellos (a 1 metro aproximadamente) I-V500W y el SOLAR-02. Todos los instrumentos deben estar encendidos. A partir de aquí, ya se estaría en posición de tomar las medidas pertinentes.

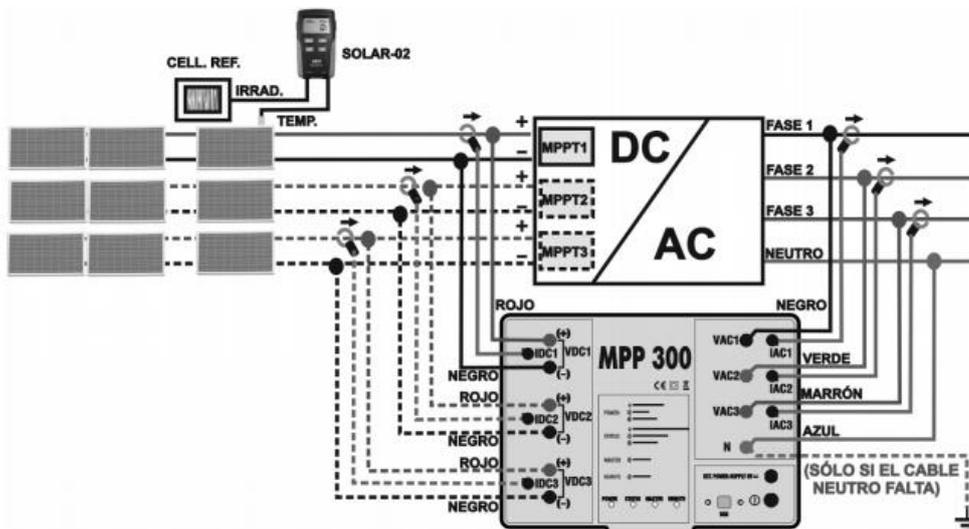


Ilustración 18. Esquema del conexionado si tuviésemos el MPP300 conectado.

Fuente: Manual de Instrucciones IV-500w-SOLAR-IVe

La ilustración 18 se muestra el adecuado conexionado si se tuviese el MPP300 conectado, sino se podría obviar.

### Medida de la curva I-V

El instrumento permite la obtención de la característica I-V en modo de activación Manual o Automática operando en una de las dos siguientes modalidades:  
Obtención de la curva I-V con medida de Irradiación/Temperatura efectuada



directamente desde el instrumento y obtención de la curva I-V con medida de Irradiación/Temperatura efectuada a través de la unidad remota SOLAR-02.

Curva I-V con medida Irradiación/Temperatura efectuada directamente desde el instrumento:

La máxima tensión entre las entradas P1, P2, C1 y C2 es de 1500 VCC (voltios en corriente continua) para I-V500w. Es importante no medir tensiones que excedan dicho límite. Para realizar las pruebas sobre los módulos FV, éstos no deben estar nunca conectados al convertidor CC/CA.

En primer lugar, se enciende el instrumento y se comprueba que la unidad remota SOLAR-02 esté en modo de no selección. Después se ha de controlar que los valores configurados en la unidad remota sean coherentes con las características de la célula de referencia utilizada. Se ha de controlar de igual forma que la irradiación sea coherente con las medidas que se van a efectuar. De acuerdo con la normativa IEC/EN60891 las medidas serán efectuadas con umbral  $\geq 700 \text{ W/m}^2$ .

Se selecciona la función "curva I-V", se pulsa "caract I-V" y se activa de esta manera la obtención de la característica de la curva I-V.

A continuación se muestra una pantalla en la cual aparecen los valores:

- Vdc = tensión CC en salida del módulo, medido entre las entradas C1 y C2 del instrumento
- Irr = irradiancia medida por la célula de ref. en dotación
- Tc = temperatura de la célula del módulo.
- Módulo = tipo de módulo actualmente seleccionado
- Temp = modo de medida de la temperatura del módulo.
- Start = modo de activación de la medida

Se selecciona la función "configuración" y se confirma con ENTER para acceder a la pantalla siguiente en la cual es posible efectuar las configuraciones sobre la selección del tipo de módulo y sobre el número de módulos.

Acto seguido se elige el tipo de módulo entre los existentes en la base de datos interna. Se inserta el número de módulos en prueba, siendo 50 el número máximo. Se añade el número de años de servicio de la instalación, con un valor máximo configurable de 25. Por último se elige la temperatura del módulo, pudiéndose realizar la selección automática (en función del valor medido de la tensión de vacío), de manera manual o mediante una sonda auxiliar.



01/07/10 15:34:26	
<b>Vdc = 0.0 V</b>	
<b>Irr = - - - W/m2</b>	
<b>Tc = - - - °C</b>	
<b>Configuración</b>	
Medición ▶	
Selección <b>I-V</b>	
01/07/10 15:34:26	
Tipo : ◀ SUNPOWER 210 ▶	
Mod. x Instr : 15	
Años serv : 4.5	
Temp : Auto	
Start : Manual	
Pmax	= 210
Voc	= 47.70
Vmpp	= 40.00
Isc	= 5.75
Imp	= 5.25
<b>CONFIG</b>	

Ilustración 19. Captura de pantalla ejemplo del trazador I-V500W.

Fuente: Manual de Instrucciones IV-500w-SOLAR-IVe

La ilustración 19 muestra cómo quedaría la configuración.

Se selecciona el tipo de activación de la medida entre las modalidades: “Auto” prueba activada automáticamente por el instrumento en presencia de una tensión de entrada estable por alrededor de 1s y valor entre el rango de medición. “Manual” prueba activada por el usuario a la presión de la tecla GO/STOP.

Se conecta el instrumento al módulo en prueba como muestra en la siguiente ilustración 20. En particular se conecta el polo negativo en la salida del módulo a los terminales P1, C1 y el polo Positivo en la salida del módulo a los terminales P2, C2.

Después del conexionado en la instalación, el instrumento muestra en tiempo real los valores de:

- Vdc = tensión CC en salida del módulo/string
- Irr = irradiación medido por el sensor
- Tc = temperatura del módulo

Se pulsa la tecla GO/STOP (en modo de activación Manual) para activar la prueba. En caso de ausencia de condiciones de error, el instrumento muestra el mensaje “Medida en curso...”



Al término de la prueba, el instrumento incluye los valores de los parámetros referidos todos a un sólo módulo en las condiciones STC (condiciones estándar) en base a los cálculos efectuados automáticamente relativos a:

- Translación de la curva I-V a las condiciones STC (condiciones estándar de medida).
- Verificación de la tolerancia en porcentaje de la potencia máxima declarada por el constructor.

El instrumento se refiere a todos los valores de los parámetros a un solo módulo en STC. La tensión total de grupo obtenida en OPC (condiciones de funcionamiento) se divide por el número de módulos del mismo. Teniendo en cuenta este valor "promedio", junto con la corriente medida, el instrumento calcula la curva IV en OPC que luego se traslada a STC.

El modo de activación "Auto" requiere la desconexión y conexión de los terminales de prueba para iniciar automáticamente una nueva medida.

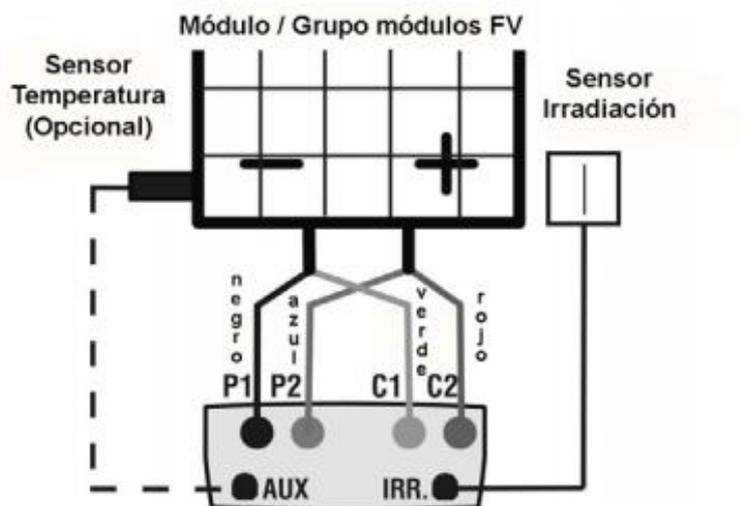


Ilustración 20. Esquema del conexionado al módulo.

Fuente: Manual de Instrucciones IV-500w-SOLAR-IVe

### Obtención curva I-V a través unidad SOLAR-02 en conexión RF

En esta variante, los datos se obtienen de forma automática a través del SOLAR-02.

Esta modalidad es posible si la distancia entre el instrumento y la unidad remota SOLAR-02 disponen de un conexionado estable en radiofrecuencia. La distancia límite entre el instrumento y la unidad remota está influenciada por obstáculos, humedad del aire, etc.

Se han de tener en consideración los mismos límites de voltaje e intensidad que en el caso anterior.

Primeramente se enciende el instrumento pulsando la tecla ON/OFF. Se controla que la unidad remota SOLAR-02 esté seleccionada (opción SI) sobre el instrumento. Se controla que los valores configurados en la sección “Solarímetro” sean coherentes con las características de la célula de referencia utilizada en función del tipo de módulo estudiado. Se debe controlar que el valor configurado en la sección “Irradiación” sea coherente con la medida que se pretende efectuar. Se aconseja efectuar las medidas con un umbral  $\geq 700 \text{ W/m}^2$  en acuerdo a la normativa IEC/EN60891. Se vuelve al menú principal y se selecciona la función “I-V”.

El resto del proceso es el mismo que cuando se toman las medidas directamente desde el instrumento.

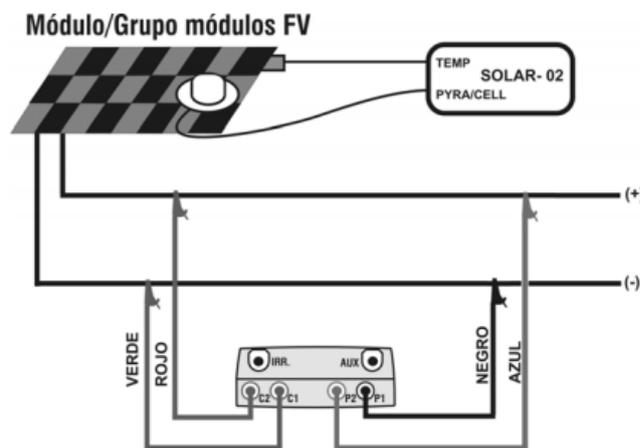


Ilustración 21. Esquema de conexión de la unidad SOLAR-02.

Fuente: Manual de Instrucciones IV-500w-SOLAR-IVe

## 4.2 Medidas mediante electroluminiscencia.

### 4.2.1 Instrumentación.

Para las medidas de electroluminiscencia se cuenta con una fuente de alimentación que desempeña la función de excitar al módulo, una cámara InGaAs (Indio Galio Arsénico) que captará la luminiscencia y un ordenador de control equipado con un software propio que permitirá la adquisición de las imágenes de EL del panel para la detección de fallos.

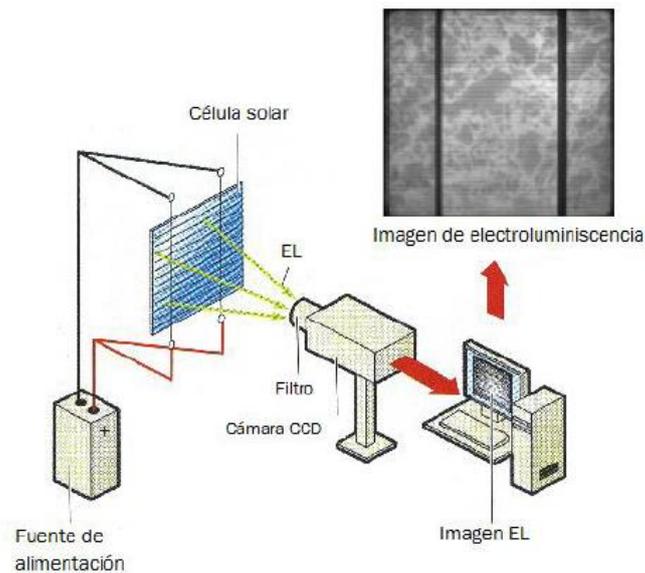


Ilustración 22. Esquema de funcionamiento del proceso de electro luminiscencia.

#### 4.2.2 Modo de operar.

Se conecta el panel a la fuente de alimentación para su excitación, proporcionándole una determinada intensidad para lograrlo. Se coloca la cámara en la estructura adecuadamente enfocando al objetivo y teniendo cuidado de colocarla en una situación favorable respecto al sol para evitar deslumbramientos. Previamente se tiene el dispositivo con un software desarrollado por el grupo OPTRONLAB, que controla la cámara y obtiene las fotografías mediante una técnica de filtrado por resta del ruido ambiente para que se pueda visualizar la imagen nítidamente y se permita la clara visión de los fallos que puedan ocurrir. De tal forma que las partes dañadas o defectos no emitirán luz que pueda ser captada por la cámara. Estos fallos aparecerán reflejados de forma oscura en el módulo.

La cámara InGaAs es capaz de llevar a cabo el análisis de los módulos pues posee una elevada eficiencia cuántica en el rango espectral de emisión del silicio. Posee una sensibilidad en el rango espectral de los 950 nm (nanómetros) a los 1700 nm, siendo así capaz de captar en su máximo esplendor el rango espectral de emisión del silicio (1200m). Ofrece una resolución de 640x512 pixeles.





## 5. PRESENTACIÓN DE MEDIDAS Y ANÁLISIS.

### 5.1 Contextualización.

Para la obtención de las medidas se dispuso de la instalación fotovoltaica sita en la azotea del edificio LUCIA, que suministra energía eléctrica al mismo.



*Ilustración 23. Instalación fotovoltaica sita en el LUCIA (Universidad de Valladolid)*

Debido a las restricciones impuestas a causa de la pandemia mundial ocurrida, las medidas tuvieron que ser tomadas por miembros del grupo de semiconductores OPTRONLAB, autorizados para entrar en la instalación.

### 5.2 Consideraciones previas al análisis.

En el procedimiento de toma de datos, en algunos casos, se tomaron varias medidas del mismo módulo para comprobar la idoneidad del método y que los resultados eran los apropiados. En total se tomaron medidas de 20 módulos distintos. En los anexos se adjuntan tanto las imágenes de electroluminiscencia tratadas como el total de datos obtenidos mediante el trazador.

El fabricante de los módulos es Sharp y son los correspondientes a la serie ND-AR. Cada módulo está compuesto por 72 células de silicio policristalino. Los módulos poseen las características técnicas que se observan a continuación en la ilustración 24.

Datos eléctricos (STC)

		ND-AR330H	
Potencia máxima	$P_{m\grave{a}x}$	330	$W_p$
Tensión de circuito abierto	$V_{oc}$	45,5	V
Corriente de circuito abierto	$I_{sc}$	9,40	A
Tensión en el punto de potencia máximo	$V_{mpp}$	37,1	V
Corriente en el punto de potencia máximo	$I_{mpp}$	8,9	A
Eficiencia del módulo	$\eta_m$	17,0	%

STC = Condiciones de prueba estándar: irradiancia 1.000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5, temperatura de las células 25 °C.  
Las características eléctricas nominales se sitúan en un margen de  $\pm 10\%$  de los valores indicados de  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y de 0 a +5 % de  $P_{m\grave{a}x}$  (tolerancia de medición de potencia de  $\pm 3\%$ )  
Reducción de la eficiencia de una irradiancia de 1.000 W/m<sup>2</sup> a 200 W/m<sup>2</sup> (Tmódulo = 25 °C) es inferior a 3%.

Ilustración 24. Datos técnicos de los módulos de la instalación.

Fuente: Catálogo de productos Sharp.

Las medidas se llevaron a cabo durante la mañana de un día soleado de Junio, con una irradiancia de en torno a los 900  $w/m^2$ .



Ilustración 25. Instalación fotovoltaica (ii)

Para la presentación de resultados se utilizan dos softwares proporcionados por Optronlab.

Para tratar las curvas I-V se utiliza TOPVIEW que permite el análisis y utilización de los datos obtenidos mediante el trazador de curvas IV500W. [14]

En el caso de las imágenes obtenidas mediante el método de electroluminiscencia mencionado con anterioridad, éstas, necesitan de un procesamiento digital para su correcta interpretación y lectura. Para ello se utiliza el software FIJI. [15]

FIJI-imageJ es un software de procesamiento digital de imágenes utilizado en el ámbito científico. Se requiere cuando se desea tener toda la información acerca de



una imagen de la cual se pueden obtener deducciones interesantes y con fundamento científico.

En este TFG, FIJI se ha usado particularmente para rotar imágenes, para obtener parámetros estadísticos de interés, para obtener el histograma de grises y para eliminar la deformación y eliminar bordes. Al efecto, se ha realizado una ecualización de la imagen, de tal forma que los valores de intensidad son modificados de manera que el histograma acumulativo aumenta lo más linealmente posible. El histograma acumulativo es la representación del número de píxeles que tienen un valor igual o menor que cada valor de intensidad. Dicho de otro modo, la suma progresiva de las diferentes entradas del histograma. No se ha utilizado FIJI para eliminar el denominado “enfoque de ojo de pez” porque su efecto es mínimo, prácticamente inapreciable en este trabajo. [1]

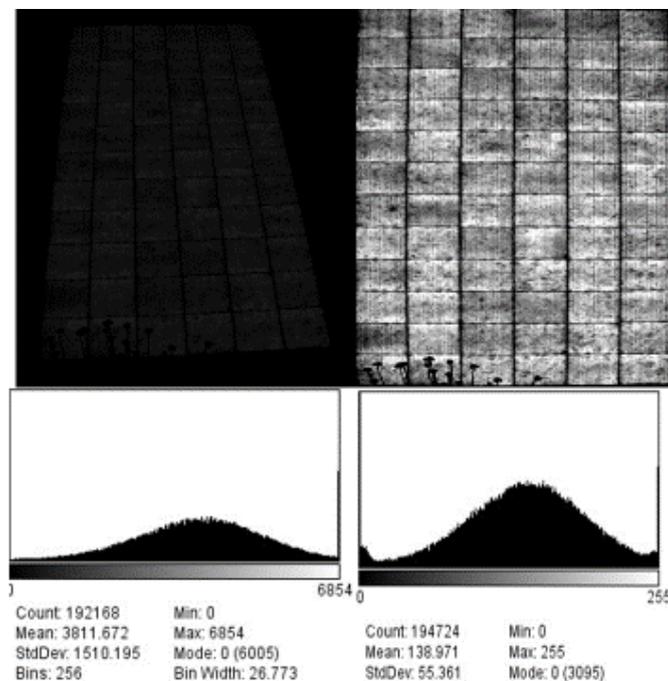


Ilustración 26. Arriba se muestra la imagen de una EL sin tratar (izquierda) frente a la misma tratada (derecha).  
Abajo el histograma de la EL sin tratar (izquierda) frente al histograma de la El tratada (derecha).

Por lo tanto los documentos gráficos aportados a partir de ahora serán obtenidos a partir de TOPVIEW y FIJI.

Se realizaron varias medidas. De todas ellas, se seleccionan y se presentan a continuación, aquellas que permitan arrojar conclusiones y datos concluyentes. El total de medidas se presentan en el anexo.

Las curvas I-V que se van a mostrar a continuación se pueden trazar conforme a distintas condiciones de medida. El software TOPVIEW proporciona curvas I-V medidas en OPC (condiciones de funcionamiento), es decir, en las condiciones operativas de irradiación y temperatura del panel que hubiese en el momento en



que se tomaron las medidas. Se proporcionan también medidas en STC (estándar de referencia) que indica las condiciones ambientales estándar.

Debe ser observado que en general las condiciones ambientales OPC serán también notablemente diferentes a las STC. El instrumento y el programa de gestión permiten la comparación entre los resultados medidos y los valores nominales, “trasladando” las medidas efectuadas por las condiciones OPC y STC en acuerdo a lo previsto por la normativa IEC 60891.

Estas curvas en OPC se transforman automáticamente mediante el software que utiliza unas correcciones para conseguir curvas en STC (*standard test conditions*) que darán idea de lo que se aleja porcentualmente de las curvas nominales que proporciona el fabricante de los paneles.

TOPVIEW aportará las curvas IV, las de potencia y una tabla con resultados numéricos para cada medida.

Tanto las curvas IV, como la de potencia se analizarán en cada caso. La tabla de resultados se presentará adicionalmente para respaldar los datos gráficos.

Cabe destacar que en la tabla se presenta para cada módulo: fecha y hora en que se tomaron las medidas, potencia máxima, tensión de circuito abierto, tensión en el punto de máxima potencia, intensidad de cortocircuito, intensidad en el punto de máxima potencia, temperatura del módulo, irradiación y factor de forma.

El resultado de la medida puede arrojar 4 posibilidades [14]:

- Ok: La potencia máxima medida y trasladada a STC entra en los límites previstos por el fabricante.
- OK\*: La potencia máxima medida y trasladada a STC entra en los límites previstos por el fabricante menos el error instrumental en la medida.
- No Ok\*: La potencia máxima medida y trasladada a STC NO entra en los límites previstos por el fabricante menos el error instrumental en la medida.
- No OK: La potencia máxima medida y trasladada a STC NO entra en los límites previstos por el fabricante en ningún caso.

En cada análisis se aporta una tabla de resultados obtenida con Topview donde se muestra el resultado de la medida que puede mostrar cualquiera de las cuatro posibilidades explicadas en el anterior párrafo.

Los módulos representativos que se analizan son el 1, el 8 y el 14. Se eligen esos tres de entre los veinte totales porque son de los que se puede extraer información relevante para establecer conclusiones. Más en concreto, el primero y el octavo presenta alguna anomalía (como se muestra en los resultados). El resto presentan

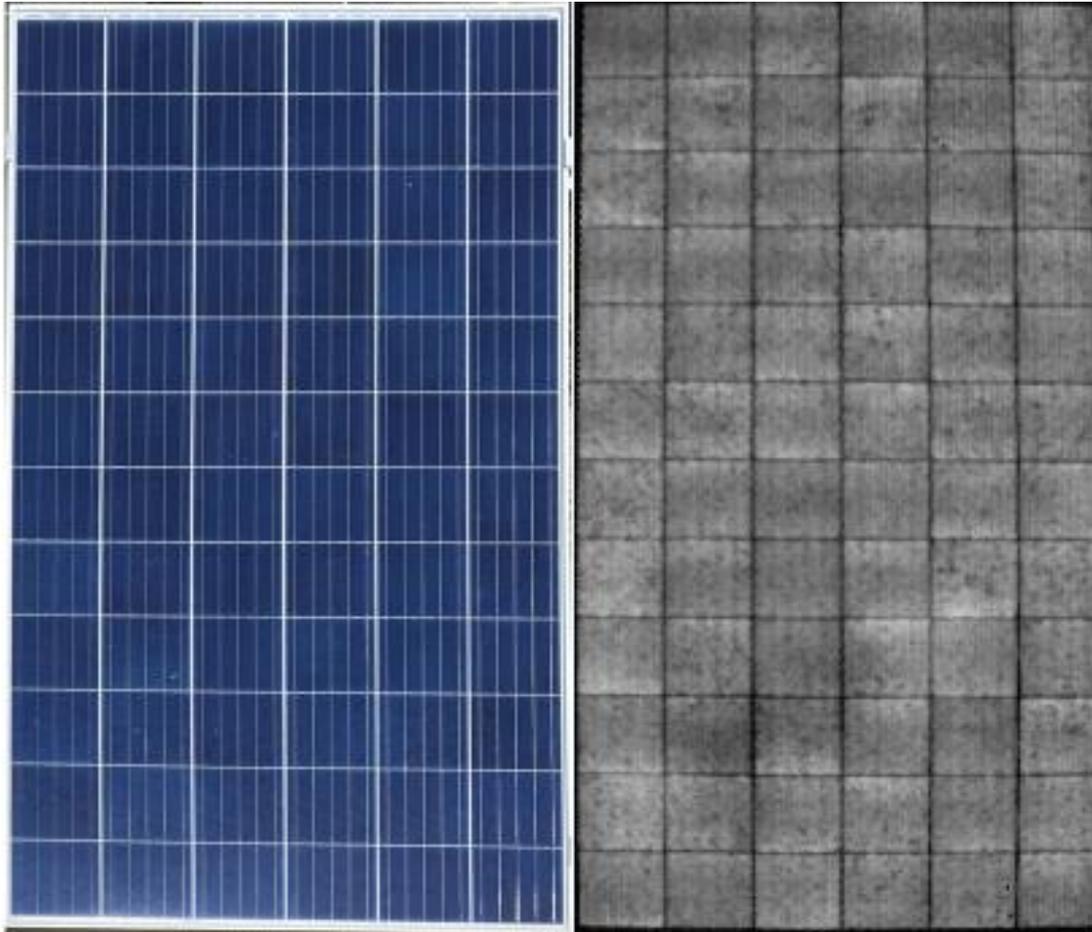


valores esperados, por lo que se emplea el módulo 14 como representativo del resto de módulos.



### 5.3 Análisis módulo en estudio (I).

En primer lugar se presenta un módulo, representa al grupo de módulos en el cual no existe ningún tipo de error o problema para ver que efectivamente los módulos proporcionan la potencia que indica el fabricante. El módulo elegido es el número 14.



*Ilustración 27. Módulo 14 (izquierda). Imagen de electroluminiscencia del módulo 14 (derecha)*

A simple vista el módulo parece que no tiene ninguna zona oscura, por lo tanto se puede deducir que no habrá pérdida de rendimiento por defectos.

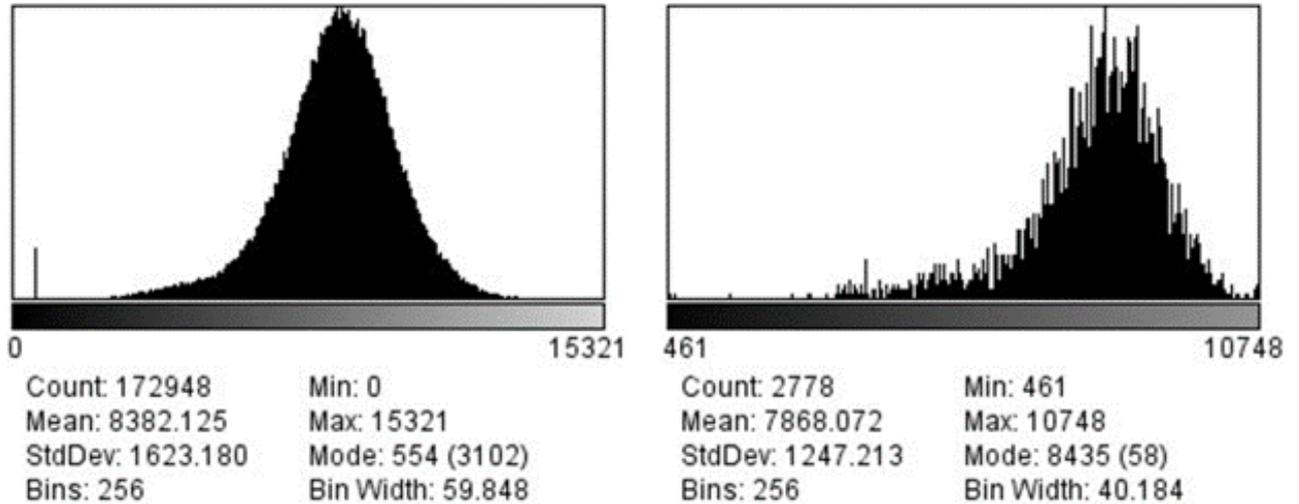


Ilustración 28. Histograma de grises del módulo 14 entero (izquierda). Histograma de grises de una célula central (fila 7-columna4) del módulo 14 (derecha).

Para analizar con mayor precisión la imagen de electroluminiscencia se obtuvo el histograma de grises de la imagen de electroluminiscencia.

El eje de abscisas representa el nivel de brillo que pueden alcanzar los píxeles que conforman la imagen. El eje de ordenadas representa el número de píxeles que alcanza cada nivel de brillo.

Los parámetros estadísticos de relevancia son la media (Mean) y la desviación estándar (StdDev). La media da un valor que representa el centro de los datos. La desviación representa la dispersión de los datos. Cuanto menor sea, más cerca estarán los datos de la media. Cuanto más desplazado hacia la derecha esté el histograma, la imagen estará más cerca del nivel de blanco, lo cual es indicativo de una minoría de defectos en el módulo.

Además de los ya destacados parámetros estadísticos, se presenta para cada caso la curtosis. No se explica el fundamento matemático de la curtosis, pero si se interpretará porque se obtiene uno u otro valor. Se usa para interpretar mejor los histogramas.

La curtosis determina el grado de concentración que presentan los valores en la región central de la distribución. A través del coeficiente de curtosis se puede observar si existe una concentración alta, media o baja. Así, si el coeficiente es mayor que cero, se denomina distribución leptocúrtica. Si es menor que cero es platicúrtica. Si está en el rango  $[-0.5, +0.5]$  se denomina mesocúrtica.

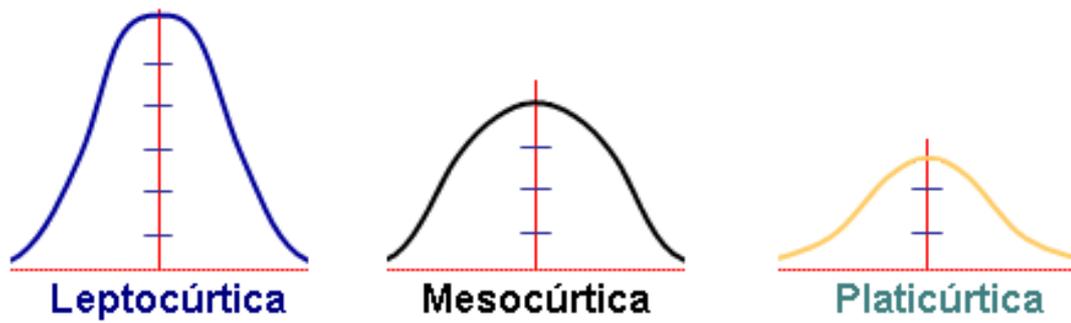


Ilustración 29. Distribuciones en función del coeficiente de curtosis.

En este caso, el módulo 14 presenta un histograma centrado, con una media y una desviación adecuadas correlacionándolo con los defectos que tiene (nulos en este caso). El histograma de la célula central, situada en la fila séptima-columna cuarta, está desplazado hacia la derecha, lo cual quiere decir que esa célula tiene muchos píxeles con alto nivel de brillo.

El coeficiente de curtosis es 2.53. De ahí su distribución leptocúrtica. Muestra que al no existir defecto alguno, casi todos los valores se concentran junto a la media. Por lo tanto, cuando mayor coeficiente de curtosis, menos defectos se esperan encontrar en el módulo en cuestión.

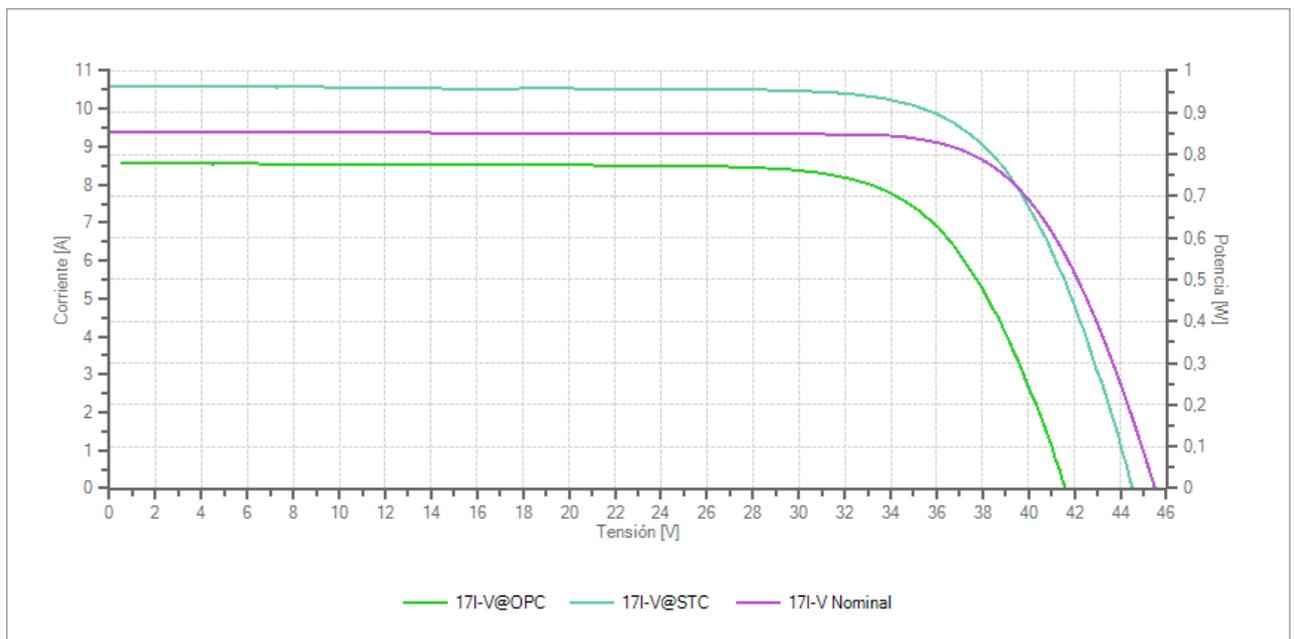


Ilustración 30. Curva I-V del módulo 14 de la instalación.

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Imp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m <sup>2</sup> ]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
18/06/2020 12:23		No Ok* (7,63%)							
17 Medidas@OPC	1	265,21	41,60	33,16	8,00	8,58	816	43,4	74
17 STC	1	355,17	44,52	35,93	9,89	10,59	1000	25,0	75
17 Nominal	1	330,00	45,50	37,10	8,90	9,40	1000	25,0	77

Ilustración 31. Datos numéricos del módulo 14 de la instalación.

Existe una anomalía, pues el valor de intensidad de la curva obtenida en condiciones estándar es mayor que la nominal proporcionada por el fabricante. Esto se debe principalmente a un error en la calibración de la célula que mide la irradiación incidente, de ahí el No Ok\* obtenido en la tabla de datos numéricos. A la hora de introducir los parámetros alpha y betha que contemplan la posible variación de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito respectivamente, podría haber habido error, pero se insertaron en el trazador conforme a los datos aportados por el fabricante de los módulos. En realidad la curva en condiciones estándar debería estar ligeramente por debajo de la obtenida en condiciones nominales, pues del modo que se muestra en la ilustración 30, el panel estaría aportando más potencia de la que asegura el fabricante. Este razonamiento se hace extensible para el resto de medidas obtenidas.

En este caso, no se aprecia ninguna forma “extraña” en la curva IV que pueda sugerir algún tipo de defecto.

En la ilustración 30, la curva verde es la trazada en condiciones de funcionamiento y tiene la misma forma que la nominal, que es la morada. Esto quiere decir que el panel está impoluto y está desempeñando perfectamente su función.

Numéricamente, se respalda lo que se observa gráficamente.

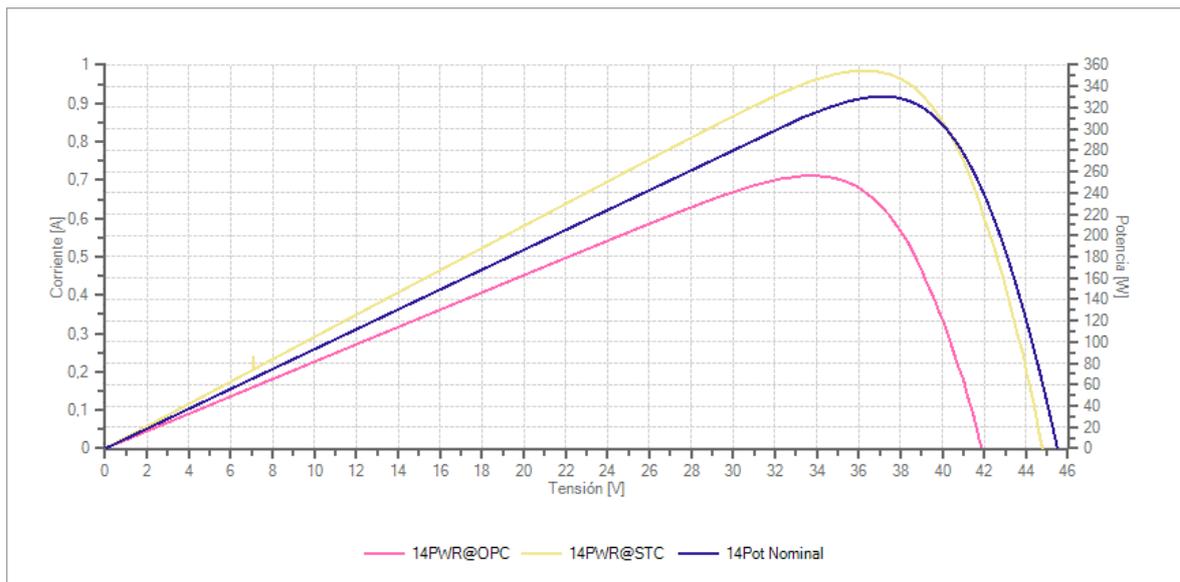
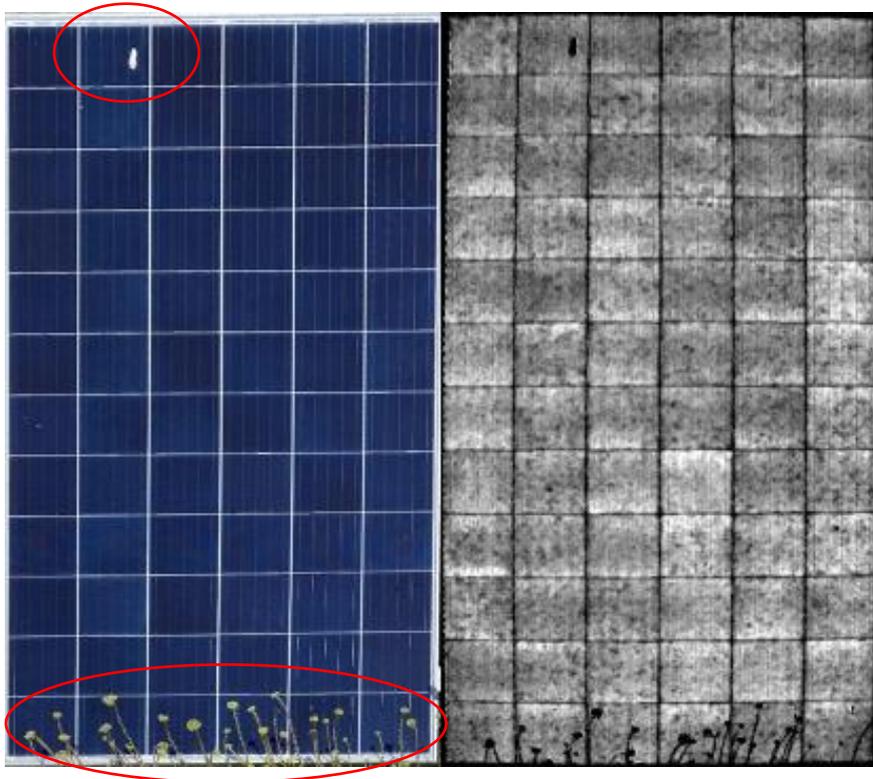


Ilustración 32. Curva de potencia del módulo 14 de la instalación.

En la ilustración 32 se observa la curva de potencia, muy próxima a la nominal.

#### 5.4 Análisis módulo en estudio (II).



*Ilustración 33. Módulo 1 (izquierda). Imagen de electroluminiscencia del módulo 1 (derecha)*

Se selecciona en segundo lugar, el panel de la ilustración 33 (que se corresponde con el módulo 1 de la instalación) y que está situado a la izquierda, ya que como se puede observar a priori, es el que previsiblemente más pérdidas de rendimiento puede tener pues las plantas proyectan su sombra sobre el módulo y las eyecciones de aves cubren una parte del mismo.

Se puede visualizar cualitativamente que tras haber realizado la electroluminiscencia y haber sido la imagen tratada hay partes en negro dentro del módulo. Dichos lugares son el epicentro de las deficiencias causadas por la vegetación (en la parte inferior) y por la eyección (en la parte superior).

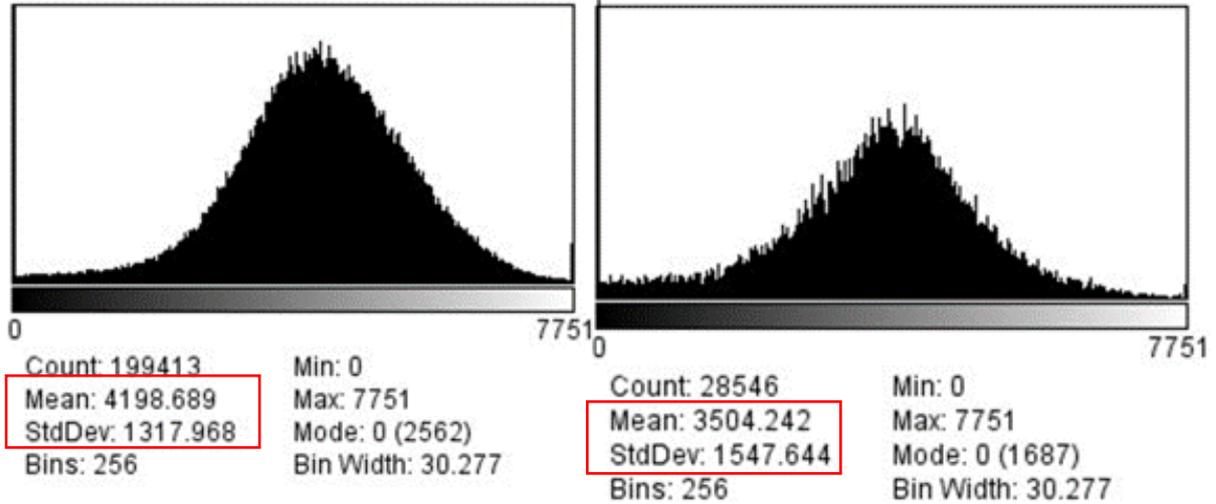


Ilustración 34. Histograma de grises del módulo 1 entero (izquierda). Histograma de grises de la última fila de células del módulo 1 (derecha).

Así en el histograma de todo el panel la media es mayor que en el histograma de la última fila de células, ya que al tener mayor media está más cerca del nivel de blanco. La desviación estándar es menor en el histograma de todo el panel. Los defectos hacen disminuir la media (se acerca al nivel negro) y aumentar la desviación estándar, ya que al aparecer en negro en la imagen hacen que aumente la diferencia de colores y se dispersen los datos (entre negro y blanco).

En este caso se obtiene un coeficiente de curtosis de +1.024, lo que lleva a determinar que el histograma presenta una distribución leptocúrtica.

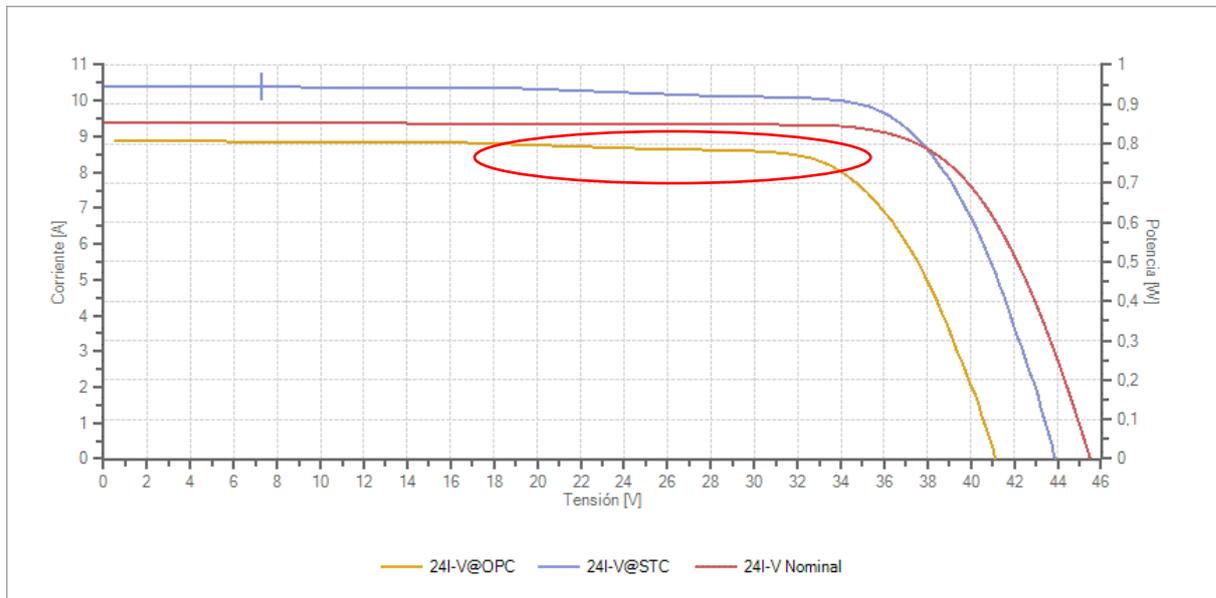


Ilustración 35. Curva I-V del módulo 1 de la instalación.

En la Ilustración 35 tenemos las tres curvas I-V que se pueden trazar. La línea amarilla está por debajo de la nominal, como es de esperar pues está trazada

teniendo en cuenta una irradiación menor y una temperatura del panel mayor (factores que minimizan la energía captada por el módulo). Cabe destacar que debido a los inconvenientes señalados con anterioridad, la curva amarilla no va en paralelo al eje de abscisas (se ve en el círculo rojo introducido) donde se representa la tensión, lo cual da idea de lo que pueden influir los defectos. Si no hubiera ningún tipo de defecto, dicha línea debería de ir en paralelo a la nominal y no presentar curvatura alguna antes de alcanzar el punto de máxima potencia. La curva hallada en condiciones STC varía un 5.24 % con respecto a la nominal, lo cual refleja un fallo de esa magnitud (5.24%) al pasar de OPC a STC.

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m2]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
18/06/2020 12:43		No Ok* (5,24%)							
24 Medidas@OPC	1	274,61	41,14	33,51	8,20	8,89	862	43,2	75
24 STC	1	347,28	43,86	35,30	9,84	10,39	1000	25,0	76
24 Nominal	1	330,00	45,50	37,10	8,90	9,40	1000	25,0	77

Ilustración 36. Tabla con datos numéricos obtenidos con el trazador para el módulo 1

En la ilustración 36 se muestran los valores de potencia máxima alcanzada, irradiación, temperatura del módulo y factor de forma obtenidos. Numéricamente se constata que la eficiencia ha caído ligeramente, pues el factor de forma es inferior en una unidad al dado por el fabricante.

En la ilustración 37 se muestra la curva de potencia del módulo en cuestión.

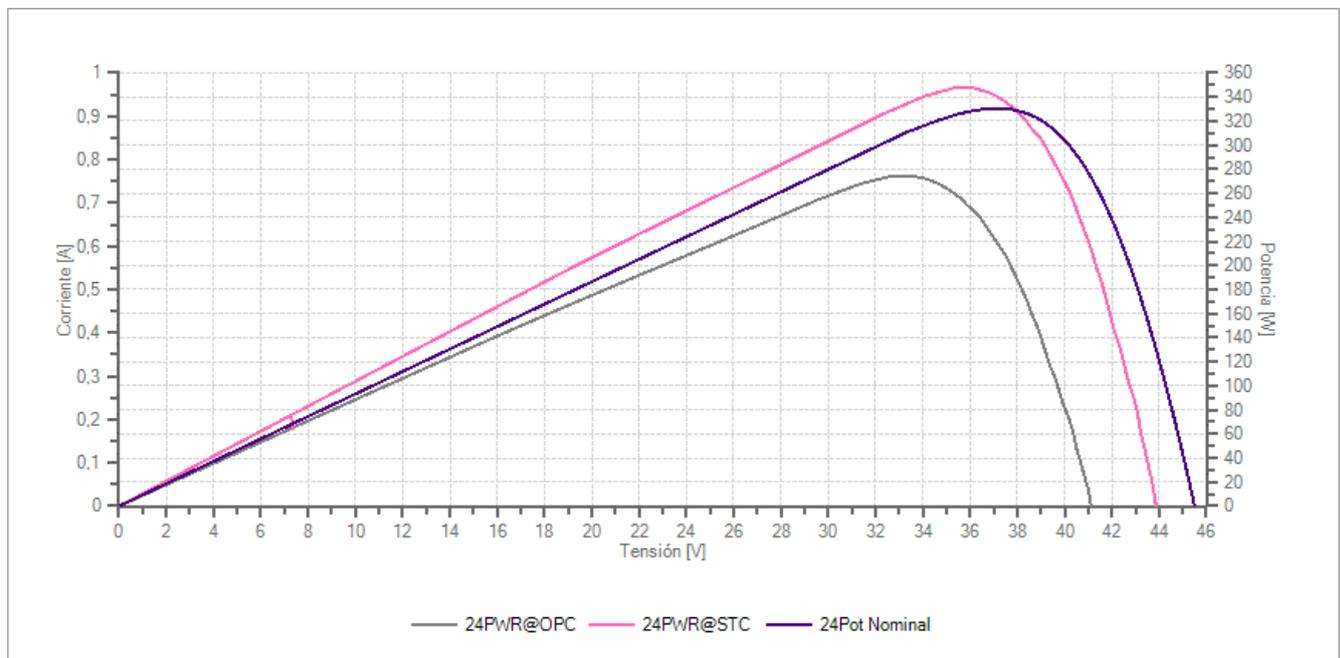


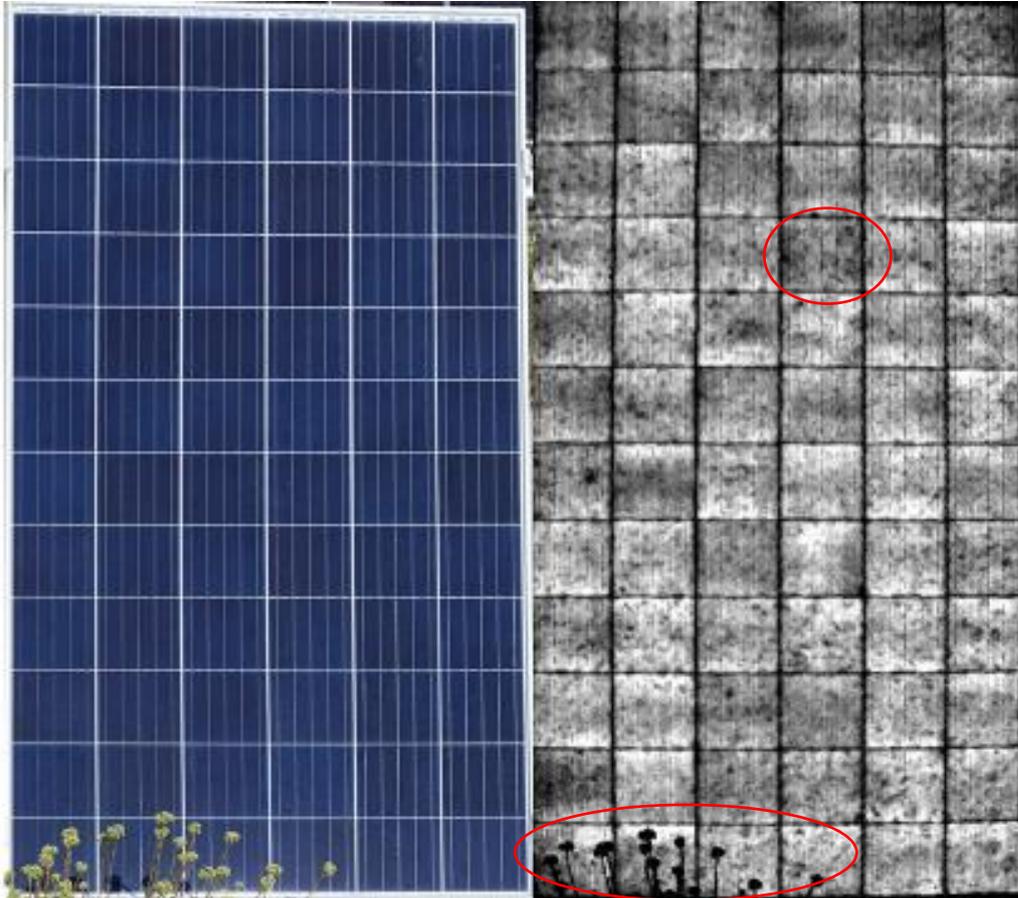
Ilustración 37. Curva de potencia del módulo 1 de la instalación.

La curva gris se corresponde con la obtenida en condiciones de funcionamiento y se percibe a simple vista que es menor que la nominal, de color púrpura.



### 5.5 Análisis módulo en estudio (III).

En segundo lugar se analiza el módulo número 8 de la instalación.



*Ilustración 38. Módulo 8 (izquierda). Imagen de electroluminiscencia del módulo 8 (derecha)*

En la ilustración 38 se muestra la imagen de electroluminiscencia tratada mediante FIJI. Se pueden ver zonas oscuras debidas a la proyección de sombras de la vegetación y a una cantidad de polvo que cubre el panel (aunque no se observe a priori en la imagen real del panel y no sea relevante en este caso) y fomenta su suciedad. Aunque en este caso el problema principal está relacionado con la proyección de sombras.

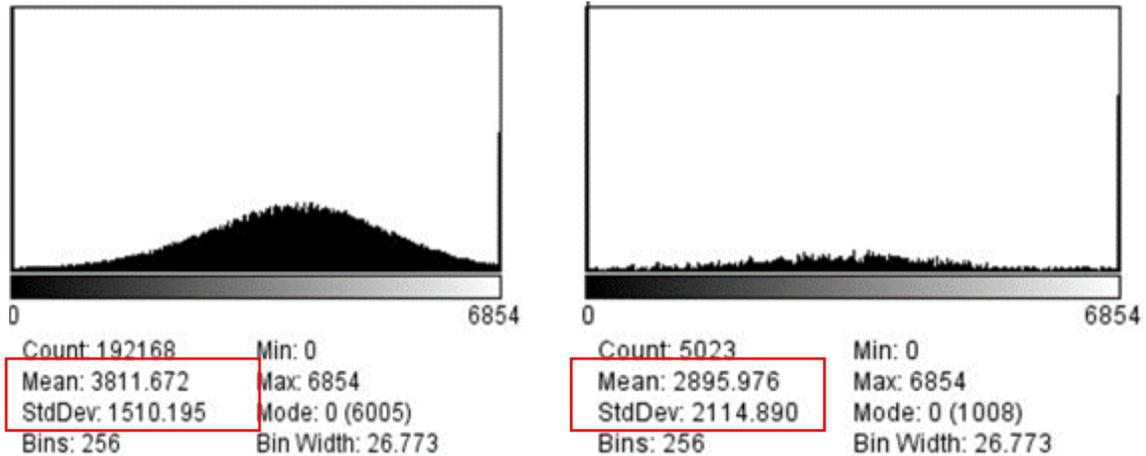


Ilustración 39. Histograma de grises del módulo 8 entero (izquierda). Histograma de grises de la tercera célula de la última fila del módulo 8 (derecha).

En este caso se compara el histograma de grises del módulo 8 con la tercera célula de la última fila de células del módulo 8. La media en la célula es menor puesto que se cubre casi por completo por la sombra de la vegetación. La desviación es mayor por el mismo motivo que en el anterior análisis.

Con respecto al anterior módulo la media es menor, cabe esperar entonces que este módulo presente peor eficiencia y un mayor número de defectos.

Presenta un coeficiente de  $+0.083$ , por lo que su distribución es mesocúrtica. Además, sigue una distribución simétrica. Se puede concluir entonces con que sigue una distribución normal, pues es simétrica y mesocúrtica. La ventaja que posee este tipo de distribuciones es que el 95% de los valores se encuentran en un rango de más/menos el doble de la desviación estándar respecto a su media.

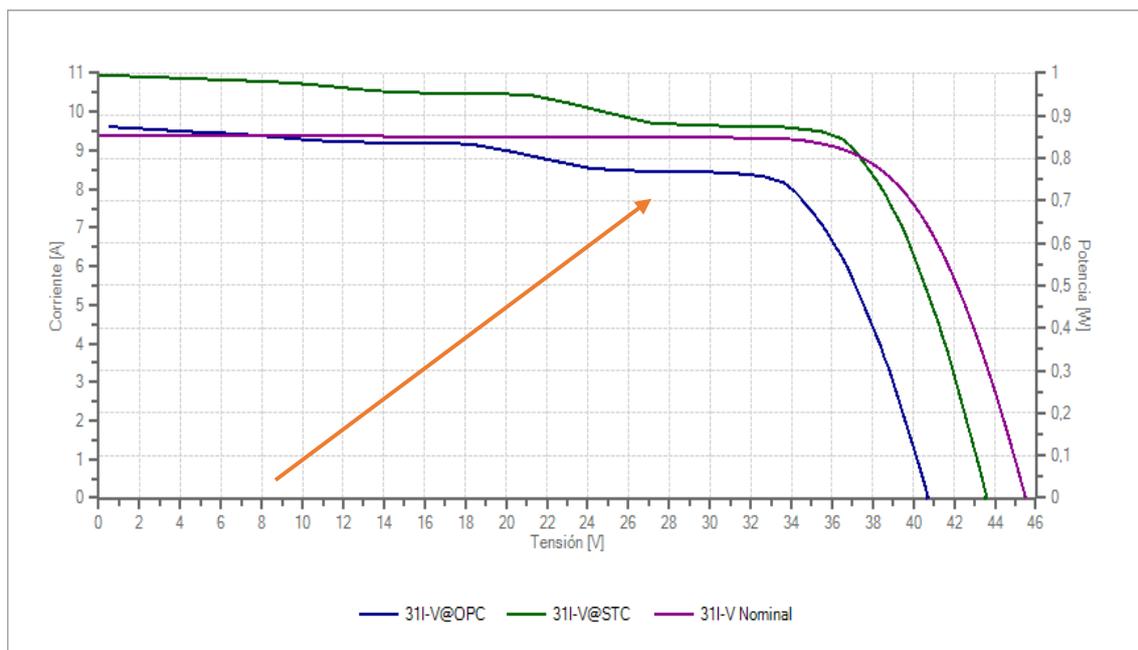


Ilustración 40 Curva I-V del módulo 8 de la instalación.



	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m <sup>2</sup> ]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
18/06/2020 12:54		Ok* (2,87%)							
31 Medidas@OPC	1	274,66	40,68	33,63	8,17	9,62	887	44,9	70
31 STC	1	339,49	43,58	36,50	9,30	10,83	1000	25,0	72
31 Nominal	1	330,00	45,50	37,10	8,90	9,40	1000	25,0	77

Ilustración 41. Datos numéricos del módulo 8 de la instalación.

En este caso, en la tabla de datos numéricos se obtiene un ok\*, lo cual podría parecer contradictorio pues su curva I-V es la que más deformación parece tener. Sin embargo, la forma es independiente del resultado numérico arrojado por el software. La curva puede tener determinada forma, y el resultado entrar dentro de los límites de potencia especificados por el fabricante. Es decir, numéricamente en este caso es adecuado, además de que se pueda observar el defecto provocado por las sombras.

Según el informe de fallos de la IEA (International Energy Agency) este tipo de curvas I-V es debido a algún tipo de defecto en la célula o causado por algún problema relacionado con proyecciones de sombras. [7]

Efectivamente, en la ilustración 40 de las curvas I-V se muestra un pequeño desvanecimiento (indicado con la flecha de color naranja) de la curva de funcionamiento debida principalmente al impacto de la proyección de la sombra de la vegetación sobre el módulo (esto está relacionado con lo afirmado por la IEA).

En este caso el factor de forma es inferior en 5 unidades al aportado por el fabricante, lo que sugiere, que efectivamente el fallo está induciendo a una pérdida de eficiencia. En la siguiente ilustración se muestra la curva de potencia referente al módulo 8

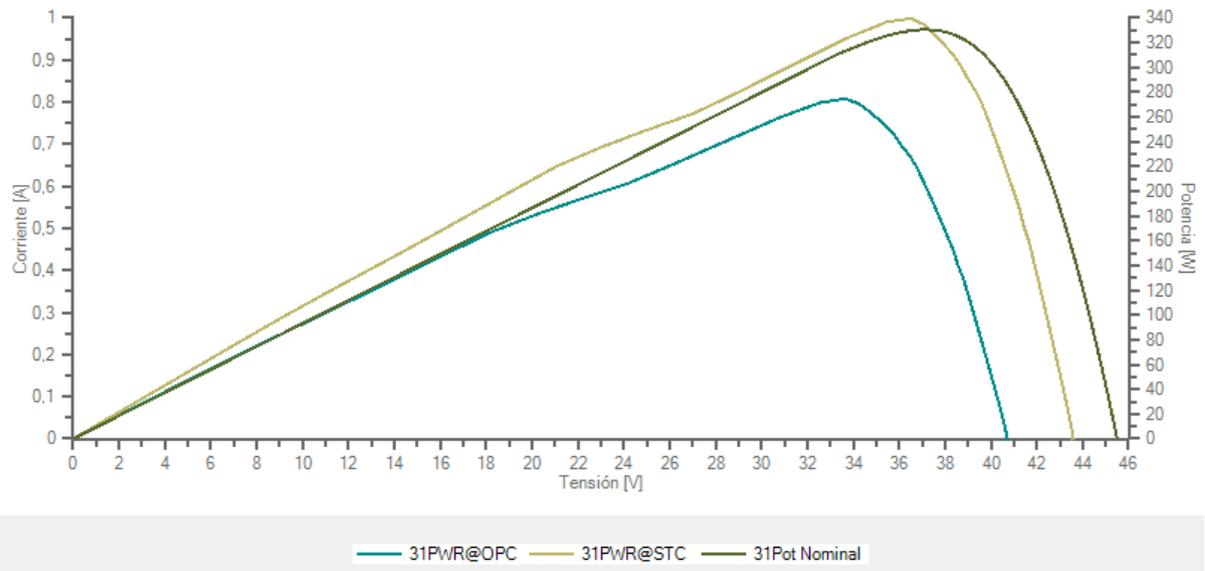
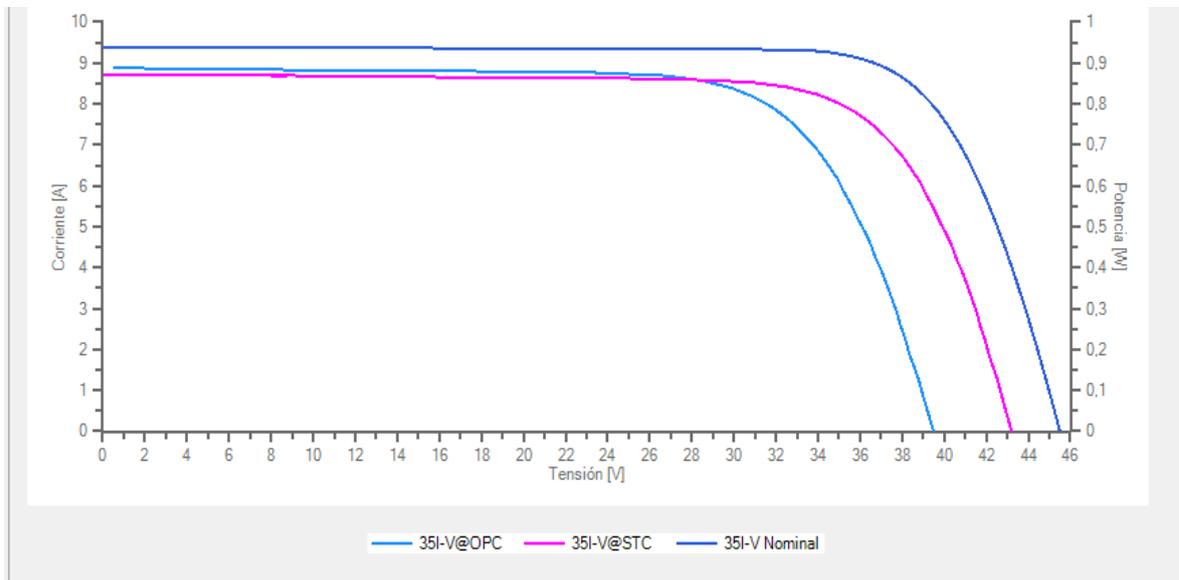


Ilustración 42. Curva de potencia del módulo 8.

### 5.6 Análisis módulo en estudio (IV).

Para corroborar lo explicado durante el análisis del módulo 8, se tomaron medidas una vez efectuada la limpieza de la azotea. Además, en el momento de la toma de datos se recalibró el sensor de irradiación pues como se comenta anteriormente, la corriente de cortocircuito era más elevada de lo normal.



*		Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Imp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m2]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]	Temp	Alpha [%/°C]
Medida	35 - ND-AR330H	02/01/2000 0:35	No Ok (-14,97%)									
	35 Medidas@OPC	1	252,91	39,47	30,94	8,18	8,88	1034	55,0	72	MANU	-0,05
	35 Med Avg@OPC	1	252,91	39,47	30,94	8,18	8,88	1034	55,0	72	MANU	-0,05
	35 STC	1	280,61	43,25	34,98	8,02	8,70	1000	25,0	75	MANU	-0,05
	35 Nominal	1	330,00	45,50	37,10	8,90	9,40	1000	25,0	77	MANU	-0,05

Ilustración 43. Curva I-V del módulo 8 sin el efecto inducido por la vegetación (arriba). Tabla de datos numéricos del módulo 8 (abajo).

Esta nueva curva I-V del módulo 8 fue trazada tras realizarse una limpieza de la azotea para evitar las proyecciones de sombras de la vegetación sobre el módulo.

Como se puede observar ahora, la corriente de cortocircuito proporciona parámetros cercanos a la curva nominal, y esto es debido principalmente a la recalibración de la célula de medida de la irradiación. Otro factor clave que cabe señalar es la temperatura superficial del módulo. Al ser tomadas las medidas a finales de Julio alcanza temperaturas de 55 grados. Esto como ya se vio en el fundamento teórico, hace que disminuya la tensión de funcionamiento, y por consiguiente disminuye la potencia que genera el módulo.



Ilustración 44. Curva I-V del módulo 8 provocando el efecto de una sombra (arriba). Tabla de datos numéricos del módulo 8 provocando el efecto de una sombra (abajo).

Para constatar que realmente el defecto del módulo 8 era debido al efecto de las sombras, en la ilustración 44 se provoca sombra de manera artificial para poder observar la forma que hace la curva I-V. En la siguiente ilustración se muestra la comparación del efecto del sombreado. A la izquierda el producido de manera artificial y a la derecha el que se produjo de manera natural por mediación de la alta vegetación. En ambos se produce el escalón característico que provoca la sombra.

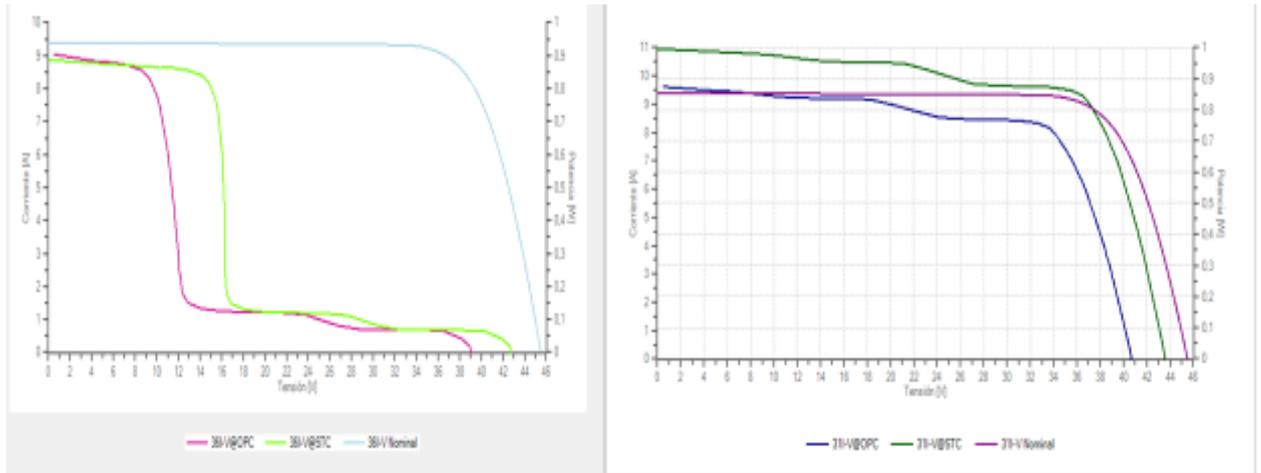


Ilustración 45. Comparación del efecto del sombreado en el módulo 8.

Se puede concluir con que, efectivamente el defecto que se observa en la curva I-V es debido a la proyección de sombras.



## 6. CONCLUSIONES.

A la hora de arrojar conclusiones se debe tener en cuenta que los paneles de la instalación son nuevos (llevan pocos meses en operación), por lo tanto no se contemplan fallos graves que hagan necesaria su sustitución. Se encontraron solamente problemas en dos de los veinte módulos evaluados.

Lo que si es apreciable es la pérdida de rendimiento como consecuencia del crecimiento descontrolado de las plantas que se sitúan cerca de los paneles.

Son también reseñables las pérdidas ocasionadas por los excrementos de los pájaros que se hallan cerca de la zona, pues tapan partes del módulo.

El polvo contribuye igualmente a un decaimiento del rendimiento del módulo.

Es necesario reseñar que todas las causas descritas anteriormente no son muy importantes en términos cuantitativos de rendimiento energético, pero que se deben solucionar para que la instalación se pueda operar de la forma más óptima.

Se debe resaltar el alto grado de correlación que existe entre la técnica cualitativa (electroluminiscencia) y la cuantitativa (curvas I-V). Cualitativamente puedes constatar que efectivamente ocurre un problema y mediante la técnica cuantitativa se calcula de manera aceptablemente exacta cuán de mayúsculo es.

Todas estas causas que contribuyen a la pérdida de rendimiento de los paneles son consecuencia directa de la imposibilidad de llevar un adecuado mantenimiento preventivo de los módulos fotovoltaicos debido fundamentalmente a las restricciones causadas por la pandemia mundial.





## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Campa, V. (2017). *Análisis de imágenes de microscopía con ImageJ*. Cantabria: Universidad de Cantabria. Recuperado el 21 de Junio de 2020, de [www.researchgate.net](http://www.researchgate.net)
- [2] Ebner, R., Kubicek, B., & Újvari, G. (2013). *Non-Destructive techniques for quaility control of PV modules: infrared thermography, electro and photoluminescence imaging*. Viena, Austria: Austrian Institute of technology.
- [3] Equipo UNEF(Union Española Fotovoltaica). (2019). *Informe anual*. Madrid: Figueiras y asociados.
- [4] Real Decreto-Ley 23/2020[MITECO]. Por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. 24 de Junio de 2020.
- [5] HAZ Energía y otros. (2019). *Anuario Fotovoltaico*. Madrid: ANPIER (Asociación de Productores de Energía Fotovoltaica). Recuperado el 15 de Junio de 2020, de [www.anpier.org](http://www.anpier.org)
- [6] HT Instrumentos S.A. (2017). *Manual de Instrucciones IV-500w-SOLAR-IVe*. Italia: HT.
- [7] Kurtz, S., Kontges, M., Ulrike, J., A.Berger, K., Kato, K., & Friesen, T. (2014). *Review of failures of photovoltaic modules*. Internacional: IEA(International Energy Agency).
- [8] MITECO.Ministerio para la transicion ecologica y el reto Demográfico. (2020). *Plan nacional integrado de energía y clima (PNIEC 2020-2030)*. Madrid: Gobierno de España. Recuperado el 10 de Mayo de 2020, de [www.miteco.gov.es](http://www.miteco.gov.es)
- [9] N. Mayer, Johannes. (2015). *Current and future cost of photovoltaics(AGORA Energiewende)*. Berlín: Fraunhofer-Institute for solar Energy Systems(ISE).
- [10] Pulipaka, s., & Rajneesh, K. (16 de Febrero de 2016). characterization of power losses of a soiled PV panel in Shekhawati region of India. *Science direct*. Recuperado el 20 de Abril de 2020, de [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)
- [11] Schill, C., Brachmann, S., & Koehl, M. (2 de Diciembre de 2014). Impact of Soiling on IV-curves and efficiency of pv-modules. *Science Direct*. Recuperado el 15 de Abril de 2020, de [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)
- [12] Trupke, T., Mitchell, B., Weber, J., & Mcmillan, W. (2012). Photoluminescence Imaging For Photovoltaic Applications. *Science direct*. Recuperado el 20 de Mayo de 2020, de [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)



- [13] Wecked, S., Wade, A., & Heath, G. (junio,2016). *End-of-life management* . IEA (International Energy Agency) y IRENA (International Renewable Energy Agency).
- [14] Topview (2.2.0.5) [Software]. (2017). Recuperado el 8 de Junio de 2020, de <https://www.ht-instruments.com>
- [15] Fiji-ImageJ (1.53c) [software]. (2020). Recuperado el 8 de Junio de 2020, de <https://imagej.nih.gov/ij/notes.html>





## Anexo I: Resultados de electroluminiscencia y curvas I-V.

En este anexo se presentan las imágenes tratadas mediante el software FIJI para cada uno de los veinte módulos que se examinaron. Se llevó a cabo un proceso de rotación y mejora del contraste para que se pudiesen apreciar con calidad y de manera precisa los posibles defectos que pudiesen ocurrir en los módulos. Además se elimina la deformación existente.

También se añaden los resultados obtenidos con Topview para las curvas I-V.

En la leyenda de las curvas I-V aparecen 3 acrónimos que significan:

- NúmeroI-V@OPC: número de medida de la curva I-V en condiciones de funcionamiento.
- NúmeroI-V@STC: número de medida transformada a condiciones estándar.
- NúmeroI-V@Nominal: número de medida de la curva en condiciones nominales (esto es estándar según el fabricante).

### Módulo 1

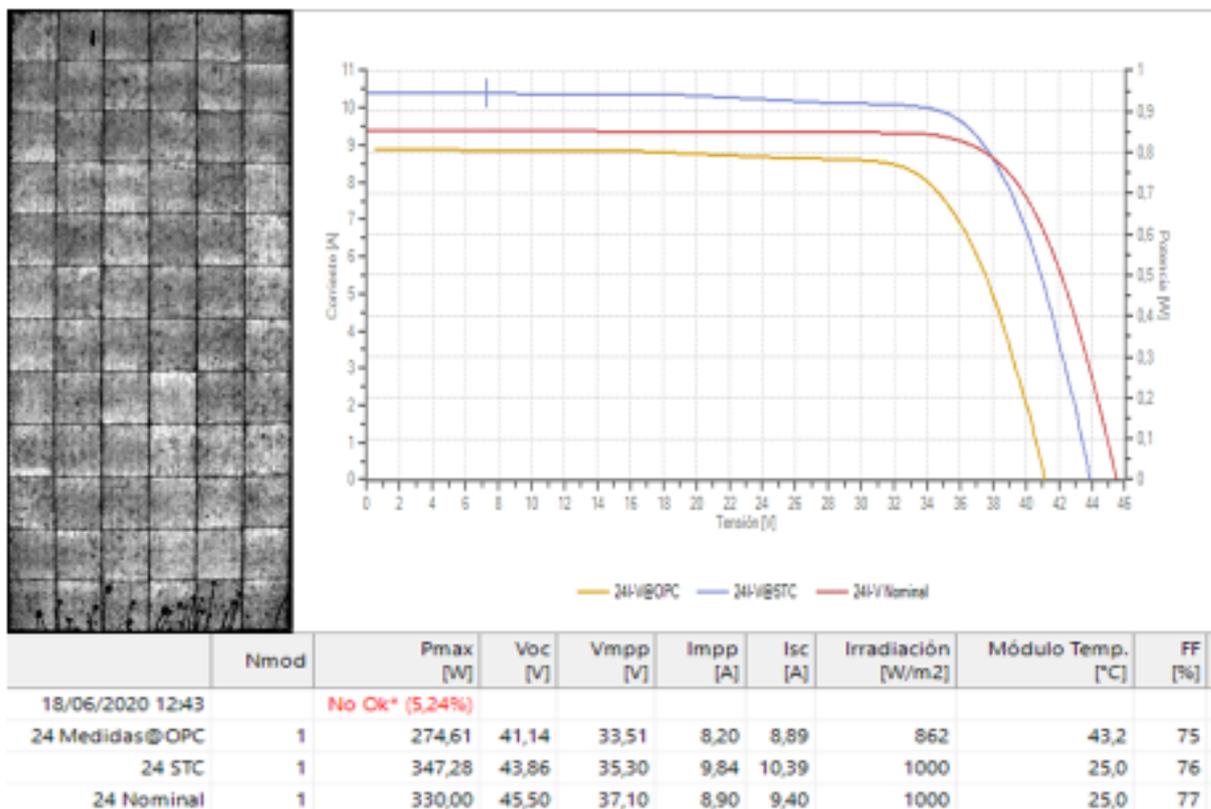


Ilustración 46. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).



### Módulo 2

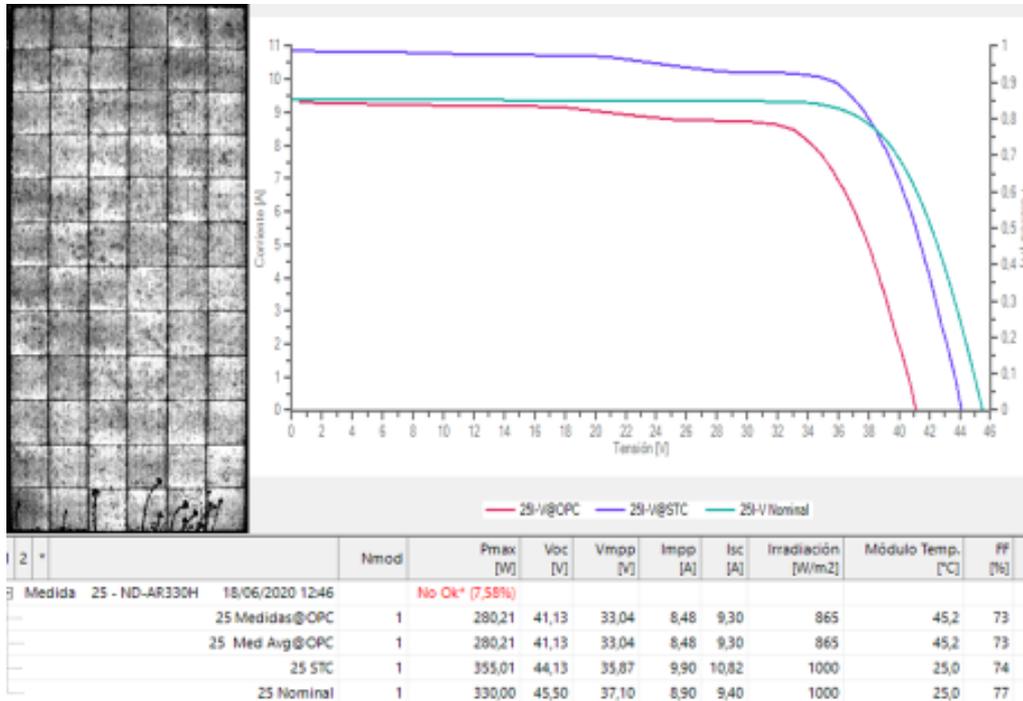


Ilustración 47. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

### Módulo 3

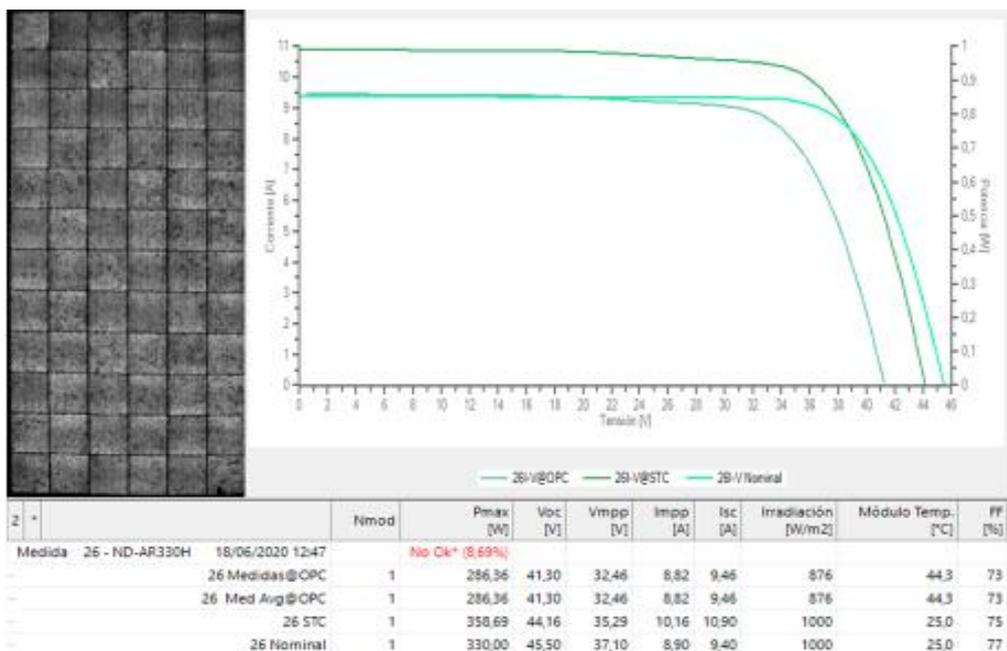


Ilustración 48. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

**Módulo 4**

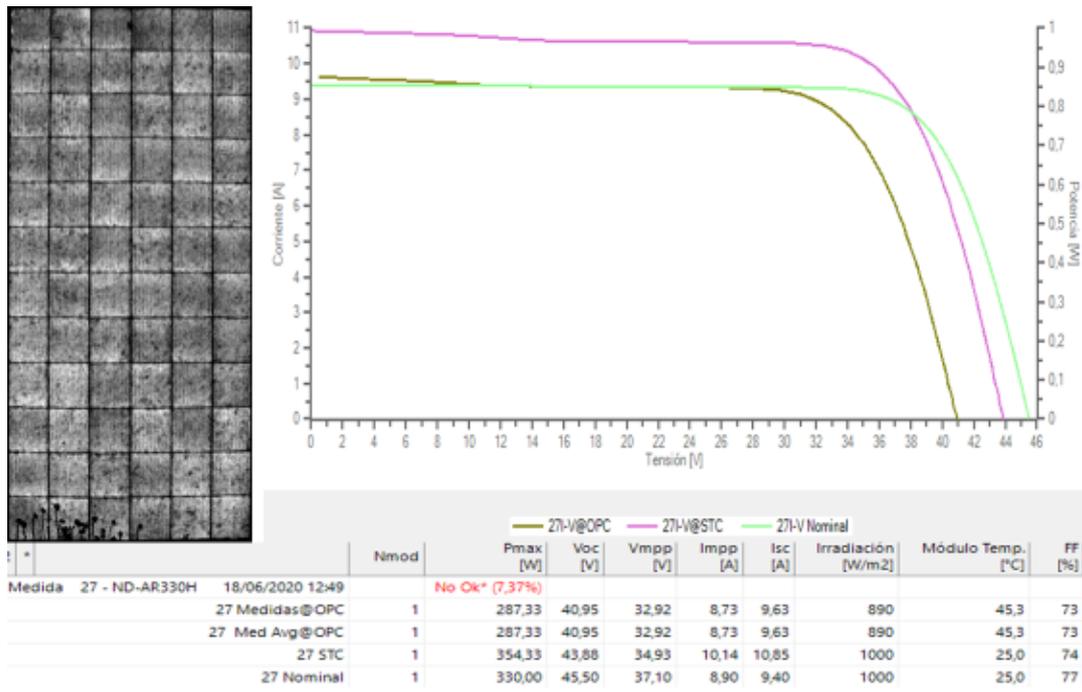


Ilustración 49. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

**Módulo 5**

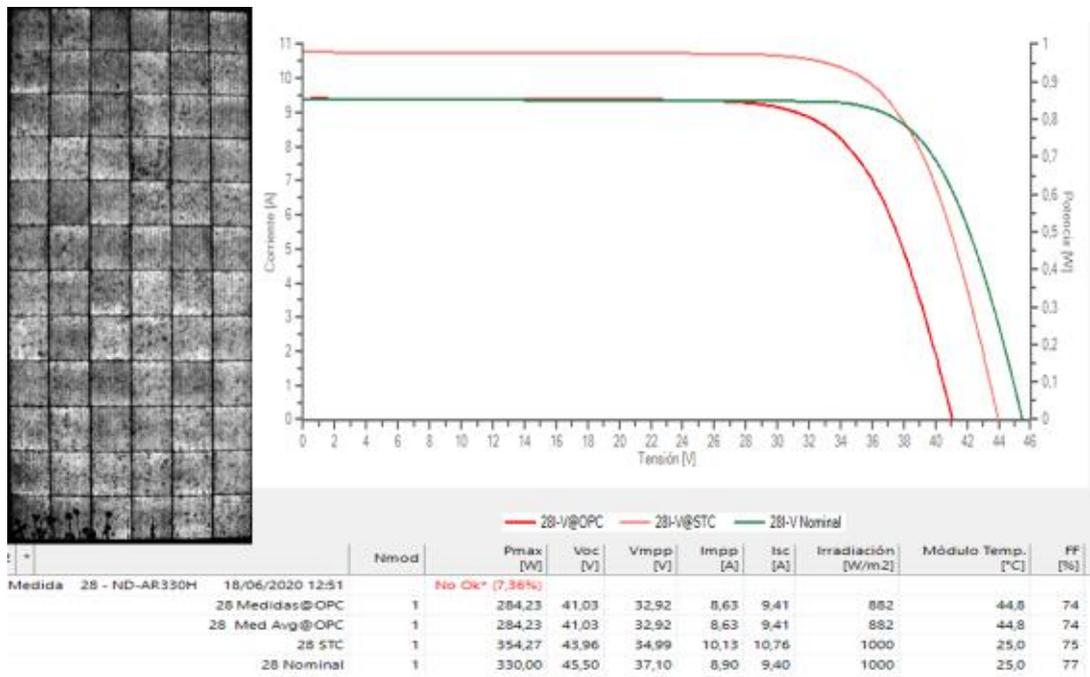


Ilustración 50. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).



Módulo 6

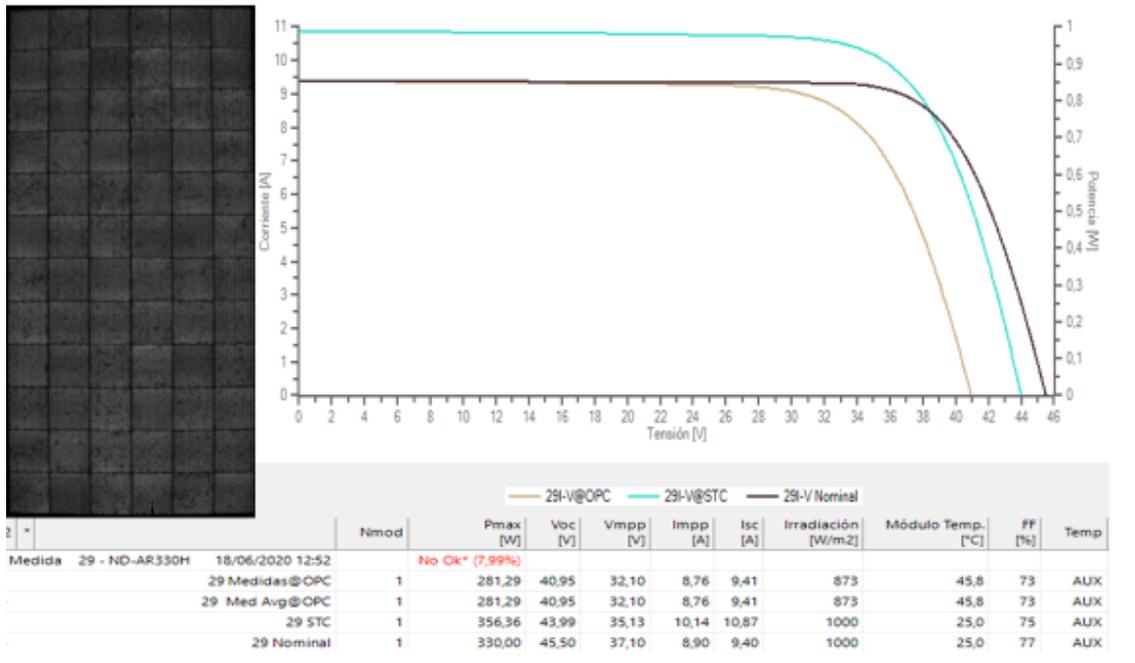


Ilustración 51. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

Módulo 7

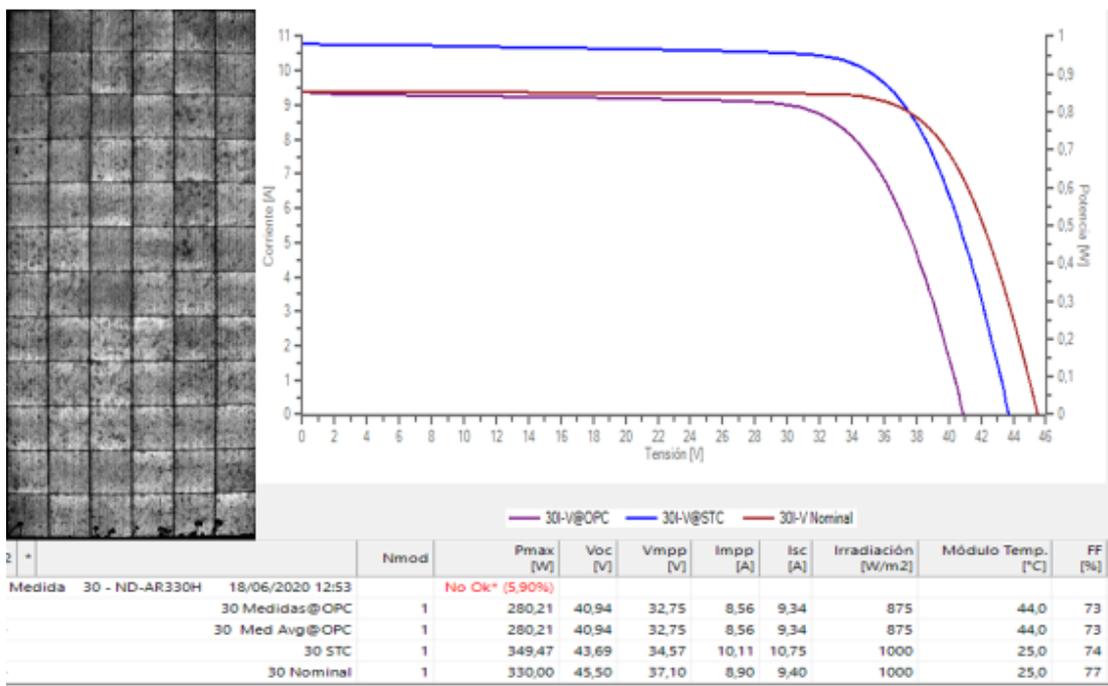


Ilustración 52. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

**Módulo 8**

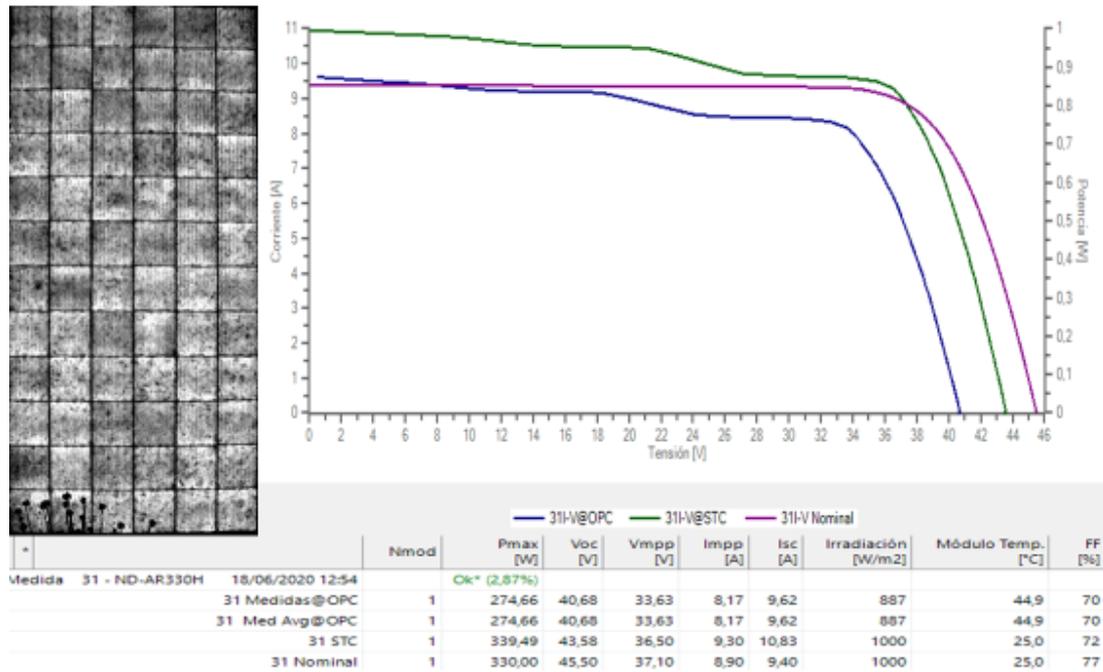


Ilustración 53. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

**Módulo 9**

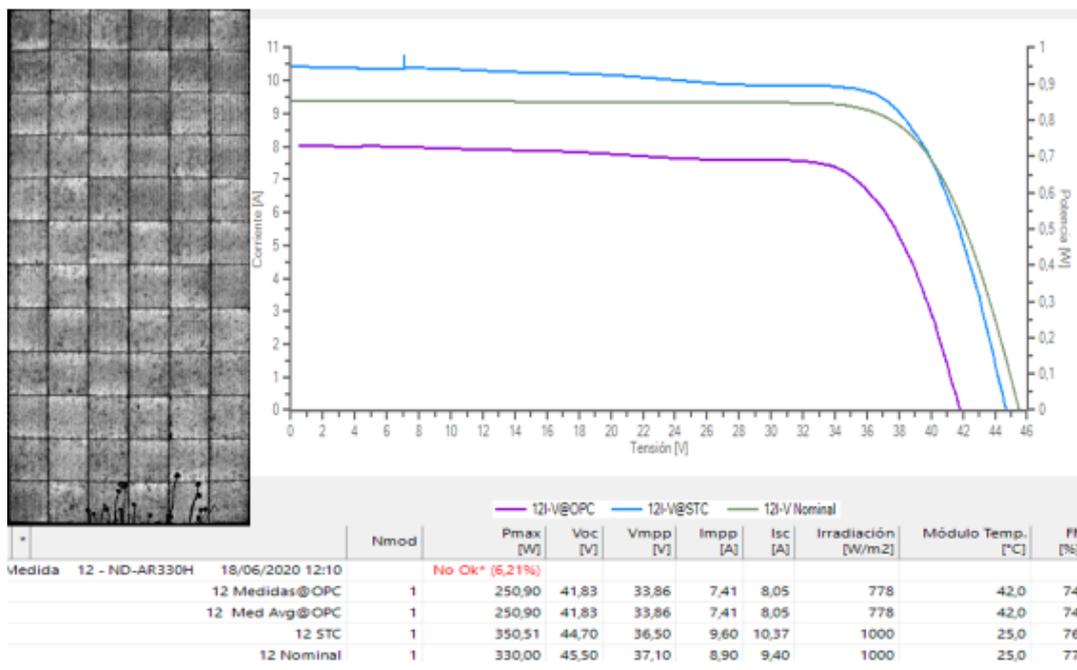


Ilustración 54. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).



**Módulo 10**

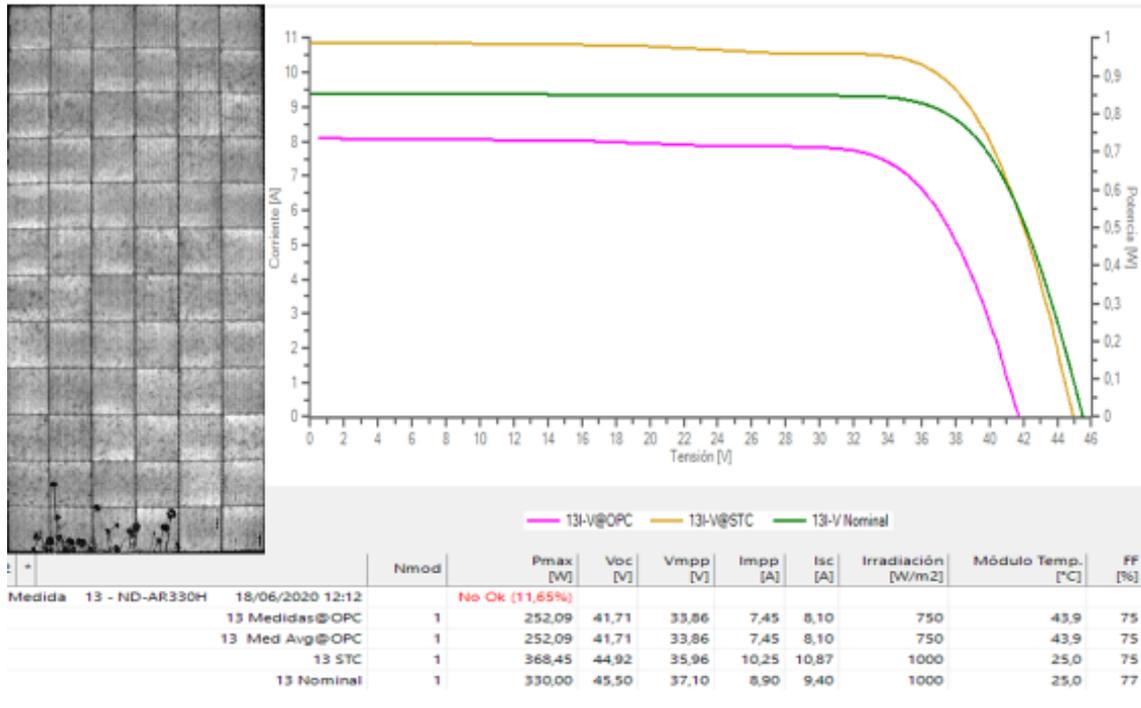


Ilustración 55. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

**Módulo 11**

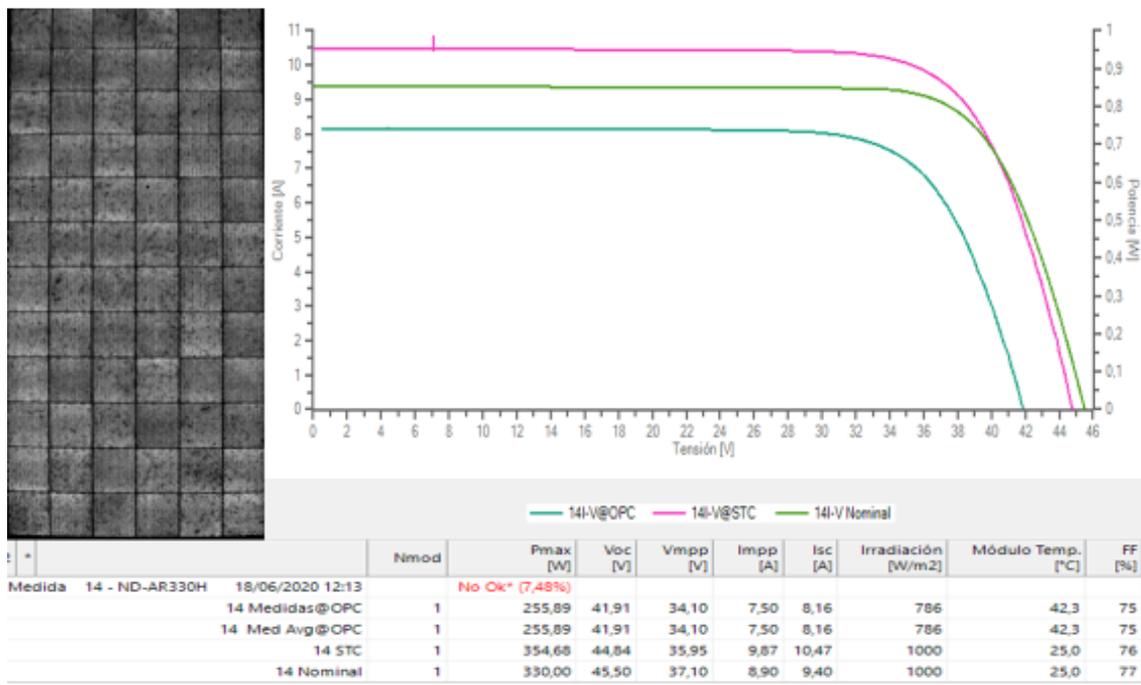


Ilustración 56. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).



### Módulo 12

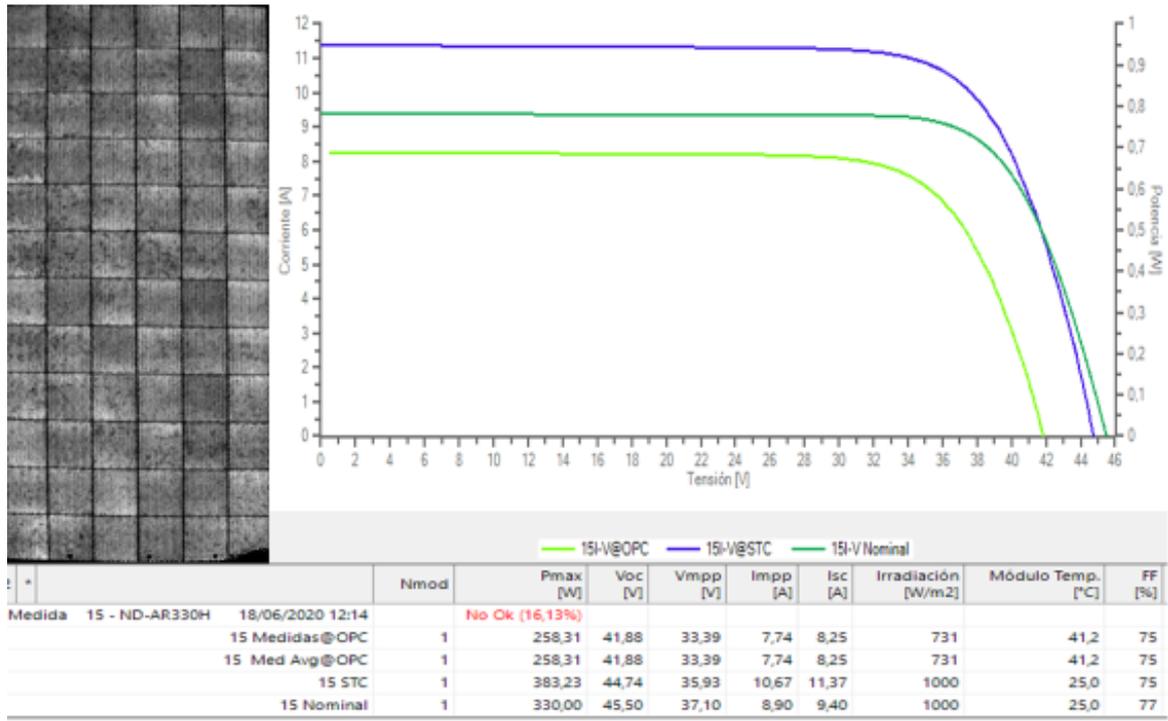


Ilustración 57. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

### Módulo 13

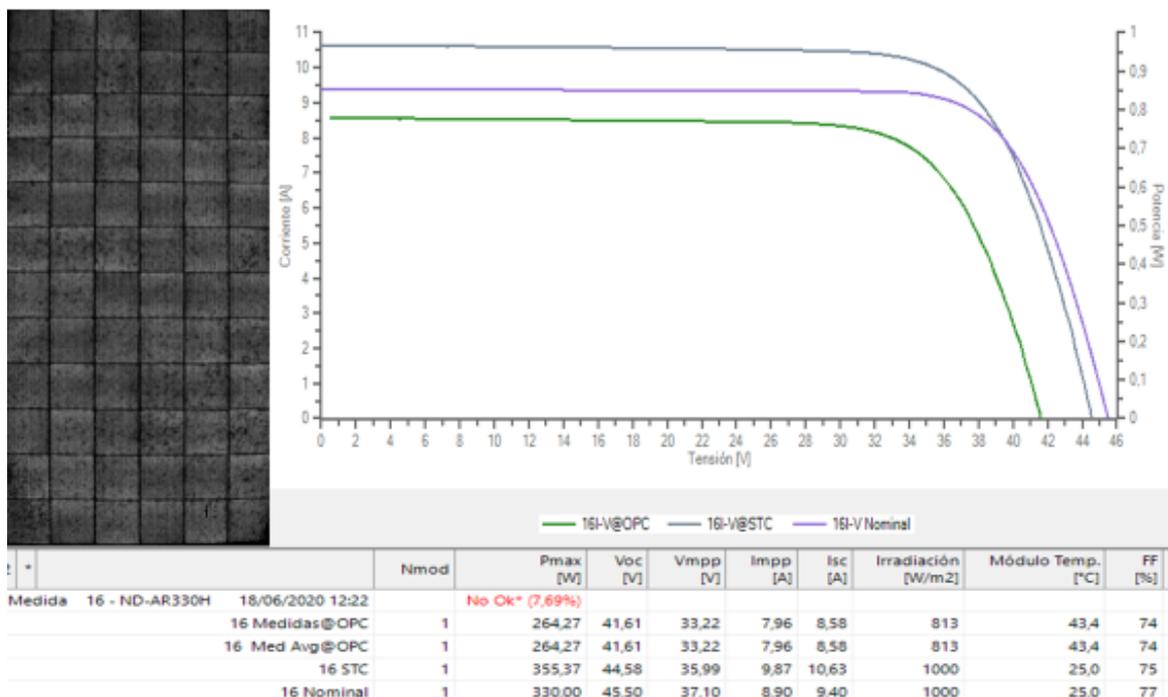


Ilustración 58. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

**Módulo 14**

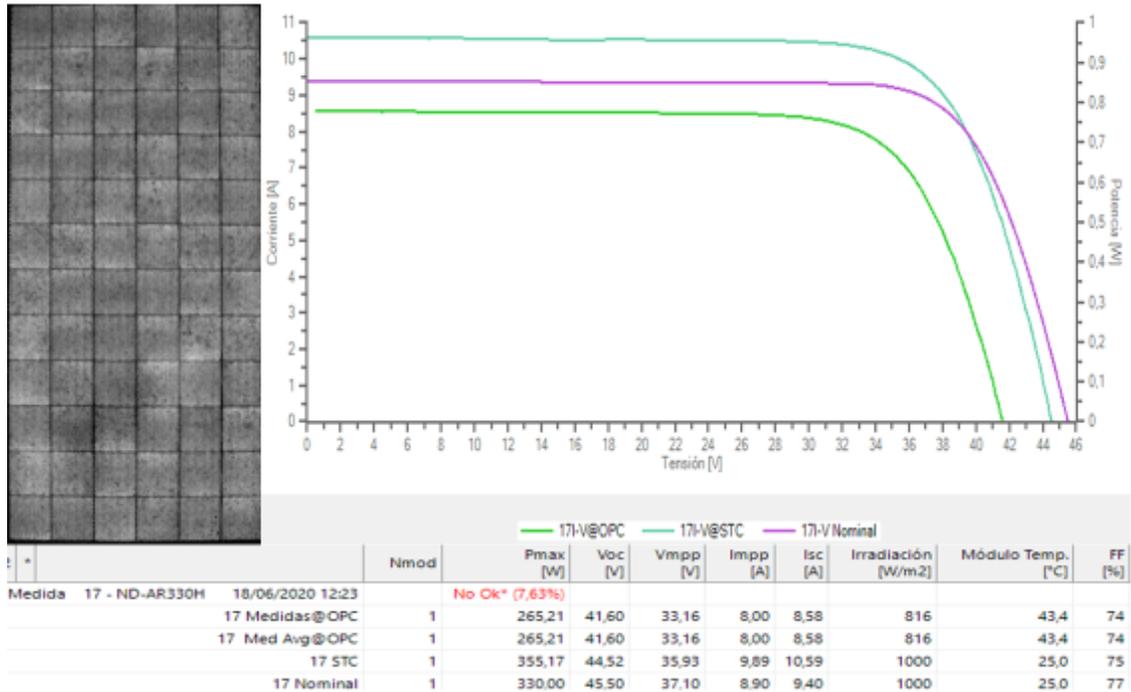


Ilustración 59. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

**Módulo 15**

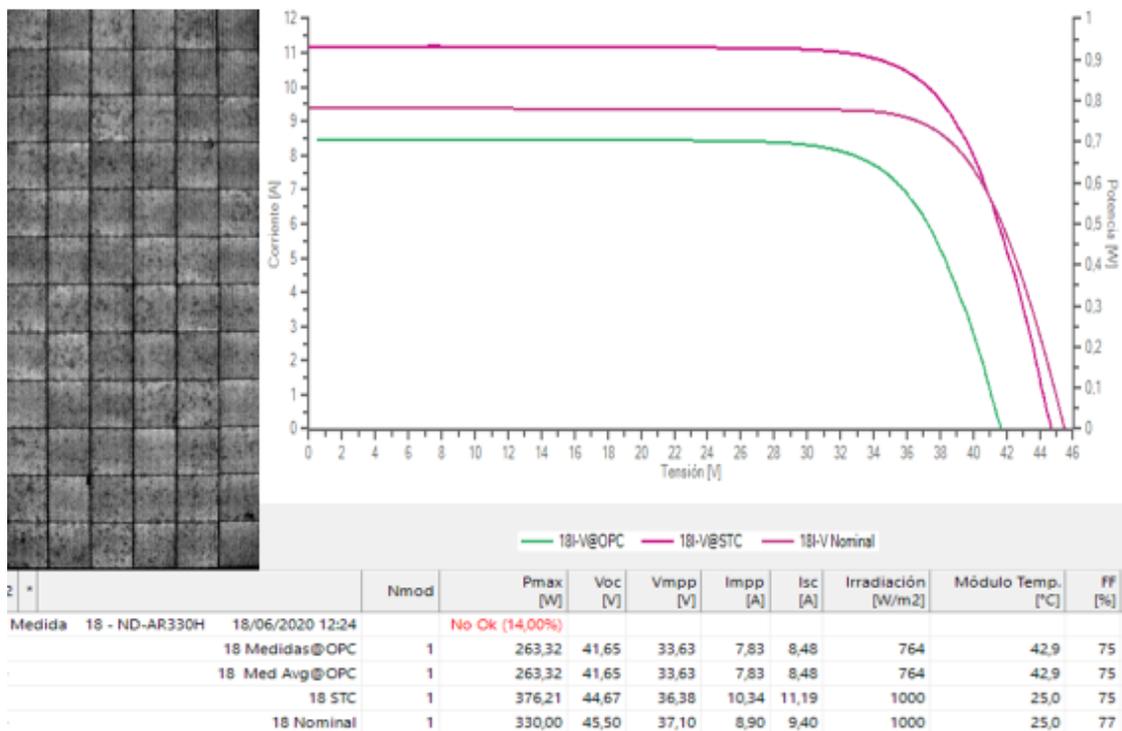


Ilustración 60. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).



**Módulo 16**

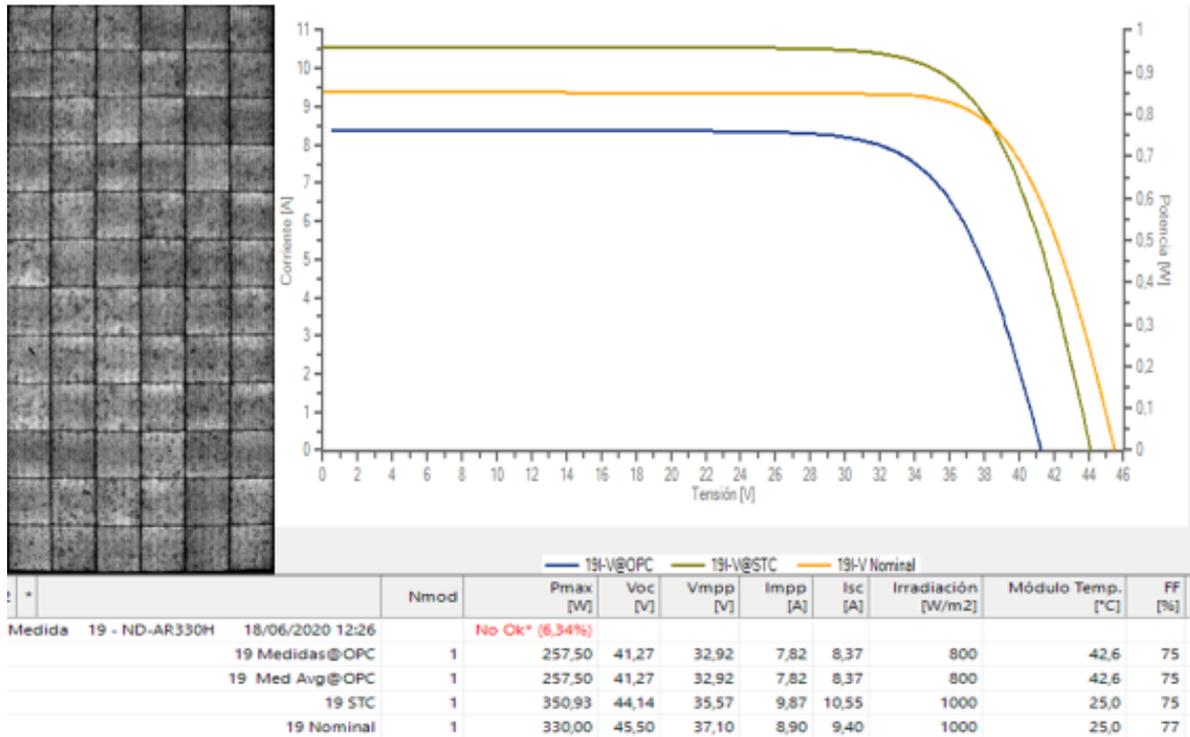


Ilustración 61. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

**Módulo 17**

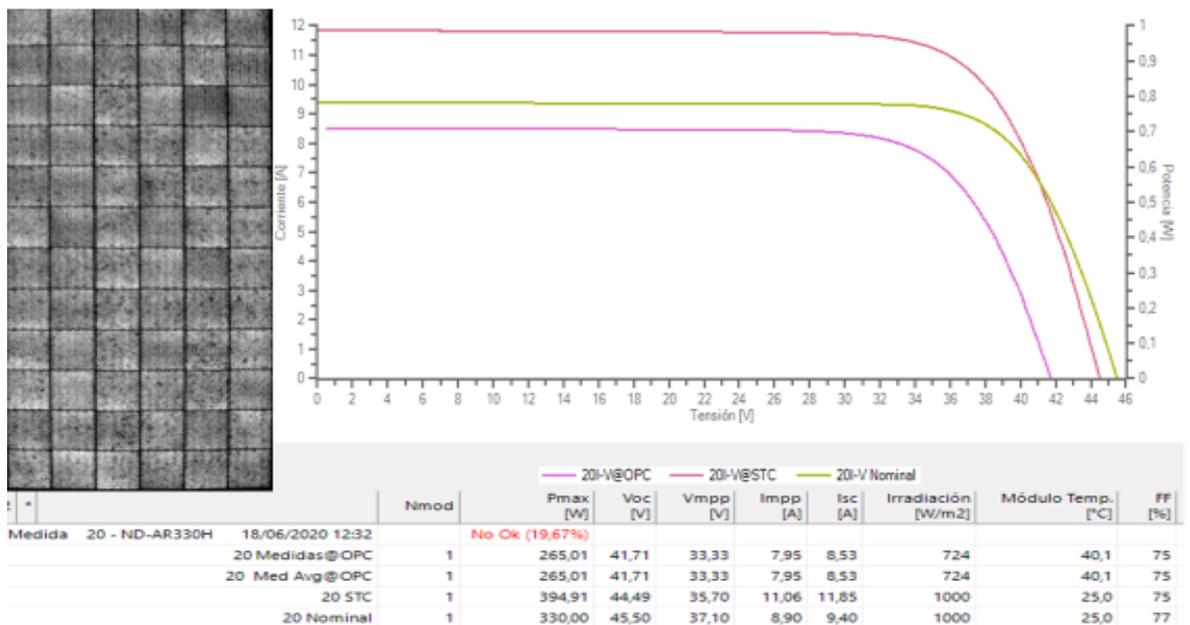


Ilustración 62. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

### Módulo 18

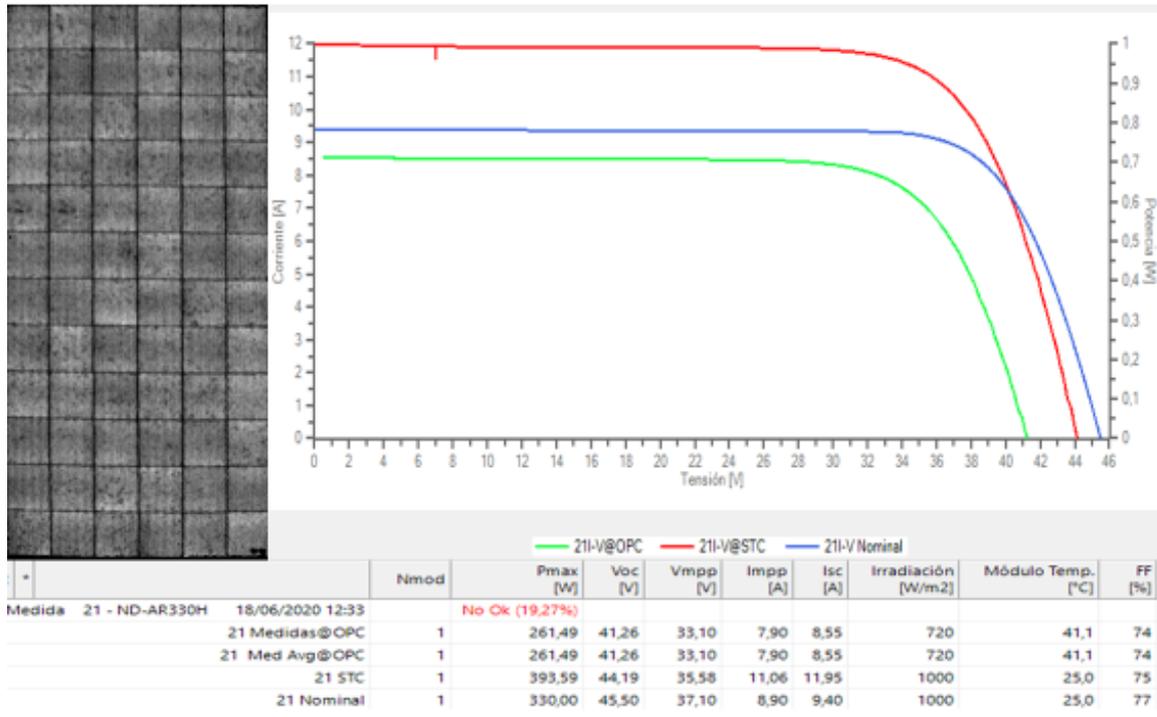


Ilustración 63. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).

### Módulo 19

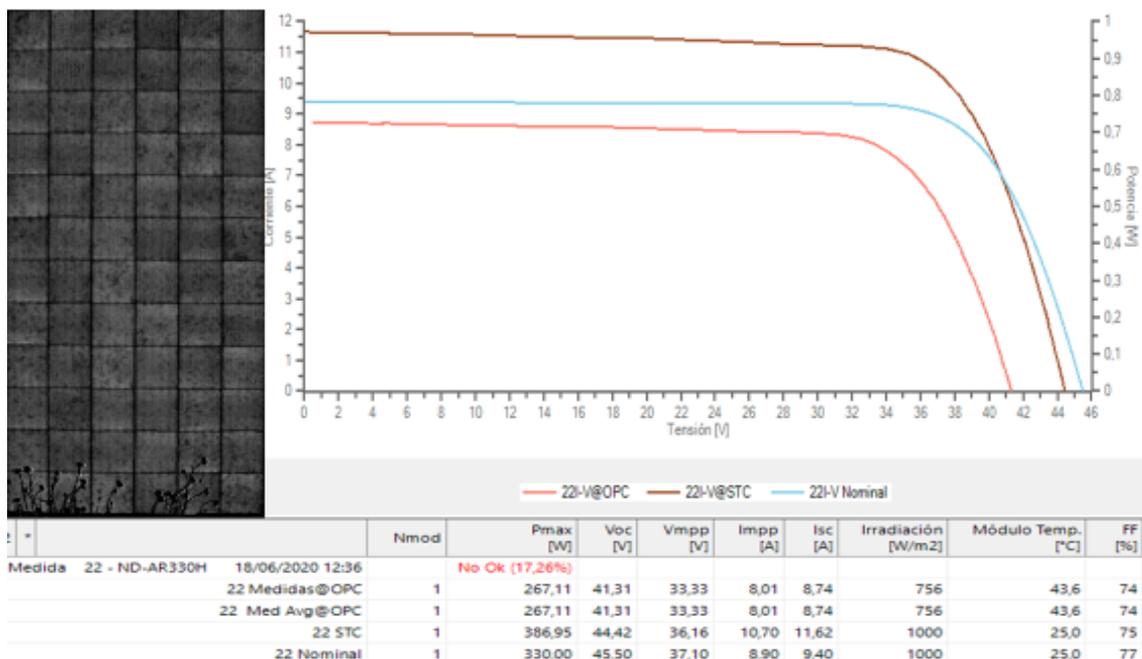


Ilustración 64. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).



Módulo 20

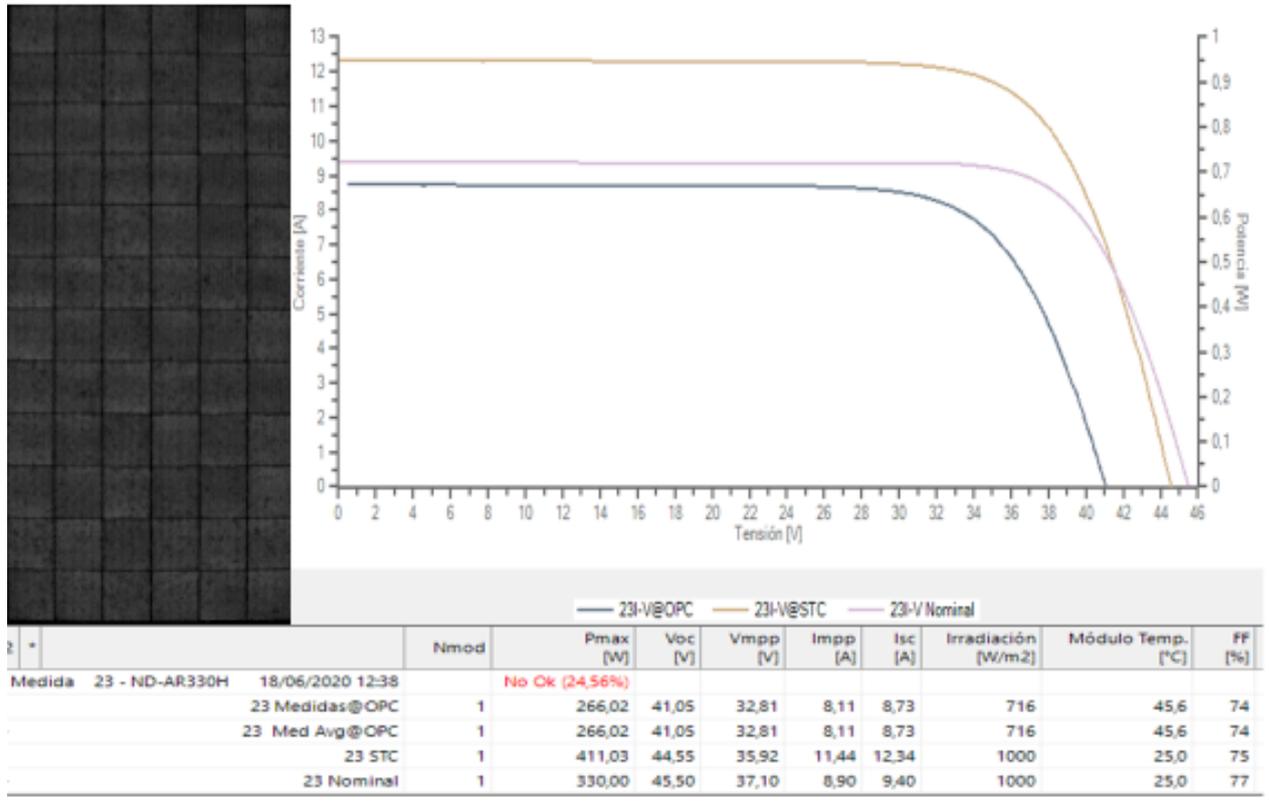


Ilustración 65. Electroluminiscencia (arriba a la izquierda). Curva I-V (arriba a la derecha). Tabla de resultados (abajo).



